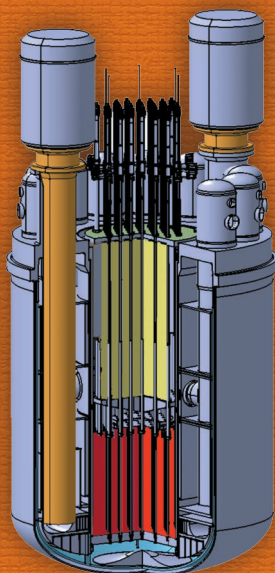




ИБРАЭ

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
Институт проблем безопасного развития атомной энергетики

АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ: НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ



НАУКА

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

Институт проблем безопасного развития атомной энергетики

**Атомные станции малой мощности:
новое направление развития
энергетики**

Под редакцией академика РАН

А. А. Саркисова

Москва Наука 2011

УДК 621.039
ББК 31.19
А92

Рецензенты:

академик РАН А. А. Макаров,
кандидат технических наук В. П. Биляшенко

Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / под ред. акад. РАН А. А. Саркисова ; Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. — М. : Наука, 2011. — 375 с. : ил. — ISBN 978-5-02-037972-5 (в пер.).

В книгу вошли наиболее актуальные материалы межотраслевой межрегиональной научно-технической конференции «Перспектива развития системы атомных станций малой мощности в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения», которая состоялась 11—12 ноября 2010 г. в Президентском зале Российской академии наук.

Издание предназначено 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 [in Russian] / Ed. by Acad. A. Sarkisov ; Nuclear Safety Institute (IBRAE) RAS. — Moscow : Nauka (Science), 2011. — 375 p. : ill. — ISBN 978-5-02-037972-5 (bound).

The book incorporates most topical materials of the inter-branch and inter-regional scientific & technical conference «Prospects for the Development of Low-power Nuclear Power Plants in Regions Lacking Distant Power Supply» held on November 11–12, 2010 in the Presidential Hall of the Russian Academy of Sciences.

The book is intended for engineers and technicians, decision makers and program managers, scientists, students and post-graduate students specializing in nuclear power engineering, nuclear mechanical engineering, regional development and power-engineering economics.

ISBN 978-5-02-037972-5

- © Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, 2011
- © Коллектив авторов, 2011
- © Редакционно-издательское оформление. Издательство «Наука», 2011

Содержание

Вступительная статья председателя Программного комитета конференции <i>А. А. Саркисов</i>	7
Емкость рынка для малой электрогенерации в России <i>С. П. Филиппов</i>	13
Проблемы энергоснабжения регионов в «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» и перспективы развития АЭС малой мощности <i>Н. И. Воропай, Б. Г. Санеев, В. А. Стенников</i>	24
Системный подход к обоснованию необходимости широкомасштабного развития АСММ на принципах «Стратегии национальной безопасности Российской Федерации» <i>П. Н. Алексеев, В. А. Стукалов, С. А. Субботин, Т. Д. Щепетина</i>	32
Проблемы северного завоза органического топлива и роль использования АСММ в условиях Крайнего Севера <i>М. П. Лебедев, О. И. Слепцов, В. П. Кобылин, А. П. Шадрин</i>	64
Задачи, проблемы и возможности создания атомной энергетики малых мощностей <i>В. А. Сидоренко</i>	79
Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России <i>Б. Г. Санеев, И. Ю. Иванова, Т. Ф. Тугузова, М. И. Франк</i>	88
Методология определения эффективности применения плавучих атомных станций в условиях Крайнего Севера и Арктики <i>А. П. Шадрин</i>	101
Основные технико-экономические показатели тепловых электростанций малой и средней мощности на органическом топливе <i>В. Р. Калинин, А. Н. Блинов, В. К. Хаев</i>	108

Перспективы развития возобновляемой энергетики в России для локального энергоснабжения <i>О. С. Попель</i>	126
Ресурсы возобновляемых источников энергии Мурманской области, приоритеты и направления их использования <i>В. А. Минин</i>	140
Сравнительная оценка энергоустановок малой мощности для децентрализованного энергоснабжения <i>Д. О. Смоленцев, О. Н. Ивина</i>	152
Обзор существующих и перспективных атомных станций малой мощности в Российской Федерации и за рубежом <i>В. В. Кузнецов</i>	159
Атомные станции с реакторной установкой СВБР-100: формирование требований к продукту <i>А. В. Кудрявцева</i>	179
Проекты атомных станций малой и средней мощности, направления их технико-экономической оптимизации <i>В. В. Петрунин, Ю. П. Фадеев, Л. В. Гуреева, С. Е. Скородумов</i>	182
Плавучие атомные теплоэлектростанции: состояние и перспективы <i>М. В. Шуручков, В. А. Созонюк</i>	187
Реакторная технология СВБР для региональной энергетики <i>Г. И. Тошинский, О. Г. Комлев, А. Е. Русанов, П. Н. Мартынов, В. С. Степанов, Н. Н. Климов, А. В. Дедуль, С. Н. Болванчиков</i>	193
Комплексное использование технических решений, отработанных при 45-летней эксплуатации энергоблока с реактором ВК-50, для создания современных АТЭС с реакторами ВК-100 в региональной атомной энергетике <i>А. С. Курский, В. М. Ещеркин, М. Н. Святкин, В. А. Мохов, И. Н. Васильченко, В. М. Махин, В. И. Каширин, В. А. Янчук</i>	214

Положительный опыт создания и 36-летней эксплуатации АСММ — Билибинской АТЭЦ <i>В. И. Каширин, Н. А. Чугунов, В. А. Янчук, Ю. Д. Баранаев, Л. А. Кочетков, Л. М. Парафило</i>	227
Автономные, экологически безопасные атомные энергоисточники малой мощности на базе реакторных установок типа «УниTERM» <i>Ю. Г. Драгунов, Е. Н. Гольцов, Г. И. Гречко, В. А. Шишкин</i>	247
Стационарные АСММ на базе судовых реакторных установок, технологий и потенциала судостроительной промышленности <i>В. П. Струев, С. П. Малышев</i>	254
Транспортабельная ядерная энергоустановка ГРЭМ для производства электроэнергии и тепла мощностью 1000 кВт (э) <i>Ю. Г. Драгунов, В. С. Емельянов, Е. Л. Ромадова, В. П. Сметанников</i>	267
Газоохлаждаемый реактор с высоким коэффициентом полезного действия <i>В. М. Котов, Д. И. Зеленский</i>	272
Применение паропроизводящих установок моноблочного типа в составе плавучих атомных теплоэлектростанций <i>А. Н. Ачкасов, Г. И. Гречко, В. Н. Пепя, В. А. Шишкин</i>	290
Транспортабельные атомные энергетические установки в международном проекте ИНПРО в МАГАТЭ <i>Л. Н. Андреева-Андреевская, В. П. Кузнецов</i>	297
Атомные станции малой мощности <i>Н. С. Хлопкин, Б. Г. Пологих, В. И. Макаров, В. Н. Лыцов</i>	311
Нормативное регулирование ядерной и радиационной безопасности плавучего энергоблока <i>А. А. Лепешкин</i>	317
Проблемы обеспечения физической защиты атомных станций малой мощности и пути их решения <i>Н. Н. Шемигон</i>	333

Система обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом для атомных станций малой мощности <i>И. И. Линге, В. И. Дорогов, Д. В. Бирюков</i>	<i>342</i>
Усовершенствование системы радиационного мониторинга и аварийного реагирования в Северо-Западном регионе России <i>Л. А. Большов, А. А. Саркисов, В. С. Никитин, Р. В. Арутюнян, С. Л. Гаврилов, В. П. Киселев, К. В. Огарь, И. А. Осипьянц.....</i>	<i>348</i>
Концепция микротвэльного автономного расплавно-солевого реактора малой мощности <i>П. Н. Алексеев, И. А. Белов, А. А. Седов, Ю. Н. Удянский, П. А. Фомиченко, А. Л. Шимкевич, Т. Д. Щепетина.....</i>	<i>359</i>
Контроль герметичности парогенераторов ядерной энергетической установки с водо-водяным реактором <i>В. Т. Раков, О. Н. Саранча.....</i>	<i>369</i>

Вступительная статья председателя Программного комитета конференции

А. А. Саркисов

Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН

После драматического, но отнюдь исторически не predetermined распада Советского Союза, Российская Федерация продолжает оставаться самой большой по территории страной мира. При этом Россия крайне неравномерно населена и отличается неоднородным уровнем экономического развития отдельных регионов. Достаточно сказать, что около двух третей ее площади находится вне зоны централизованного электроснабжения. Это главным образом удаленные, малонаселенные районы, но именно они представляют особую стратегическую ценность вследствие большого содержания в их недрах полезных ископаемых.

Характерной является территория Сибири, которая составляет 57% площади России. Сибирь по численности и плотности населения, по природным условиям очень близка к Канаде. Здесь проживает всего 15% населения России, причем в основном вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали. Но северная, наиболее холодная и слабонаселенная часть Сибири, таит в себе огромные природные ресурсы. Именно здесь, в этом слабо освоенном регионе, находится более 90% добываемого газа, 70% запасов российской нефти, большие запасы цветных, редких металлов, химического сырья, половина запасов древесины.

Удаленные труднодоступные регионы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, где сконцентрированы основные национальные запасы углеводородов и других полезных ископаемых, находятся в зоне автономной электроэнергетики. Многочисленные действующие маломощные, устаревшие дизельные и мазутные энергоустановки (ЭУ) и котельные находятся сейчас в ведении местных властей, отдельных предприятий, в том числе частных. Их эксплуатация сопряжена со значительными организационными трудностями по доставке топлива и запчастей при реализации процедуры северного завоза, с возрастающими затратами на закупку топлива и его транспортировку в условиях бездорожья и короткой навигации в Сибири. На северный завоз ежегодно из федерального и региональных бюджетов выделяется несколько миллиардов рублей. Отсутствие конкурентоспособных производителей дизельных электростанций приводит к использованию в энергетике установок зарубежных производителей. Только за

2007 г. в Россию было импортировано более 200 тыс. электростанций на базе двигателей внутреннего сгорания различных мощностей.

В сложных природных условиях традиционные энергоисточники и энергоисточники на базе возобновляемых ресурсов не в состоянии повсеместно удовлетворить растущие потребности в тепле и электрической энергии, соответствуя при этом экономическим и экологическим требованиям.

Очень остро стоит вопрос экологической ответственности за состояние труднодоступных территорий, загрязненных промышленными отходами, отработанными блоками и запчастями, тарой от топлива и химикатов. Эти территории испытывают нарастающий дефицит тепла и электроэнергии, что ставит под угрозу планы промышленного развития, в том числе из-за оттока населения из этих некомфортных для жизни мест. Решить проблемы за счет прокладки новых сетей в большинстве случаев нецелесообразно экономически либо невозможно в связи с условиями рельефа, большой удаленностью и децентрализацией потребителей.

Радикальным решением этой проблемы могло бы стать широкое внедрение атомных станций малой мощности (АСММ) — плавучих, транспортабельных и стационарных. При этом наиболее перспективными представляются серийно изготавливаемые компактные мобильные атомные энергоблоки модульной конструкции, блоки для которых в полной заводской готовности доставляются к месту дислокации, работают без перегрузки активных зон до 20—30 лет и затем вывозятся. С учетом трудоемкого и дорогостоящего северного завоза для удаленных регионов АСММ могут стать основой энергетики как для промышленного развития, так и для поддержания социальной сферы. Предварительные оценки показывают, что общая потребность для покрытия дефицита электрической и тепловой энергии за счет АСММ на период до 2030 г. для Северо-Востока страны составляет порядка 20 ГВт (200—2000 блоков мощностью 10—100 МВт). Малые АЭС могли бы обеспечивать разработку удаленных месторождений, на их основе можно формировать локальные энергоузлы. Немаловажным обстоятельством является и то, что разработка серии малых атомных блоков позволит значительно увеличить экспортный потенциал России.

До недавнего времени Россия сохраняла приоритет в области развития малогабаритных атомных ЭУ. Он базировался на опыте создания и эксплуатации сотен атомных реакторов подводных лодок и ледоколов. В настоящее время в завершающей стадии находится строительство плавучей атомной тепловой электростанции (АТЭС) на базе ледокольной установки КЛТ-40С. В ряде научно-исследовательских институтов и конструкторских бюро разработаны и находятся в разной стадии готовности к созданию опытно-

промышленного образца несколько вариантов АСММ различных типов и компоновок, в том числе основанных на уникальной отечественной технологии ядерных энергоустановок со свинцово-висмутовым теплоносителем. Однако практическую реализацию это направление может получить только при наличии обоснованного представления о целесообразности создания системы АСММ как основы региональной электроэнергетики и цельной государственной стратегии энергообеспечения регионов, не входящих в единую энергосистему.

Интерес к реакторам малой мощности, как к перспективным энергоисточникам для регионов с децентрализованным электроснабжением, возрастает и в мире в целом. По оценкам Международного агентства по атомной энергии мировая потребность в таких АЭС на период до 2020 г. может превысить 1000 ГВт. В настоящее время в ряде стран разрабатываются конкретные проекты.

Около полувека история развития атомной энергетики связана с укрупнением блоков единичной мощностью от 500 до 1500 МВт и созданием на их основе мощных атомных станций. Пожалуй, масштабные приложения малой атомной энергетики ограничивались военными кораблями, атомными подводными лодками и единственным в мире отечественным атомным ледокольным флотом. Таким образом, малая энергетика для мирных целей практически не развивалась.

Отношение к малой атомной энергетике стало радикально изменяться в последние годы. В ряде стран с развитой атомной энергетикой предпринимаются практические шаги и разворачиваются масштабные работы по созданию реакторов малой мощности для применения в самых разных целях. В России интерес к малой энергетике стал прогрессивно возрастать прежде всего в связи с необходимостью освоения отдаленных регионов, в то время как в мире делается ставка на создание распределенных энергетических систем, основанных на энергоисточниках малой мощности, в том числе на возобновляемых источниках энергии. Самостоятельный интерес представляет направление реализации модульной компоновки станций большой мощности из реакторов малой единичной мощности.

В 2009 г. в Сенат США был внесен законопроект «Инициатива по улучшению исследований в области энергетики». Начинается этот документ словами: «Министр энергетики должен руководить исследованиями по уменьшению стоимости ядерных энергетических систем включая исследования по модульным и малым реакторам». Данный законопроект поддержан президентом Бараком Обамой, министром энергетики Стивеном Чу и рядом влиятельных сенаторов, так что имеются все основания ожидать,

что в ближайшее время он будет принят. Законопроект предусматривает выделение только на исследования в области ядерной энергетики 50 млн долл. в 2011 г.

Помимо России и США, где ведутся разработки сразу нескольких проектов АСММ, а также прорабатываются меры государственной поддержки таких проектов, свои концепции реакторов малой мощности реализуют Япония, Китай, Южная Корея, Франция, Германия, Италия, Аргентина, Бразилия, Нидерланды, Индонезия и др. Заинтересованность в объектах малой атомной энергетики во многих странах подкрепляется наличием проектных разработок: «NuScale», «mPower» (оба США), 4S (Япония, США), АНWR (Индия), SMART (Республика Корея), «Flexblue» (Франция) и др.

С учетом интереса, проявляемого в последние годы к ядерным энергоисточникам малой мощности, и масштаба ведущихся работ по их созданию можно утверждать, что мы находимся на старте появления нового направления в развитии ядерной энергетики, а именно, широкого применения атомных реакторов малой мощности.

Основные преимущества, связанные с применением малой атомной энергетики для освоения отдаленных, малоразвитых регионов, таковы:

- Минимизация объемов и стоимости капитального строительства в районе размещения атомных станций. Все высокотехнологичные, дорогостоящие и трудоемкие операции переносятся в специализированные цеха заводов и выполняются квалифицированным персоналом. Следствием этого является минимизация затрат по разворачиванию и вводу в действие малых атомных энергоисточников.
- Очень важное преимущество — возможность перенесения наиболее ядерно- и радиационно опасных операций, связанных с ремонтом и перегрузкой топлива, с площадки размещения в специализированные заводские цеха, что обеспечивает высокий уровень безопасности и качества выполняемых процедур.
- Существенное упрощение проблем, связанных с выводом этих атомных станций из эксплуатации после выработки технического ресурса.
- Минимизация экологических последствий для окружающей среды.
- Еще одно, далеко не последнее преимущество — возможность обходиться минимальным персоналом, работающим по вахтенному методу.

В разработке атомных энергоисточников малой мощности наша страна имеет очевидный приоритет, связанный с опытом, накопленным при создании ядерных энергетических установок боевых кораблей, атомных под-

водных лодок и атомных ледоколов, а также с разработкой совершенно новых, уникальных ядерных технологий, которые не разрабатывались в мире, в частности, технологии реакторов на промежуточных нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем. В нашей стране строится первая в мире плавучая атомная теплоэлектростанция, сейчас она спущена на воду. Несмотря на издержки, связанные с экономикой и другими проблемами, которые на начальных стадиях проектирования решались не самым лучшим образом, эта установка уже в настоящее время востребована и имеет хорошие перспективы широкого практического использования. Что касается технологии реакторов на жидком металле, сейчас у нас идет хорошими темпами разработка установки СВБР-100 мощностью 100 МВт, модульного типа, на базе которой могут строиться и станции большой мощности. Конструкция СВБР-100 базируется на опыте, который был приобретен при строительстве атомных подводных лодок проекта 705, использовавших в свое время реакторы на промежуточных нейтронах и свинцово-висмутовый теплоноситель, и в то же время она лишена многих свойственных установкам этих подводных лодок недостатков. Естественно, рассматриваются и другие технологии.

Использование атомных энергоисточников малой мощности в том или ином конкретном регионе должно являться результатом всестороннего анализа преимуществ и издержек, связанных с их эксплуатацией. Прежде всего, необходимо определить потребность регионов в таких малых энергоисточниках, исходя из их экономического состояния и перспектив развития. После этого следует сравнительным анализом конкурентоспособности определить источники, применение которых наиболее целесообразно для тех или иных регионов. Только в результате такого анализа будут определены место, роль и объем использования атомных энергоисточников для отдаленных регионов. Известная конкуренция существует и среди атомных энергоисточников, которая также должна рассматриваться в зависимости от конкретных условий. Выбор того или иного типа атомного энергоисточника малой мощности должен быть надлежащим образом обоснован с точки зрения экономической эффективности, ядерной и экологической безопасности, а также других определяющих факторов.

Применение атомных энергоисточников малой мощности связано с необходимостью решения целого ряда проблем, связанных с нераспространением ядерных материалов, обеспечением ядерной и радиационной безопасности, подготовкой персонала, развитием специальной нормативно-правовой базы и других проблем.

К сожалению, несмотря на огромный экономический потенциал и стратегическое значение для развития страны Сибири, северных и восточных территорий, в Российской Федерации до сего дня отсутствует единая программа энергоснабжения регионов, не обеспеченных централизованным электроснабжением. Разработка единой концепции и программы энергообеспечения этих регионов представляется одной из наиболее приоритетных задач современного этапа развития отечественной электроэнергетики.

Проблемам развития малой атомной энергетики была посвящена межотраслевая межрегиональная научно-техническая конференция «Перспектива развития системы атомных станций малой мощности в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения», которая состоялась 11—12 ноября 2010 г. в Российской академии наук. Для публикации отобраны наиболее интересные сообщения, которые в совокупности освещают многие актуальные вопросы, связанные с этими проблемами.

Емкость рынка для малой электрогенерации в России

С. П. Филиппов

Институт энергетических исследований РАН

В настоящее время под малой электрогенерацией чаще всего понимают электростанции установленной электрической мощностью 25 МВт и менее, работающие автономно или в составе электроэнергетической системы. В последнем случае говорят о распределенной генерации. Малые электростанции могут использовать органическое или ядерное топливо, а также возобновляемые виды энергии. В случае атомных электростанций к классу малых часто относят установки единичной мощностью 100—200 МВт (э) и менее.

При оценке перспектив развития конкретных технологий малой энергетики наиболее важными представляются два аспекта: емкость рынка для их применения и конкурентоспособность с альтернативными техническими решениями (включая присоединение соответствующих потребителей к системам централизованного энергоснабжения, если это возможно). Поскольку электрогенерирующие установки малой мощности могут быть когенерационными, необходимо рассматривать рынки электрической и тепловой энергии. Кроме внутреннего рынка, для установок малой мощности определенный интерес может представлять и внешний рынок. Более того, вполне возможно, что для отдельных типов малых электрогенерирующих установок экспортный потенциал будет превышать емкость внутреннего рынка. Ниже сделана попытка оценить потенциальную емкость внутренних рынков электрической и тепловой энергии для технологий малой электрогенерации, в том числе на ядерном топливе.

В последние годы в стране наблюдалось бурное развитие малой энергетики [1]. Основные причины этого: хозяйственное освоение территорий, не охваченных централизованным электроснабжением (которых в стране более двух третей ее общей площади), наличие существенных инфраструктурных ограничений (отсутствие технологических возможностей подключения потребителей к электрическим сетям), низкие надежность и качество электроснабжения, а также технический прогресс в средствах малой электрогенерации. Неоспоримыми достоинствами малой энергетики являются небольшие сроки ввода объектов в эксплуатацию и небольшие начальные инвестиции. Малая электрогенерация может стать и постепенно становится

важным элементом повышения надежности электроснабжения и в целом энергетической безопасности страны.

Суммарная установленная мощность малых электростанций в России составила в 2007 г. 11,8 ГВт, ими было произведено 23,7 млрд кВт·ч электроэнергии (табл. 1). Доля малой электрогенерации в установленной мощности всех электростанций страны достигла 5,3%, а в выработке электроэнергии — 2,3%. Однако эффективность использования мощностей малой генерации существенно ниже, чем большой (соответственно 2020 и 4530 ч/год).

Таблица 1. Роль малой генерации в электроэнергетике России (2007 г.)

Тип электростанции	Установленная мощность			Выработка электроэнергии		
	Всего, тыс. МВт	Малая генерация		Всего, млрд кВт·ч	Малая генерация	
		тыс. МВт	%		млрд кВт·ч	%
Все электростанции	224,0	11,8	5,3	1015,3	23,8	2,3
В том числе:						
ТЭС	153,4	11,3	7,4	675,8	21,9	3,2
ГЭС	46,8	0,3	0,7	179,0	1,3	0,7
АЭС	23,7	Менее 0,1	0,2	160,0	0,1	0,1
ГеоТЭС и ВЭС	0,1	0,1	100,0	0,5	0,5	100,0

Источник: данные Росстата.

Малая энергетика на 96,4% по мощности представлена тепловыми электростанциями. Среди них доминируют дизельные (ДЭС) и паротурбинные электростанции (табл. 2). На долю ДЭС приходится около 55% установленной мощности всех малых электростанций и 31% производимой ими электроэнергии. Доля паротурбинных установок в электрической мощности малых станций составляет 23%, а в выработке электроэнергии — 37%. В стране накоплены значительные мощности газопоршневых электростанций (более 2 ГВт). Паротурбинные электростанции являются абсолютным лидером в отпуске тепла среди установок малой генерации (65%). Еще 32% тепла отпускается геотермальными электростанциями. Малая электроэнергетика на базе возобновляемых источников энергии большого развития в России пока не получила. Ее совокупная доля в суммарной установленной мощности электростанций страны составляет около 0,24%, а в производстве электроэнергии — 0,23%.

Анализ результатов выполненных нами исследований [1] показал, что накопленные за 2001—2007 гг. объемы реализации в России электрогенерирующих установок малой мощности достигли 15 ГВт (табл. 3). Из них только 2,5 ГВт пришлось на электростанции общего пользования. За этот же пери-

од суммарные вводы крупных электростанций составили 12,4 ГВт. В структуре вводов малой генерации преобладают установки мощностью более 300 кВт (66%). Велика доля установок мощностью до 60 кВт (26%). Основу вводов малой электрогенерации составляют установки на базе двигателей внутреннего сгорания (дизельные и газопоршневые электростанции).

Таблица 2. Технологическая структура малой электроэнергетики России (без АЭС, 2007 г.)

Тип электростанции	Установленная электрическая мощность		Выработка электроэнергии		Отпуск тепловой энергии		Использование электрической мощности, ч/год
	МВт	%	млн кВт·ч	%	тыс. Гкал	%	
Дизельные	6505	55,34	7407	31,28	0,63	0,61	1139
В том числе передвижные	1291	10,99	1868	7,89	0	0,00	1446
Газопоршневые	2046	17,41	5542	23,40	1,96	1,91	2709
Газотурбинные	63	0,54	175	0,74	0,16	0,15	2775
Паротурбинные	2719	23,13	8744	36,93	66,86	64,99	3216
В том числе на биомассе	117	0,99	487	2,05	2,81	2,73	4169
Мини-ГЭС	320	2,72	1320	5,57	0,00	0,00	4123
Геотермальные	90	0,77	485	2,05	33,27	32,34	5380
Ветряные	10	0,09	7	0,03	0,00	0,00	647
Всего	11 753	100,00	23 680	100,00	102,88	100,0	2015

Источник: данные Росстата.

Таблица 3. Объемы вводов в России электростанций малой и большой мощности, МВт

Единичная мощность	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Всего
Малые электростанции:								
до 60 кВт	134	151	206	265	470	919	1 443	3 588
60—300 кВт	30	47	68	83	137	279	415	1 059
более 300 кВт	1 422	1 609	1 363	1 243	1 046	1 617	2 017	10 317
Всего малые электростанции	1 586	1 807	1 637	1 591	1 653	2 815	3 875	14 964
Крупные электростанции*	2 773	579	1 851	950	2 861	1 307	2 082	12 403

* Мощностью более 500 кВт, по данным Росстата и Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса.

Различия между данными Росстата по установленной мощности малых электростанций в России (см. табл. 1 и 2) и величинами их вводов (см. табл. 3) обусловлены следующими причинами. Значительная часть нового оборудования размещается на действующих электростанциях взамен выработавшего ресурс. Установки мощностью менее 500 кВт, вводимые на предприятиях различных секторов экономики, т. е. помимо электростанций общего пользования, а также применяемые в домашних хозяйствах, в большинстве своем не попадают в отчетность Росстата, поскольку используются владельцами только для покрытия собственных потребностей в электроэнергии или в качестве резервных.

Распространенность малой энергетики в стране в значительной степени может характеризоваться дизельными электростанциями. Паротурбинные установки в основном нашли применение в обрабатывающих отраслях промышленности (преимущественно для когенерационной выработки электроэнергии при производстве тепла для теплоемких производств или утилизации образующихся горючих отходов), а газопоршневые — при добыче нефти и газа. Наибольшее распространение дизельные электростанции получили в Дальневосточном федеральном округе, на долю которого приходится почти 48% выработки в стране электроэнергии установками данного типа (табл. 4). Велика роль ДЭС в других федеральных округах (ФО), имеющих большие территории с децентрализованным электроснабжением (Уральском, Сибирском и Северо-Западном). Основное применение ДЭС нашли в жилищно-коммунальном хозяйстве и добывающей промышленности, на которые в совокупности приходится более 78% производимой ими электроэнергии (табл. 5).

Таблица 4. Структура производства электроэнергии на ДЭС по федеральным округам, %

Регион	%
Центральный федеральный округ	0,9
Северо-Западный федеральный округ	10,4
Южный федеральный округ	2,6
Приволжский федеральный округ	3,0
Уральский федеральный округ	21,5
Сибирский федеральный округ	13,8
Дальневосточный федеральный округ	47,8
<i>Россия</i>	<i>100,0</i>

Ниже представлены оценки емкости рынков для малой электрогенерации в России. Они включают: а) производственную сферу, б) жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ) населенных пунктов с числом жителей до 50 тыс. человек включительно. Применительно к производственной сфере рассматривались сектора экономики, потенциально привлекательные для применения распределенной электрогенерации: добыча полезных ископаемых, в том числе топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), строительство и сельское хозяйство. ЖКХ включает домашние хозяйства и сферу услуг. Оценки получены для базового сценария социально-экономического развития России, разработанного Минэкономки в первой половине 2010 г. Согласно этому сценарию, рост ВВП страны относительно 2008 г. составит: 1,6—1,7 раза к 2020 г., 2,2—2,3 раза к 2025 г. и 2,9—3,0 раза к 2030 г. Расчеты прогнозного энергопотребления секторов экономики выполнялись по методике, изложенной в [2].

Таблица 5. Структура производства электроэнергии на ДЭС по видам экономической деятельности, %

Вид деятельности	Россия	ЦФО	СЗФО	ЮФО	ПФО	УФО	СФО	ДФО
Добыча	36,1	0,0	62,8	10,3	83,1	50,2	37,5	22,6
Обработка	2,4	0,1	1,5	2,7	2,1	2,3	0,3	3,3
Строительство	7,3	94,8	3,2	17,1	5,2	8,8	0,8	7,4
Сельское хозяйство	1,5	0,0	0,2	0,1	0,6	2,2	3,2	1,2
Транспорт и связь	2,2	3,9	1,9	42,2	3,3	0,1	0,8	1,3
ЖКХ	42,1	0,0	22,7	0,0	0,0	28,5	48,5	56,6
Прочие сферы услуг	8,2	1,2	7,7	27,5	5,7	7,9	8,9	7,6
<i>Всего</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>

Если при определении потенциальной емкости новых рынков для малой электрогенерации ограничиться величинами приростов электрических нагрузок, то для производственной сферы получим следующие оценки (табл. 6 и 7): в 2020 г. — 7,5 ГВт, в 2025 г. — 13,9 ГВт, в 2030 г. — 20,8 ГВт. В отношении электропотребления оценки составят: в 2020 г. — 39 млрд кВт·ч, в 2025 г. — 72 млрд кВт·ч, в 2030 г. — 107 млрд кВт·ч. Примерно 40% рынка по нагрузке и более 50% по электропотреблению приходится на добычу ТЭР. Около половины рынка сосредоточено в Уральском и Сибирском федеральных округах, преимущественно в добывающих отраслях.

Таблица 6. Потенциальная емкость рынка для малой электрогенерации в производственной сфере по секторам экономики

Показатель	Значение				Прирост (к 2008 г.)		
	2008	2020	2025	2030	2020	2025	2030
<i>Электрическая нагрузка, ГВт:</i>							
Добыча ТЭР	13,47	17,06	19,32	21,85	3,59	5,85	8,38
Добыча не ТЭР	4,97	5,54	6,61	7,74	0,57	1,64	2,77
Строительство	3,30	5,18	6,87	8,31	1,88	3,57	5,01
Сельское хозяйство	3,56	5,02	6,40	8,20	1,46	2,84	4,64
<i>Всего</i>	<i>25,30</i>	<i>32,80</i>	<i>39,20</i>	<i>46,10</i>	<i>7,50</i>	<i>13,90</i>	<i>20,80</i>
<i>Электропотребление, млрд кВт·ч:</i>							
Добыча ТЭР	87,4	110,7	125,6	141,8	23,3	38,2	54,4
Добыча не ТЭР	24,9	27,7	33,1	38,7	2,8	8,2	13,8
Строительство	11,6	18,1	24,1	29,1	6,5	12,5	17,5
Сельское хозяйство	16,0	22,6	28,8	36,9	6,6	12,8	20,9
<i>Всего</i>	<i>139,9</i>	<i>179,1</i>	<i>211,6</i>	<i>246,5</i>	<i>39,2</i>	<i>71,7</i>	<i>106,6</i>

Таблица 7. Потенциальная емкость рынка для малой электрогенерации в производственной сфере по федеральным округам

Показатель	Значение				Прирост (к 2008 г.)		
	2008	2020	2025	2030	2020	2025	2030
<i>Электрическая нагрузка, ГВт:</i>							
Центральный ФО	3,18	3,96	4,98	6,04	0,78	1,80	2,86
Северо-Западный ФО	2,08	2,68	3,34	3,99	0,60	1,26	1,91
Южный ФО	0,95	1,46	1,86	2,30	0,51	0,91	1,35
Приволжский ФО	4,05	5,70	6,32	6,96	1,65	2,27	2,91
Уральский ФО	10,50	12,07	14,20	16,58	1,57	3,70	6,08
Сибирский ФО	3,45	5,37	6,51	7,86	1,92	3,06	4,41
Дальневосточный ФО	1,09	1,56	1,99	2,37	0,47	0,90	1,28
<i>Всего</i>	<i>25,30</i>	<i>32,80</i>	<i>39,20</i>	<i>46,10</i>	<i>7,50</i>	<i>13,90</i>	<i>20,80</i>
<i>Электропотребление, млрд кВт·ч:</i>							
Центральный ФО	14,12	17,13	21,43	26,03	3,01	7,31	11,91
Северо-Западный ФО	10,44	13,72	17,17	20,54	3,28	6,73	10,10
Южный ФО	4,43	6,83	8,60	10,57	2,40	4,17	6,14
Приволжский ФО	22,76	32,12	34,85	37,59	9,36	12,09	14,83
Уральский ФО	64,74	73,40	86,12	99,65	8,66	21,38	34,92
Сибирский ФО	17,97	27,81	33,20	39,89	9,84	15,23	21,92
Дальневосточный ФО	5,44	8,09	10,23	12,22	2,65	4,79	6,78
<i>Всего</i>	<i>139,9</i>	<i>179,10</i>	<i>211,60</i>	<i>246,50</i>	<i>39,20</i>	<i>71,70</i>	<i>106,60</i>

Потенциальная емкость новых рынков для малой электрогенерации в сфере ЖКХ, определяемая приростами электрических нагрузок и электропотребления в данной сфере за период до 2030 г., составляет (табл. 8 и 9):

- по приросту электрических нагрузок — около 11,2 ГВт, в том числе 6,9 ГВт в сельской местности и 4,3 ГВт в малых городах включая поселки городского типа;
- по приросту электропотребления — 48 млрд кВт·ч, в том числе 30 млрд кВт·ч в сельской местности и 18 млрд кВт·ч в малых городах.

Таблица 8. Электрические нагрузки в сфере ЖКХ в 2008 г. и прирост до 2030 г., ГВт

Показатель	Всего	Село	Малые города	В том числе с числом жителей, тыс. человек			
				до 5	5—10	10—20	20—50
<i>Нагрузка (2008 г.):</i>							
Центральный ФО	7,75	4,27	3,48	0,27	0,63	1,00	1,58
Северо-Западный ФО	4,14	2,16	1,98	0,18	0,30	0,59	0,90
Южный ФО	5,61	4,23	1,38	0,03	0,14	0,32	0,89
Приволжский ФО	6,72	4,35	2,37	0,20	0,54	0,55	1,08
Уральский ФО	2,72	1,16	1,56	0,06	0,11	0,38	1,02
Сибирский ФО	6,50	3,98	2,52	0,21	0,39	0,78	1,14
Дальневосточный ФО	1,98	0,87	1,11	0,18	0,20	0,24	0,49
<i>Всего</i>	<i>35,42</i>	<i>21,02</i>	<i>14,40</i>	<i>1,13</i>	<i>2,31</i>	<i>3,86</i>	<i>7,10</i>
<i>Прирост (до 2030 г.):</i>							
Центральный ФО	2,58	1,49	1,10	0,08	0,20	0,31	0,52
Северо-Западный ФО	1,08	0,67	0,40	0,04	0,06	0,12	0,18
Южный ФО	2,17	1,67	0,49	0,01	0,05	0,11	0,32
Приволжский ФО	1,82	1,23	0,59	0,04	0,13	0,14	0,29
Уральский ФО	1,09	0,46	0,62	0,02	0,04	0,13	0,42
Сибирский ФО	1,91	1,19	0,73	0,06	0,11	0,23	0,33
Дальневосточный ФО	0,55	0,23	0,32	0,05	0,06	0,07	0,14
<i>Всего</i>	<i>11,20</i>	<i>6,94</i>	<i>4,25</i>	<i>0,30</i>	<i>0,65</i>	<i>1,11</i>	<i>2,20</i>

Малая электрогенерация также может использоваться для покрытия существующих нагрузок, если это окажется экономически выгодным. Потенциальный рынок для таких решений очень велик — до 35 ГВт по состоянию на 2008 г. (см. табл. 8). Для выбора технических средств малой энергетики важно знать электрические нагрузки ЖКХ конкретных населенных пунктов. Ориентировочно они составляют: при численности населения 5 тыс. человек — около 3—5 МВт, 10 тыс. — 6—9 МВт, от 20 тыс. — 12—15 МВт, 50 тыс. человек — 30—40 МВт.

**Таблица 9. Электропотребление в сфере ЖКХ в 2008 г.
и прирост до 2030 г., млрд кВт·ч**

Показатель	Всего	Село	Малые города	В том числе с числом жителей, тыс. человек			
				до 5	5—10	10—20	20—50
<i>Потребление (2008 г.):</i>							
Центральный ФО	23,00	12,39	10,61	0,80	1,91	3,06	4,85
Северо-Западный ФО	12,43	5,44	6,99	0,64	1,02	2,07	3,25
Южный ФО	16,87	12,81	4,06	0,09	0,42	0,92	2,63
Приволжский ФО	20,93	13,69	7,24	0,62	1,65	1,69	3,28
Уральский ФО	8,58	3,59	4,99	0,18	0,35	1,19	3,27
Сибирский ФО	21,18	12,71	8,47	0,72	1,30	2,59	3,86
Дальневосточный ФО	6,83	3,22	3,61	0,58	0,65	0,79	1,60
<i>Всего</i>	<i>109,82</i>	<i>63,85</i>	<i>45,97</i>	<i>3,63</i>	<i>7,30</i>	<i>12,31</i>	<i>22,74</i>
<i>Прирост (до 2030 г.):</i>							
Центральный ФО	11,37	6,75	4,59	0,33	0,81	1,30	2,15
Северо-Западный ФО	4,79	3,14	1,65	0,15	0,25	0,50	0,75
Южный ФО	8,68	6,69	1,99	0,05	0,22	0,43	1,30
Приволжский ФО	7,35	4,93	2,43	0,18	0,50	0,57	1,18
Уральский ФО	4,87	1,98	2,89	0,11	0,21	0,60	1,98
Сибирский ФО	8,78	5,53	3,25	0,27	0,48	1,00	1,50
Дальневосточный ФО	2,20	0,81	1,40	0,20	0,27	0,30	0,62
<i>Всего</i>	<i>48,04</i>	<i>29,83</i>	<i>18,20</i>	<i>1,29</i>	<i>2,74</i>	<i>4,70</i>	<i>9,48</i>

Существенным резервом для повышения эффективности применения малой энергетики в России является когенерация. Потенциальная емкость рынка для малых когенерационных установок в сфере ЖКХ может быть оценена по величине тепловой нагрузки населенных пунктов, включающей нагрузку домашних хозяйств (отопление и горячее водоснабжение) и сферы услуг. Значения тепловых нагрузок рассчитывались на основе отчетных и прогнозных данных о площади жилищного фонда, его структуре, доле сферы услуг в теплопотреблении, численности населения рассматриваемых субъектов, а также нормативных значений удельных расходов тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение. Результаты расчетов представлены в табл. 10. Если ограничиться только приростами тепловых нагрузок, то емкость рынка для применения малых когенерационных установок в сфере ЖКХ составит около 63 ГВт, из которых 45 ГВт находится в сельской местности и 18 ГВт — в малых городах. В данной сфере когенера-

ционные установки составляют конкуренцию в основном индивидуальным теплогенераторам и котельным небольшой мощности.

Таблица 10. Тепловая нагрузка в сфере ЖКХ в 2008 г. и прирост до 2030 г., ГВт (т)

Показатель	Всего	Село	Малые города	В том числе с числом жителей, тыс. человек		
				до 10	10—20	20—50
<i>Нагрузка (2008 г.):</i>						
Центральный ФО	45,12	29,26	15,86	1,21	4,37	10,27
Северо-Западный ФО	22,36	14,15	8,21	0,75	2,67	4,79
Южный ФО	25,56	19,86	5,70	0,05	1,14	4,51
Приволжский ФО	43,63	33,63	10,00	0,61	2,44	6,95
Уральский ФО	38,06	29,84	8,22	0,10	1,55	6,57
Сибирский ФО	22,77	14,74	8,03	0,25	1,99	5,79
Дальневосточный ФО	11,85	7,85	4,00	0,45	0,86	2,69
<i>Всего</i>	<i>209,35</i>	<i>149,33</i>	<i>60,02</i>	<i>3,42</i>	<i>15,02</i>	<i>41,57</i>
<i>Прирост (до 2030 г.):</i>						
Центральный ФО	15,85	11,51	4,34	0,25	1,06	3,05
Северо-Западный ФО	4,53	3,13	1,40	0,14	0,39	0,86
Южный ФО	9,40	6,47	2,93	0,01	0,33	2,59
Приволжский ФО	11,35	9,37	1,98	0,10	0,47	1,41
Уральский ФО	12,56	9,11	3,45	0,03	0,52	2,91
Сибирский ФО	6,39	3,56	2,83	0,10	0,72	2,00
Дальневосточный ФО	2,54	1,60	0,94	0,10	0,17	0,67
<i>Всего</i>	<i>62,62</i>	<i>44,75</i>	<i>17,87</i>	<i>0,73</i>	<i>3,66</i>	<i>13,49</i>

Потенциал применения малых атомных ТЭЦ в значительной степени определяется рынком тепловой энергии. Оценки его емкости сделаны при следующих предположениях. Рассматриваются тепловые нагрузки ЖКХ крупных городов с численностью населения 100 тыс. человек и более, включающие нагрузки домашних хозяйств (отопление и горячее водоснабжение) и сферы услуг. Для города с численностью населения 100 тыс. человек тепловая нагрузка ЖКХ в среднем составляет 200—300 МВт, при численности 250 тыс. — 500—800 МВт, 500 тыс. — 1000—1200 МВт, от 1 млн человек — более 2000 МВт (т). Приросты тепловых нагрузок в городах могут в существенной мере покрываться от атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ). В принципе возможно внедрение АТЭЦ в существующие системы теплоснабжения городов путем вытеснения действующих теплоисточников. Принято, что в этом

случае из соображений надежности и безопасности теплоснабжения доля АТЭЦ в покрытии тепловых нагрузок ЖКХ городов не может превышать 50%. Результаты расчетов представлены в табл. 11. Суммарный прирост тепловых нагрузок ЖКХ в городах с численностью населения 100 тыс. человек и более за период 2008—2030 гг. прогнозируется в размере 69 ГВт. Половина существующих тепловых нагрузок ЖКХ в этих населенных пунктах оценивается величиной примерно 116 ГВт. Часть этих нагрузок может покрываться теплом АТЭЦ.

Таблица 11. Потенциальная емкость рынка тепла для малых АТЭЦ, ГВт (т)

Показатель	Всего	В том числе с числом жителей, тыс. человек			
		100—250	250—500	500—1000	Более 1000
<i>Нагрузка (2008 г., 50%):</i>					
Центральный ФО	32,01	6,68	6,62	4,95	13,76
Северо-Западный ФО	12,98	2,10	3,42	0,00	7,46
Южный ФО	11,15	3,42	3,09	3,30	1,34
Приволжский ФО	25,88	5,28	2,69	9,61	8,30
Уральский ФО	10,94	2,91	2,60	1,22	4,21
Сибирский ФО	17,62	3,53	3,02	5,82	5,25
Дальневосточный ФО	5,33	2,71	0,55	2,07	0,00
<i>Всего</i>	<i>115,90</i>	<i>26,63</i>	<i>21,99</i>	<i>26,97</i>	<i>40,32</i>
<i>Прирост (до 2030 г.):</i>					
Центральный ФО	16,90	4,96	3,30	2,84	5,80
Северо-Западный ФО	5,08	0,51	1,28	0,00	3,29
Южный ФО	10,29	3,74	2,51	3,03	1,01
Приволжский ФО	11,16	2,16	1,18	3,09	4,73
Уральский ФО	9,18	2,86	2,10	1,57	2,65
Сибирский ФО	13,39	2,74	2,41	3,92	4,32
Дальневосточный ФО	2,50	1,23	0,23	1,04	0,00
<i>Всего</i>	<i>68,50</i>	<i>18,20</i>	<i>13,01</i>	<i>15,49</i>	<i>21,80</i>

Выводы

1. В стране имеются большие потенциальные возможности для развития малой электрогенерации. К 2030 г. емкость новых рынков для ее применения может составить: в производственной сфере — 12 ГВт (из них в добыче ТЭР — 7,3 ГВт, в добыче прочих полезных ископаемых — 1,6, в строительстве — 1,7, в сельском хозяйстве — 1,4 ГВт) и в сфере ЖКХ — 11 ГВт (в том числе 7 ГВт в сельской местности и 4 ГВт в малых городах).

2. Емкость рынка для применения малых когенерационных установок в сфере ЖКХ, определенная исходя из прироста до 2030 г. тепловых нагрузок в населенных пунктах с численностью населения 50 тыс. человек и менее, достигает 63 ГВт (т), включая 45 ГВт в сельской местности и 18 ГВт в малых городах.
3. Потенциал применения малых атомных ТЭЦ для покрытия приростов в период до 2030 г. тепловых нагрузок ЖКХ крупных городов оценивается величиной 23 ГВт, а для покрытия существующих тепловых нагрузок ЖКХ — величиной 110 ГВт.

Литература

1. *Филиппов С. П.* Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. — 2009. — № 8. — С. 38—44.
2. *Филиппов С. П.* Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей // Изв. РАН. Энергетика. — 2010. — № 4. — С. 41—55.

Проблемы энергоснабжения регионов в «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» и перспективы развития АЭС малой мощности

*Н. И. Воронай, Б. Г. Санеев, В. А. Стенников
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Иркутск*

Региональная энергетическая политика

Стратегической целью региональной энергетической политики, сформулированной в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [1; 2], является создание устойчивой саморегулирующейся системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов.

Реализация региональной энергетической политики на территории России с ее различными социально-экономическими и природно-климатическими условиями должна учитывать специфику регионов и осуществляться во взаимосвязке с решением стратегических общегосударственных задач перспективного развития экономики и энергетики.

Для более четкого понимания региональной энергетической политики на перспективу до 2030 г. целесообразно рассмотреть результаты реализации «Энергетической стратегии России на период до 2020 года»:

- снижение уровня концентрации добычи углеводородов в Западной Сибири за счет развития их добычи в других регионах страны;
- усиление энергетических связей между регионами за счет развития энергетической инфраструктуры (нефте- и газопроводов, линий электропередач);
- уменьшение диспропорций как в структуре потребления топлива, так и в энергообеспеченности различных регионов (разрыв между 50% «лучших» и 50% «худших» регионов по степени энергообеспеченности уменьшился с 20% до 15%);
- осуществление приоритетного развития энергетики в регионах с высокой стоимостью энергоресурсов в рамках, соответствующих федеральным целевым программам (Дальний Восток, Забайкалье, Калининградская область, Северный Кавказ и др.).

Заметны две основные тенденции: формирование новой географии энергодефицитных и энергоизбыточных регионов и смещение центров добычи, переработки и экспорта теплоэнергоресурсов на север и восток страны.

Одновременно следует отметить ряд проблем:

- значительный уровень диспропорций в обеспеченности регионов энергоресурсами и структуре их потребления, необходимость рационального распределения доходов от добычи и производства теплоэнергоресурсов между ресурсодобывающими регионами и федеральным центром;
- недостаточная согласованность стратегий, программ и планов социально-экономического развития регионов со стратегическими документами в сфере развития энергетики федерального значения (генеральными схемами, отраслевыми стратегиями, федеральными целевыми программами) и инвестиционными программами топливно-энергетических компаний;
- наличие «узких» мест в системах энергоснабжения на меж- и внутрирегиональном уровнях;
- недостаточное развитие малой энергетики и низкая вовлеченность в энергобалансы местных источников энергии регионального и локального значения; в частности, атомные станции малой мощности в принципе не нашли отражения в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» и в процессе ее реализации;
- отсутствие во многих регионах региональных энергетических программ и программ энергосбережения, а также программ развития теплоснабжения городов регионов; эта проблема явилась одной из ключевых в плане отсутствия интереса к развитию АСММ в регионах.

Для достижения стратегической цели региональной энергетической политики в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» предусмотрено решение следующих задач:

- совершенствование взаимодействия на основе законодательного разграничения полномочий в сферах реализации энергосберегающей политики, обеспечения надежности, регулирования и развития энергетического сектора между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления;
- государственная поддержка развития меж- и внутрирегиональной энергетической инфраструктуры;

- реализация крупных региональных инициатив государства и бизнеса (энергетическое освоение Восточной Сибири и Дальнего Востока, Ямала, Арктики);
- стимулирование комплексного развития региональной энергетики.

Сформулированные задачи будут решаться с использованием следующих мер и механизмов государственной энергетической политики:

- обеспечение согласованности федеральных и региональных стратегических программ развития энергетики и отдельных ее отраслей и секторов, законодательного разграничения полномочий и зон ответственности властей разного уровня, совершенствование и повышение прозрачности системы распределения доходов от добычи и производства энергоресурсов;
- ликвидация перекрестного субсидирования в электроэнергетике;
- развитие необходимых меж- и внутрирегиональных энерготранспортных коммуникаций, создание разных видов энергетической инфраструктуры для региональных территориально-производственных кластеров энергоемкого (ресурсного) и энергоэффективного (инновационного) типов развития;
- разработка и реализация региональных энергетических программ, региональных программ энергосбережения; максимизация экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов, развитие экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем топливоснабжения.

Варианты развития установленной мощности электростанций до 2030 г.

Прогноз поэтапного изменения установленной мощности электростанций России по видам генерации до 2030 г., полученный в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», представлен в табл. 1. Эти мощности соответствуют прогнозируемым на 2030 г. вариантам производства электроэнергии в объемах 1800—2210 млрд кВт·ч.

В проекте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики были низкие уровни производства электроэнергии на 2030 г. [3]. Существуют и более осторожные прогнозы. Однако все известные прогнозы развития электроэнергетики фактически не отражают возможности использования атомных станций малой мощности.

Таблица 1. Прогноз установленной мощности электростанций России до 2030 г., ГВт

Категория	2005 г. (фактически)	2008 г. (фактически)	Первый этап (2013— 2015 гг.)	Второй этап (2020— 2022 гг.)	Третий этап (2030 г.)
АЭС	23,7	23,8	28—33	37—41	52—62
ГЭС, гидроакустические электростанции, возобновляемые источники энергии	46,2	47,2	55—59	66—73	91—129
Конденсационные электростанции	67,1	68,4	67—83	73—103	100—148
ТЭЦ	79,3	85,5	89—92	98—99	106—112
Всего	216,3	224,9	239—267	275—315	355—445

Сопоставление конкурирующих энергоисточников для энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла

В качестве примера особенностей обоснования перспективных энергоисточников для изолированных северных районов, где возможно использование АСММ, рассмотрим варианты конкурирующих энергоисточников для энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла. В табл. 2 приведены технико-экономические показатели сопоставляемых энергоисточников [4].

Таблица 2. Технико-экономические показатели конкурирующих энергоисточников для энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла

Показатель	ТЭЦ на угле	ДЭС с утилизацией тепла	АСММ
Удельные капиталовложения, долл./кВт (э)	2500—3000	1000—1500	6000—12 000
Срок строительства, лет	5	3	5
Срок службы, лет	30	20	40
Отношение тепловой и электрической мощностей	1,2	0,88	0,83
Годовое число часов использования установленной мощности, ч/год:			
электрической	6500	6500	6500
тепловой	4000	4000	4000
Доля потерь и затрат на собственные нужды:			
электроэнергии	0,2	0,2	0,2
тепловой энергии	0,15	0,15	0,15
Постоянные годовые эксплуатационные затраты (в долях от капиталовложений)	0,1	0,05	0,07
КПД производства:			
электроэнергии	0,3	0,4	Н. д.
тепловой энергии	0,7	Н. д.	Н. д.

Примечание: ДЭС — дизельная электростанция.

Рассматривались варианты плавучей и наземной АСММ. В табл. 3 и 4 приведены стоимостные показатели этих вариантов.

Таблица 3. Стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой конкурирующими энергоисточниками в зависимости от цены топлива (вариант плавучей АСММ)

ТЭЦ на угле					
Цена угля, долл./т условного топлива	100	150	200	250	300
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,144 (0,161 *)	0,171	0,198	0,226	0,253
Тепловая энергия, долл./Гкал	50,2	59,7	69,2	78,7	88,2
ДЭС с утилизацией тепла					
Цена дизельного топлива, долл./ т условного топлива	700	800	900	1000	1100
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,258	0,291	0,324	0,357	0,389
Тепловая энергия, долл./Гкал	90,2	101,6	113,0	124,4	135,8
АСММ					
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,193 (0,225 *)				
Тепловая энергия, долл./Гкал	67,5				

* В варианте без отпуска тепла.

Таблица 4. Стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой конкурирующими энергоисточниками в зависимости от цены топлива (вариант наземной АСММ)

ТЭЦ на угле					
Цена угля, долл./т условного топлива	100	150	200	250	300
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,162	0,189	0,216	0,243	0,271
Тепловая энергия, долл./Гкал	56,4	65,9	75,4	84,9	94,4
ДЭС с утилизацией тепла					
Цена дизельного топлива, долл./т условного топлива	700	800	900	1000	1100
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,273	0,306	0,339	0,371	0,404
Тепловая энергия, долл./Гкал	95,3	106,7	118,1	129,5	140,9
АСММ					
Электрическая энергия, долл./кВт·ч	0,387				
Тепловая энергия, долл./Гкал	134,9				

Анализ показывает, что вариант плавучей АСММ конкурентоспособен по сравнению с альтернативными энергоисточниками при достаточно высоких ценах на топливо — уголь и дизельное топливо. Вариант наземной АСММ больше проигрывает в сравнении с альтернативным и энергоисточниками, чем вариант плавучей АСММ.

На рис. 1 показаны зоны экономической эффективности ТЭЦ на угле и АСММ.

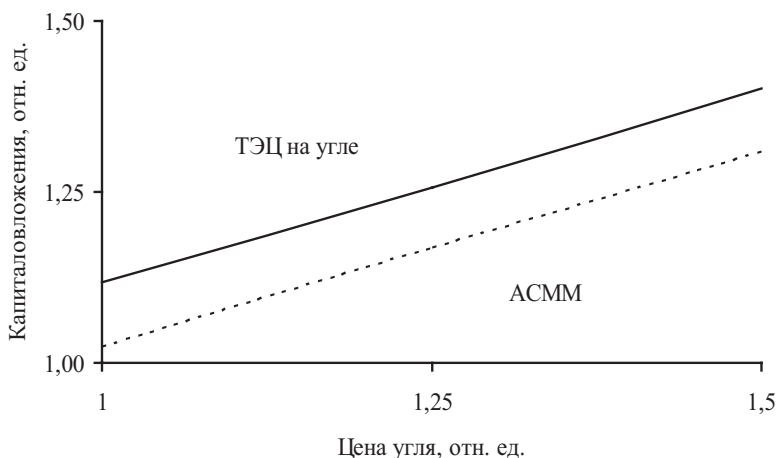


Рис. 1. Зоны экономической эффективности ТЭЦ и АСММ

Результаты исследований позволяют сформулировать следующие рекомендации для Чаун-Билибинского узла:

- в современных условиях вариант плавучей АСММ на базе КДТ-40С в Певеке равноэкономичен с ТЭЦ на угле, но с ростом цены угля может быть более экономичным в перспективе, а также более целесообразным по экологическим, социальным и другим критериям;
- следует рассматривать возможность строительства в Билибине стационарной АСММ на базе КЛТ-40 или другой реакторной установки, что поможет решить не только проблему энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла, но и социальные проблемы Билибина, положительно скажется на закреплении квалифицированных кадров (это важно для безопасной эксплуатации и последующего вывода из работы действующей Билибинской АТЭЦ).

В табл. 5 по результатам исследований ОАО «Малая энергетика» показаны пункты возможного размещения плавучих АСММ.

**Таблица 5. Пункты возможного размещения плавучих АСММ
(по исследованиям ОАО «Малая энергетика»)**

Населенный пункт	Регион	Потребитель энергии
Северодвинск	Архангельская область	ГУП ПО «Севмаш» и другие предприятия ГРЦАС
ЗАТО Вилючинск	Камчатская область	База ВМФ и население города
Певек	Чукотский АО	Предприятия горнорудной промышленности и население города
Советская Гавань	Хабаровский край	Морской порт, другие промышленные предприятия и население города
Находка	Приморский край	Морской порт, другие промышленные предприятия и население города
поселок Рудная Пристань	Приморский край	Транспорт, население, обеспечение экспорта электроэнергии
Николаевск-на-Амуре	Хабаровский край	Морской порт, другие промышленные предприятия и население города
поселок Ольга	Приморский край	Транспорт, население, обеспечение экспорта электроэнергии
Дудинка	Таймырский АО	Морской порт, другие промышленные предприятия и население города
Онега	Архангельская область	Космодром Плесецк и население города
Район строительства Туруханской ГЭС	Эвенкийский АО	Строительство Туруханской ГЭС и поселка строителей

Выводы

1. Имеет место тенденция уменьшения диспропорций в энергообеспеченности регионов страны, но эта тенденция слаба.
2. Уменьшению диспропорций в энергообеспеченности регионов могли бы способствовать АСММ, однако, это направление в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» фактически не нашло отражения.
3. Роль и место АСММ в энергоснабжении регионов должны рассматриваться с системных позиций с учетом совместной работы электростанций в составе электроэнергетической системы.
4. Обоснование развития АСММ в регионах России должно выполняться комплексно с учетом не только экономических, но и других важных критериев.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Одобрена Правительством РФ 27 августа 2009 г.
2. *Шматко С. И.* Энергетическая стратегия России: преемственность и развитие в условиях мирового финансово-экономического кризиса // Академия энергетики. — 2009. — № 3 (29). — С. 4—9.
3. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики (проект). — М., 2010. — 457 с.
4. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П., Петров Н. А.* Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. — Новосибирск: Наука, 2002. — 188 с.

Системный подход к обоснованию необходимости широкомасштабного развития АСММ на принципах «Стратегии национальной безопасности Российской Федерации»

*П. Н. Алексеев, В. А. Стукалов, С. А. Субботин, Т. Д. Щепетина
НИЦ «Курчатовский институт»*

Введение

Национальная безопасность России — что это такое?

«Концепция национальной безопасности Российской Федерации... — система взглядов на обеспечение в Российской Федерации безопасности личности, общества и государства от внешних и внутренних угроз во всех сферах жизнедеятельности... в экономической, внутривнутриполитической, социальной, международной, информационной, военной, пограничной, экологической и других сферах» [1].

Национальная безопасность современного Российского государства основывается на более сложном, чем прежде, комплексе многоплановых политических, дипломатических, экономических, технологических, идеологических, военных и иных мер, на решении в том или ином сочетании стратегических, экономических, дипломатических и научно-технических задач [9].

Но, главное, — с течением времени постоянно усиливается прямая и косвенная зависимость военной стратегии от экономики, а значит, и от надежности и стабильности энергообеспечения регионов. Экономические условия обычно являются первопричиной возникновения войн, определяют их характер, силы, средства и способы ведения.

Очевиден широкий спектр внутренних и внешних угроз национальной безопасности страны. Более того, спектр этих угроз, как внешних, так и внутренних, бесконечен. Рассмотрим в этом контексте роль системы АЭС малой и средней мощности, т. е. аспекты их влияния на национальную безопасность и стабильность.

Взгляд на карту

Можно сказать, что Россия — единственная в мире «трехмерная страна» и эта наша трехмерность помимо широтно-долготных географических па-

раметров заключена в недрах, содержащих по разным оценкам 60—80% перспективных мировых запасов минерального сырья.

Как нас видит мир в 2050 г. (рис. 1)? Исключительно как «сырьевую трубу» [13]. Мы становимся мировой сырьевой провинцией, и в итоге население России может стать помехой и обузой для тех, кто будет «на трубе». «Россия как геополитическая, а также властная, военная, экономическая, национально-культурная и др. реальность должна исчезнуть» [36].

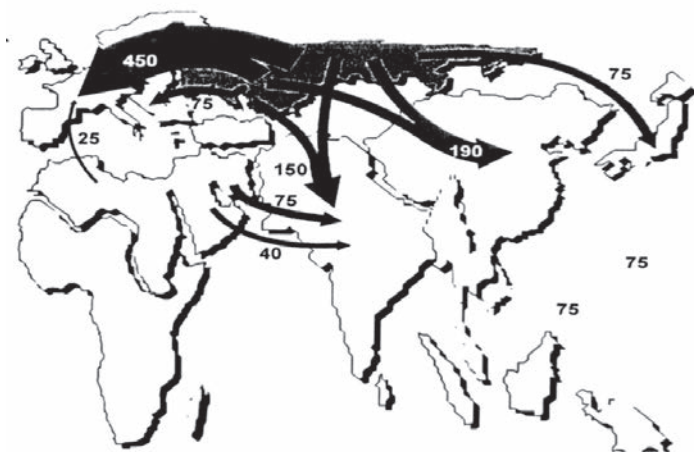


Рис. 1. Как нас видит мир в 2050 г.

Север: наша слава или наши слезы?

Главной проблемой наших северных и дальневосточных областей и краев в последнее время стало выживание [2]. Русский Север, Дальний Восток, Камчатка и Приморье часто вынуждены обходиться без света, тепла, топочного мазута и солярки (рис. 2). Зачастую спасение приходит на вертолетах от МЧС.

В 2003 г. губернатор-олигарх Роман Абрамович выдвинул идею о тотальном переселении «некоренного» населения Чукотки на «большую землю» и организовал «выселение» русскоязычных на широкую ногу; почти всех уже переселили. Воплощение этой идеи привело бы к тому, что территория Чукотки, богатая полезными ископаемыми, практически полностью бы обезлюдела.



Рис. 2. Типичная картина на трассах «северного завоза»: топливо не всегда вовремя доходит до потребителя; летом еще хуже...

А ведь Чукотский автономный округ — это очень лакомый кусочек. Залежи полезных ископаемых здесь оцениваются в головокружительную сумму — триллион долларов. Чукотские недра скрывают олово, золото, вольфрам, ртуть, серебро, медь, алмазы, нефть, редкие металлы. Надо не расселять отсюда людей, а, напротив, заселять Чукотку, создавая там самые благоприятные условия для жизни и работы. Но ведь это требует не только огромных средств, но и проектного мышления. А его у нынешних властей нет. Поэтому они и отдают округ на откуп Абрамовичу — пусть ковыряется, как хочет.

По данным Мирового энергетического агентства, эксперты к числу перспективных нефтяных регионов относят Восточную Сибирь и Дальний Восток, запасы которых составляют до 14 млрд т. Причем на большинстве месторождений добыча пока не ведется; регион дает сейчас менее 1% общероссийского объема добычи нефти [16]; это «консервы» на будущее.

Сложившаяся ситуация грозит непредсказуемыми катастрофическими последствиями, связанными с необходимостью эвакуации населения в случае тяжелых аварий на объектах энергетики, потерей имеющегося промышленного потенциала и социальной инфраструктуры. Подтверждением этого являются участвовавшие в последнее время энергетические кризисы в различных регионах Севера, Северо-Востока и Дальнего Востока, которые приобретают угрожающий характер — они становятся более продолжительными и имеют тенденцию к постоянству.

Результатом может стать потеря государством экономического влияния на ряд удаленных регионов, вследствие чего возможна экономическая и энергетическая экспансия на эти территории государств, имеющих интересы сохранения России как сырьевого источника, методами создания для населения благоприятных условий и тем самым освоения наших недр за счет своего более высокого экономического потенциала в настоящее время.

Подчеркнем, что речь не идет о прямом военном вторжении; в наше время экономическими и политическими мерами можно добиться желаемого гораздо проще.

Почему (или для кого) освобождается территория?

Аппетиты Китая, Кореи, Японии и США в отношении российских ресурсов не то что очевидны, но ими и не скрываются (хорошо известны карты Китая и Японии с претензиями на российские земли). Чего стоит одно только заявление Мадлен Олбрайт о том, что пользоваться Сибирью в одиночку — слишком жирно для русских!

Валентина Пивненко (председатель Комитета по проблемам Севера и Дальнего Востока Государственной думы): «Должно быть понимание на государственном уровне, что без человека Севера не будет. Если российский Север окажется пуст, он все равно кем-то будет занят. Например, нашими соседями» [8] (рис. 3).

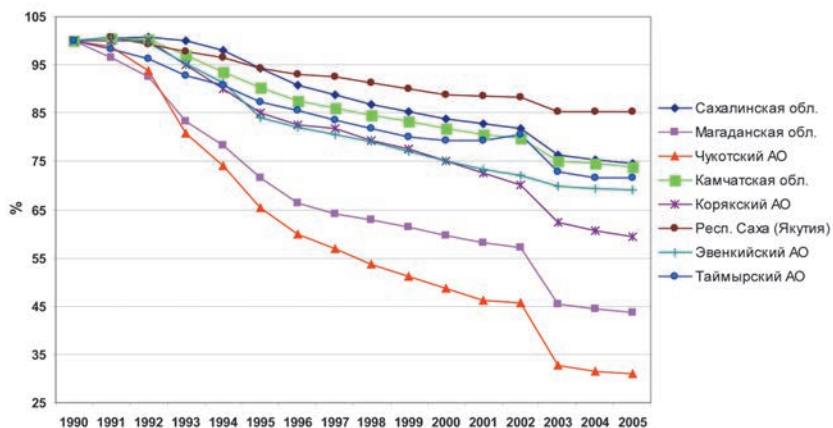


Рис. 3. Данные Госкомстата по динамике численности населения северных регионов

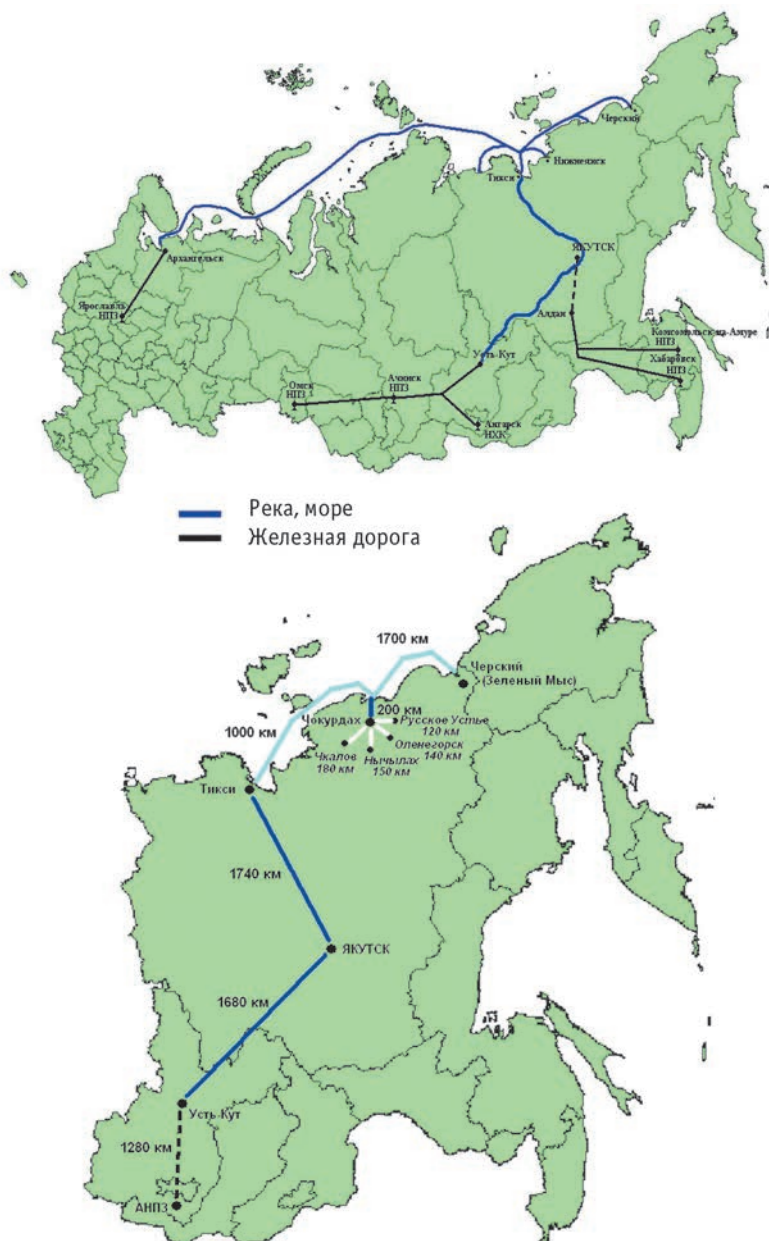


Рис. 4. Основные пути завоза жидкого топлива в Республику Саха (Якутия)

«Замерзающие каждую зиму города и поселки Приморья — показательная картина умирающей цивилизации. Умирающей, вернее — умерщвляемой, для того, чтобы уступить место другой, более жизнеспособной?» [14].

Энергетика в современном мире все в большей мере приобретает черты не технической системы (рис. 4), а социальной подсистемы, поскольку во всех ее аспектах велик человеческий фактор — будь то бытовое потребление, диспетчер-менеджер, ученый или политик.

Энергия — это жизнь, и кто даст энергию нашим слабо освоенным территориям, тот и будет их хозяином. А претендентов на наши пустующие просторы немало.

Тем более для нас важны эти редко заселенные и почти брошенные сегодня земли. Необъятные просторы — наше сверхбогатство, особый, специфический ресурс государства и пространство перспективы.

Итак, есть ли у России возможность вернуться от той «почетной сырьевой роли», которая приготовлена для нас эфемерным мировым сообществом, и избежать участи «обкусывания» территорий? А это уже вопрос национальной безопасности — во всей полноте ее аспектов. Поскольку «соседи» своего мнения на этот счет и не скрывают [38] (рис. 5).



Рис. 5. Возможное «обкусывание» российских территорий

Реакторы малой и средней мощности сквозь призму национальной безопасности

«Фактор альтернативного ядерного сдерживания»

«Одна из задач национальной безопасности — противодействие экономической, демографической и культурно-религиозной экспансии на территорию России со стороны других государств» [1].

Итак, налицо тот факт, что на «северах» идут параллельные, как бы эквидистантно-вложенные, однонаправленные в пространстве, но диаметрально противоположные по сути процессы «замещения» — постепенное освобождение территорий и все возрастающие потенциальные притязания «соседей». Наблюдается опасная смычка интересов, подвижек — внутренней податливости и наружного давления, пока не зависимых друг от друга, но выстраивающихся по какому-то сценарию.

Перед лицом этих потенциальных угроз нашему государству вряд ли удастся удержать устойчивую жизнедеятельность и даже территориальную целостность двух третей своей территории с децентрализованным энергоснабжением без полноценного и надежного энергообеспечения хозяйствования. Нужна хотя бы очаговая, но прочная хозяйственная деятельность, а для этого в первую очередь требуется энергия.

Попытки решения проблем энергетики Севера за счет строительства электростанций на возобновляемых источниках энергии (ветровых, геотермальных, приливных и т. п.) в настоящее время неэффективны и малореальны. С их помощью можно обеспечить лишь бытовое энергоснабжение и некую ремесленническую деятельность, но сколь-нибудь значимое производство требует основательного энергообеспечения.

В зоне децентрализованного энергоснабжения производится и потребляется не более 4—5% общего объема энергии в стране. Но стоимость единицы энергии в этих районах многократно превышает среднероссийские затраты. Большая энергетика с ЛЭП-750 в эти регионы не придет никогда. Поэтому АСММ с их относительно высокой ценой энергии (по сравнению с крупной централизованной энергетикой) в таких регионах вполне конкурентоспособны, особенно с учетом факторов надежности и бесперебойности энергоснабжения, а также с учетом инфраструктурных затрат, т. е. на сети и т. п., и «услуг МЧС» по аварийной заброске топлива — доставка вертолетом 10 т мазута обходится в 1 тыс.долл./летний час, и в том числе, 5 т авиационного керосина! По данным 2010 г., летный час Ми-8 стоит уже 100 тыс. руб. (более 3 тыс. долл.).

Поэтому внедрение в депрессивных регионах сети автономных АСММ может стать своего рода гарантом территориальной целостности страны.

Одно дело — посягать на пустующую (бесхозную) территорию, другое — на территорию, где хотя бы очагово, но ведется прочная хозяйственная деятельность. Ниже будет рассмотрено применение ядерных энергоисточников, встроенных в региональный хозяйственный механизм по принципу атомных энерго-технологических комбинатов (АЭТК), и это уже будет «сотовая структура» хозяйственных связей (отнюдь не «натуральные хозяйства»), особенно учитывая предполагаемую встроенность сети АСММ в специальную систему.

В этом случае АСММ могут сыграть роль своего рода фактора «альтернативного ядерного сдерживания», в том числе и как подконтрольные МАГАТЭ объекты (хотя это и не самоочевидный факт и не очень сильный фактор безопасности, но его не стоит сбрасывать со счетов).

Когда военные действия разрушают обычную электростанцию, это почти замалчивают, за исключением пожара на хранилище топлива; «разбой» же в отношении ядерного объекта любого назначения (даже исследовательского центра, как в Иране), к счастью, пока не только привлекает внимание сопредельных государств, но и получает мировой резонанс.

Угасающие территории может спасти только ядерная энергетика (ЯЭ), но ЯЭ не сегодняшнего образца, а принципиально другая — на основе реакторов малой мощности, «ядерных батареек» [18; 19; 20] (Билибинская АТЭЦ, хотя и малая по мощности (48 МВт), но исполнена по всем канонам большой станции).

В действительности мы обладаем и другой технологией — это компактные ЯЭУ для ледокольного флота и атомные подводные лодки.

АСММ и энергетическая безопасность

«Возрастают уровень и масштабы угроз в военной сфере. Увеличивающийся технологический отрыв ряда ведущих держав и наращивание их возможностей по созданию вооружений и военной техники нового поколения создают предпосылки качественно нового этапа гонки вооружений, коренного изменения форм и способов ведения военных действий» [1].

В настоящее время значимость малой энергетики увеличивается в связи с изменяющейся социально-экономической обстановкой в стране. Она играет большую роль в обеспечении энергетической безопасности и стабильности России [7].

В зонах децентрализованного энергоснабжения роль малой энергетики в обеспечении энергетической безопасности является определяющей. Более того, поскольку зоны децентрализованного энергоснабжения охватывают главным образом северную и северо-восточную части нашей страны с их суровым климатом, тяжелыми и дорогими условиями доставки грузов, удаленностью от центров снабжения, а маневр ресурсами и мощностью на малых объектах затруднителен, проблемы энергетической безопасности для таких объектов становятся особенно острыми.

Отдельного рассмотрения требует перспектива энергообеспечения Калининградской области в связи с выводом из эксплуатации Игналинской АЭС.

Более того, в этой связи реализация четырех заявленных на высшем уровне национальных проектов (по здравоохранению, образованию, сельскому хозяйству, обеспечению жильем) может оказаться под большой угрозой, по крайней мере на половине территории страны.

Так как две трети площади России — зона децентрализованного энергоснабжения, то по крайней мере половина территории страны находится в зоне затрудненного топливообеспечения, энергетическая безопасность там крайне низка.

К этой зоне относятся районы Крайнего Севера и приравненные к ним, т. е. удаленные, труднодоступные и отличающиеся суровыми природно-климатическими условиями.

Там возможны в основном телемедицина, дистанционное образование, сельскохозяйственное производство лишь в защищенном грунте, а удобное и просторное жилище необходимо отапливать. Таким образом, все эти четыре проекта оказываются зависимыми непосредственно от энергообеспечения: для телемедицины и дистанционного обучения необходимы надежные и устойчивые каналы связи, а для стабильности самообеспечения продуктами питания и жилищно-коммунального сектора необходимы надежные энергоисточники.

Любая связь ныне (кроме почтальной службы) опосредована через энергоснабжение и его надежность. А четыре новых проекта базировать на устаревшем энергетическом базисе — значит заведомо обречь их на провал.

АСММ в военном аспекте

Опыт агрессии НАТО в Югославии показал, что с помощью сравнительно недорогих боевых блоков, разбрасывающих проводящие нити или графитовую пыль, НАТО удалось всего за двое суток вывести из строя до 70% электротехнических систем Югославии [7].

Следует иметь в виду, что у ряда стран в арсенале сохраняется ядерное оружие. Стратеги ядерных держав в качестве одного из вариантов начала войны предусматривают «ослепляющий удар», заключающийся во взрыве над территорией противника на большой высоте ядерного боеприпаса, в том числе и специального боеприпаса с усиленным выходом электромагнитных излучений. Электромагнитный импульс высотного взрыва своим влиянием охватывает огромные территории (радиусом в несколько тысяч километров) и может выводить из строя не только системы управления, связи, но и системы электроснабжения прежде всего за счет наведения перенапряжений на воздушных и кабельных линиях электропередач.

Очевидно, что потеря электроснабжения недопустима для таких гражданских объектов, как промышленные предприятия с непрерывным производством, объекты инфраструктуры, обеспечивающие жизненно важные потребности городов, объекты связи, телевидения и радиовещания, некоторые объекты транспорта, медицинские учреждения и т. п.

Вместе с тем опасность потери энергоснабжения вследствие указанных причин весьма значительна. Устранить ее средствами централизованного энергоснабжения затруднительно. Однако задача повышения энергетической безопасности ответственных объектов может быть решена средствами малой энергетики.

Автономные АСММ — топливонезависимые островки стабильности в крупных энергосистемах

Наличие на ответственных объектах, даже на территории централизованной энергосистемы, автономной атомной электростанции малой мощности, обеспеченной топливом на несколько лет, многократно увеличит надежность и живучесть электроснабжения, т. е. существенно повысит энергетическую безопасность не только данного объекта, но и некоторых близлежащих при включении аварийных схем перетока энергии. Живучесть систем теплоснабжения существенно повышается за счет применения атомных станций теплоснабжения.

Принципиально, что АСММ в этом случае заявляются не как резервные энергоисточники, а как автономные, но без жесткой связи с централизованной энергосистемой — «вкрапления» автономных топливонезависимых энергоисточников (не включенных в сети, или включенных «гибко») с независимым подключением к наиболее важным отдельным объектам. В этом случае они обеспечивают устойчивость объектов снабжения в условиях кризисных явлений в централизованных системах и, следовательно, повышают их энергетическую безопасность.

В густонаселенных районах наиболее эффективно подземное расположение атомных станций — подземные атомные теплоэлектростанции. При подземном размещении АСММ достигается двойной эффект — они получают защиту от любых внешних воздействий (техногенных, военных действий, терроризма), а также население и окружающая среда защищаются от возможных инцидентов на атомных станциях. Модульные энергоблоки (габаритами 10×16 м) можно разместить в черте города в подземном пространстве с кровлей типовой односводчатой станции метрополитена; изготовление и крепеж стандартные, время сооружения и стоимость низкие. Такой подход сокращает протяженность линий электропередач и теплотрасс, сокращает инфраструктуру и персонал, что позволит снизить сметную стоимость этих станций на 50% в сопоставлении с традиционной АЭС [22].

Следует иметь в виду, что инвестиции в малую энергетику существенно меньше, чем в «большую», и значительно быстрее окупаются, следовательно, снижаются финансовые риски, что делает автономно-резервное электроснабжение за счет средств малой энергетики приемлемым для предприятий и организаций с ограниченными капиталами.

Децентрализация: плюсы и минусы (о «газовой игле»)

Энергетическую безопасность и экономию энергоресурсов можно повысить и путем рассредоточения генерации. Аргументы в пользу децентрализации таковы [30]:

- с 1991 по 2002 г. потери электроэнергии в сетях возросли на 28% (перерасход топлива 7 млн т нефтяного эквивалента);
- потери в централизованном теплоснабжении в среднем по стране составляют 31% производства тепла.

В мире наметилась тенденция автономного энергообеспечения на основе малых газовых котельных и парогенераторных установок. Но для любой такой установки критическим параметром становится топливообеспечение. Так как для газовых энергоисточников характерна поставка топлива «с колес», то риск потери газоснабжения для них наиболее очевиден. Единственная возможность резервирования запасов газового топлива в серьезных количествах — подземные хранилища.

Например, Соединенные Штаты, имея множество малых газовых энергоустановок, имеют и соответствующее количество хранилищ газа в качестве резерва для топливообеспечения. В США на конец 2000 г. было 415 таких хранилищ активной емкостью 110,4 млрд м³ (общая емкость — 233 млрд м³) при суточной производительности 2201,4 млн м³ [10]. А в России в 2005 г.

в системе ОАО «Газпром» действовало 24 подземных хранилища с объемом товарного газа 62,5 млрд м³ и средней производительностью в наиболее холодные месяцы порядка 440 млн м³/сут. [11]. Очевидно, что нам «спасения» на этом пути искать не приходится. Чего стоит один только «надымский крест»! Почти весь газ, добываемый в Ямало-Ненецком АО (89% всего добываемого в России газа), проходит через один район, где среди бескрайней тундры и пойменных лесов реки Правая Хетта пересекаются 17 магистральных газопроводов высокого давления. По чьему-то злему умыслу или по недоразумению, но жизнь 78% населения России находится в зависимости от участка 500×500 м. В случае понуждения к повиновению удар по одной географической точке России сразу вызовет катастрофу в электроэнергетике Европейской части России (она на 80% зависит от природного газа), подорвет важнейшую статью валютного дохода и (если дело будет зимой) вызовет гибель сотен тысяч людей, так как с остановкой тепловых электростанций прекратится подача отопления в городах. От побережья Северного Ледовитого океана до Пангоды чуть больше 500 км. ПВО в этих местах отсутствует, а крылатой ракете требуется 15 мин нормального полета.

Федерация американских ученых (влиятельная организация, в которую входят 68 нобелевских лауреатов) в апреле 2009 г. предложила сократить количество ядерных боеголовок, а также перенацелить ракеты с густонаселенных городов на 12 ключевых объектов российской экономики, в том числе на предприятия «Газпрома», «Роснефти», «Русала» и даже немецкой «E.ON» и итальянской «Enel» [37].

АСММ и обороноспособность

Следующая ниша, в которой потребности страны и возможности «малого атома» полностью совпадают, — это обеспечение стабильного автономного энергоснабжения наших многочисленных закрытых административно-территориальных образований, военных частей и пограничных застав, зачастую страдающих именно от нестабильности топливных или сетевых энергопоставок, что непосредственно влияет на обороноспособность. Поэтому прямой путь повышения качества обороноспособности — снабжение их малыми атомными станциями, учитывая наличие площадок, охраны и квалифицированного персонала.

О ключевой роли автономных бортовых АСММ на атомных подводных лодках для повышения обороноспособности страны не стоило бы и упоминать ввиду полной бесспорности и очевидности, так как наиболее ярким при-

мером абсолютно безальтернативного применения малых реакторов с максимальным использованием всех преимуществ высокоэнергонасыщенного топлива являются атомные ледоколы и атомные подводные лодки. Именно благодаря ядерному энергоисточнику на борту эти лодки стали из прибрежно-ныряющих настоящими властителями океанов. В настоящее время создается инфраструктура обращения с отработавшими ресурс ядерными энергоисточниками флота, которая при соответствующей организации в дальнейшем могла бы быть использована для обслуживания системы АСММ.

Не нужно много рассуждать и об очевидной полезности мобильных АСММ по линии МЧС, а также об их роли как стабилизирующих источников в тупиковых ветвях больших энергосистем.

Хотя малое реакторостроение для военных объектов имеет свою специфику, достигнутый опыт в этой отрасли является хорошей стартовой площадкой для мирного «малого атома». В этом уникальное преимущество России, которое необходимо реализовать при соответствующем участии государства; не растерять в ходе преобразований опыт эксплуатации в 6500 реакторо-лет, приобретенный на атомных подводных лодках и ледоколах.

Национальная безопасность — это еще и здоровье нации и экология

Здесь следует упомянуть и предотвращенные опасные выбросы от замены традиционного топлива на ядерную энергию.

Значение малой атомной энергетики заключается в том, что она способна стабилизировать в регионах на социально приемлемом уровне тарифы на отпускаемую энергию, делая ее более доступной для широких масс населения и промышленности, а также сократить или предотвратить рост экологической нагрузки энергетики на окружающую среду и местное население и даже сократить абсолютную величину этой нагрузки [21].

Малый атом в Арктике

Шельф — наша надежда. Но чей он?

Границы российской Арктики в настоящее время не определены... Континентальный шельф России имеет площадь 6,2 млн км², из них 4 млн км² являются перспективными по нефти и газу. Начальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья в пересчете на нефть оцениваются в 90—100 млрд т. По данным исследователей, на шельфе северных морей сосредоточено 80%

российских запасов нефти и газа. А значит, шельф по сути является одним из гарантов энергетической безопасности страны в будущем [31].

Исторически сложилось, что арктическим сектором каждого приарктического государства является пространство, основанием которого служит побережье этого государства в границах 1926 г., а боковыми линиями — меридианы от Северного полюса до восточной и западной границ этого государства. Однако данная норма не нашла подтверждения в Конвенции ООН по морскому праву, принятой 10 декабря 1982 г. (Российская Федерация ратифицировала ее лишь в 1997 г.), установившей 12-мильную зону территориальных вод и 200-мильную исключительную экономическую зону.

«Красного треугольника» прежних границ у нас уже нет. Арктика начинает становиться яблоком раздора.

Если отказаться от секторального разделения Арктики, то при подсчете площади шельфа, на основе требований Конвенции, Россия теряет суверенные права на 1,7 млн км² своего арктического сектора. Прогнозируемые запасы энергетических ресурсов на территории, которая «выпала», оцениваются в 15—20 млрд т условного топлива (рис. 6).

Япония и Германия, некоторые другие высокоразвитые страны, обладающие технологиями исследования и использования морского дна, заявляют о необходимости применения к Северному Ледовитому океану общих принципов и подходов Конвенции 1982 г., в том числе прав на промышленное освоение природных ресурсов. России принадлежит основная часть топливной макушки мира, и ведущие мировые державы уже готовятся к переделу арктических пространств.

Интересы страны в Арктике надо защищать, Россия же за последнее время в одностороннем порядке сократила военную группировку на своем Северо-Западе почти наполовину. Даже для простой демонстрации военно-морского флага у страны с такими запасами нефти не хватает топлива для флота.

Возможности мирного атома по защите наших интересов в Арктике тоже есть. В 1990-е годы, когда Север по сути оказался брошен на произвол судьбы, Мурманское пароходство героическими усилиями сохранило кадровый состав и обеспечило необходимое техническое обслуживание уникального и единственного в мире ледокольного флота.

Бортовая АСММ в составе ледокола «Ямал» позволяет ему (сейчас уже в одиночку, ледокольный флот стареет и сокращается) справляться с миссией поддержания статус-кво российской «тропинки» к Северному полюсу:

*Атомные станции малой мощности:
новое направление развития энергетики*

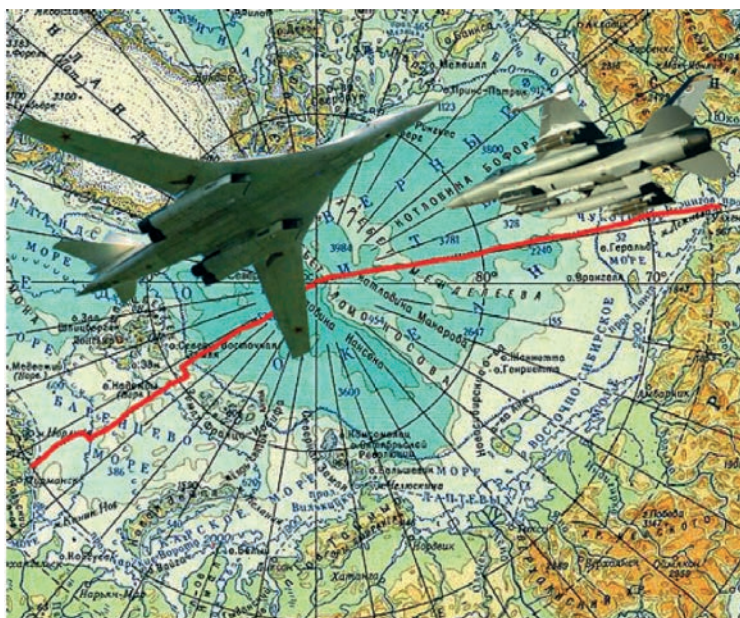


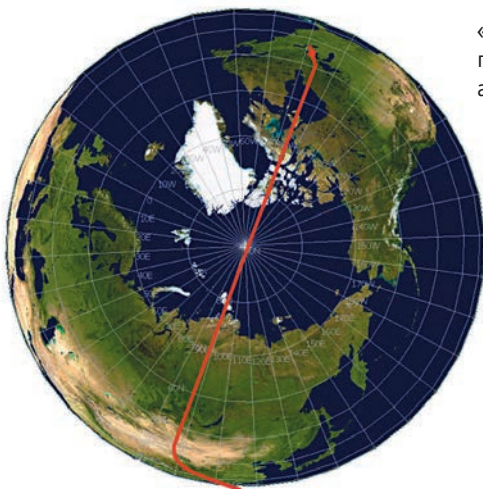
Рис. 6. То, что осталось...

атомоход в противовес проблеме нерешенности арктических границ в круизно-туристическом режиме обеспечивает мирное присутствие и демонстрацию флага Российской Федерации на полюсе; иными средствами сейчас это недостижимо.

Суровые, холодные моря Арктики, богатые рыбой и зверем, являются неисчерпаемым источником продовольственных ресурсов страны. Развитие Дальнего Севера связано с дальнейшим освоением Северного морского пути, где атомный ледокольный флот не имеет альтернативы. У устьев крупных северных рек созданы порты, обслуживающие суда, проходящие по северным и восточным морям России, и для их стабильного функционирования также необходимо энергообеспечение в виде малых атомных станций.

Малый атом и кроссполярные авиамаршруты

Одним из направлений использования территории государства как таковой является создание международных транспортных коридоров. Атомные станции малой и сверхмалой мощности (500—100 кВт) связываются с энергообеспечением навигационного оборудования на берегах Ледовитого океана для обслуживания трансполярных авиатрасс, которые имеют перспективу ввиду сокращения пути (рис. 7), но проход воздушных судов над нашими северными широтами сейчас не имеет должного сопровождения.



«Использование территории» — плата за наземное сопровождение авиалетов до 1 \$/км

Рис. 7. Авиамаршрут Торонто—Гонконг

Необходимо осуществлять постоянный радиолокационный контроль и связь по всему маршруту полета наземными службами управления воздушным движением дополнительно к спутниковой навигации. Следовательно, нужны автономные надежные малые энергоисточники для техники и персонала; ЯЭУ сверхмалой мощности для обеспечения безопасности полетов над территорией России не имеют альтернативы, здесь очевидна их роль в поддержке экономических интересов страны.

АСММ и устойчивое развитие

Достойное энергообеспечение — залог стабильности

Устойчивое развитие¹ — это развитие без катаклизмов (по крайней мере, без резких падений), а устойчивая энергетика — залог всех прочих техногенных и социальных устойчивостей, в том числе и при учете экологии (устойчивое состояние в отходах никого не интересует).

В настоящее время удельное душевое потребление энергии существенно различается между развитыми и развивающимися странами. Поскольку последние продолжают наращивать промышленность и инфраструктуру, будет расти и душевое энергопотребление. А так как и их население тоже будет увеличиваться, суммарное энергопотребление будет возрастать очень быстро. И если все население Земли хочет иметь адекватное потребление энергии к середине XXI в., то существующие энергопроизводящие мощности должны быть по крайней мере удвоены [29].

Мирный атом в малых формах будет незаменимым стабилизирующим фактором для энергообеспечения развивающихся стран, т. е. стабильность на ближних и дальних подступах к нашим границам — дополнительный плюс внутренней стабильности. АСММ предпочтительны тем, что требуют минимума персонала и при их эксплуатации возможен вахтовый метод.

Потому что без воды...

Еще одна проблема, с неумолимостью приближающаяся и разрешимая в основном за счет использования АСММ, — это исчерпание источников качественной пресной воды. Дефицит пресной воды грозит не менее серьезными конфликтами, чем при переделе контроля над нефтеносными провинциями. Прецеденты на Ближнем Востоке уже были.

Для энергообеспечения развивающихся стран и опреснения морской воды необходимы энергоисточники именно малой мощности в виде реакторов с

¹ Под развитием мы в данном контексте понимаем рост потенциальных возможностей адекватного реагирования на изменяющиеся внешние условия.

длительным циклом автономности эксплуатации. Для этой цели наиболее предпочтительны разработанные в России проекты плавучих энергоблоков, комплектуемых с опреснительными комплексами. Альтернативу атомной энергии здесь найти трудно. В табл. 1 приведены оценочные данные по необходимым опреснительным мощностям.

Таблица 1. Суммарные потребности в обессоленной воде и соответствующих электрических мощностях по регионам мира к 2050 г. (минимальный и максимальный сценарии)

Регион	Вода (min—max), 10 ⁹ м ³ /год	Энергия (min— max), ГВт эл. *
Африка к югу от Сахары	92—2358	55—2850
Южная Азия	47—1303	28—1560
Восточная Азия и Тихоокеанский регион	94—2422	56—2910
Арабские государства	8—207	5—248
Латинская Америка и страны Карибского бассейна	17—425	10—510
Центральная и Восточная Европа и СНГ	4—105	3—126
Всего по миру	261—6726	157—8200

* Норматив — от 0,6 до 1,2 МВт установленной мощности на 1 млн м³ воды в год.

Для снижения водного и топливного стресса в различных регионах мира АСММ могут быть использованы в качестве основы для атомно-энерготехнологических комплексов (АЭТК и города-нуклеополисы) по совместному производству электроэнергии, пресной воды, водорода, синтетических моторных топлив из угля и воды или «неконвенциональных нефтей» и многого другого. Здесь очевиден высокий экспортный потенциал российских АСММ для стран упомянутых регионов.

«Сотовый мир» малых АЭС

«Угроза ухудшения экологической ситуации в стране и истощения ее природных ресурсов находится в прямой зависимости от состояния экономики и готовности общества осознать глобальность и важность этих проблем. Для России эта угроза особенно велика из-за преимущественного развития топливно-энергетических отраслей промышленности, неразвитости законодательной основы природоохранной деятельности, отсутствия или ограниченного использования природосберегающих технологий, низкой экологической культуры» [1].

Выход АСММ из экономического тупика — АЭТК и когенерация

Что такое АЭТК? Это когенеративные мультипродуктовые производства, на которых атомная станция неразрывно комплектуется с производством с вы-

сокой добавленной стоимостью продукции. Они позволяют через тепло и электричество конвертировать энергию деления тяжелых ядер практически в любую товарную продукцию. В частности, в нефте- и горнодобывающей промышленности это может быть закачка в нефтеносный горизонт горячего теплоносителя для добычи тяжелой нефти. Такой регионально значимой или даже экспортной продукцией могут быть сельхозпродукты, морепродукты, цветные металлы, водород и т. п. Подробные примеры различных типов АЭТК с цифровой аргументацией приведены в [20].

Несомненный интерес в малой энергетике, как подотрасли, должны представлять атомные электростанции и атомные теплоэлектроцентрали малой мощности, в том числе и плавучие, в качестве источников вторичных энергоносителей. Очевидно, что с помощью известных технологических процессов энергия деления тяжелых ядер может быть преобразована (через тепло и электричество) в другие более привычные и удобные энергоносители: синтетические моторные топлива из угля или газа — бензин, диметилэтиловый эфир, из биомассы, этанол и метанол, а также водород. Такое когенеративное производство повысит энергетическую безопасность и независимость любого изолированного или удаленного региона, так как везде есть необходимость в моторном топливе для нужд местного автотранспорта, малых морских судов, малой авиации.

При этом экономичность должна определяться не порознь (электроэнергия, тепло, продукция), а совместно, как когенерация, поскольку такая высоколиквидная продукция в удаленном автономном «нуклеополисе» не могла бы быть произведена без надежного энергоснабжения АСММ.

Яркий пример такого социально-экономического прорыва в Заполярье — создание Билибинской АЭС и ее эксплуатация в политически стабильный период: добытые с ее обеспечением золото и другие цветные металлы; теплицы и невиданное в этом регионе качество жизни близлежащих поселений не требуют комментариев.

АСММ — эндемичный российский продукт

«Обеспечение национальной безопасности и защита интересов России в экономической сфере являются приоритетными направлениями политики государства.»

Важнейшими задачами во внешнеэкономической деятельности являются:

- *создание благоприятных условий для международной интеграции российской экономики;*

- *расширение рынков сбыта российской продукции...*

На первый план выдвигаются задачи, связанные с устранением деформаций в структуре российской экономики, с обеспечением опережающего роста производства наукоемкой продукции и продукции высокой степени переработки, с поддержкой отраслей, составляющих основу расширенного воспроизводства, с обеспечением занятости населения.

Важнейшие задачи — опережающее развитие конкурентоспособных отраслей и производств, расширение рынка наукоемкой продукции» [1].

Нет сомнений, что система АСММ нам вполне по силам. Реализация программы широкомасштабного внедрения атомных станций малой и средней мощности поможет сохранить кадрово-промышленный потенциал не только атомной, но и ряда смежных отраслей в регионах — тяжелое и транспортное машиностроение, судостроение, приборостроение и автоматику, стройиндустрию и т. д. Здесь и высокий экспортный потенциал, о котором упоминалось выше.

Экономические предпосылки масштабного развития атомной энергетики имеют первостепенное значение. Уже сегодня очевидна ее конкурентоспособность в большинстве регионов страны. Необходимо проследить и обосновать дальнейшие тенденции для выработки разумной тарифной и налоговой политики, привлечения инвестиций, необходимых для развития отрасли.

Вместе с тем на фоне общего технологического отставания от мирового уровня всех отечественных электростанций АЭС по всей системе показателей являются существенно более близкими к нему, нежели другие технологии. Если в традиционной энергетике мы одни из многих, то в атомной энергетике — одни из первых.

Специфика условий в нашей стране такова, что невозможно в ЯЭ полностью полагаться на западные технологии. Это связано с культурой труда, качеством изготовления, строительства и эксплуатации; социальными условиями, общей культурой, т. е. теми чертами нации, которые более инерционны, чем ядерная технология. Можно купить отдельные технологические решения, отдельную АЭС, но нельзя купить то, чего и там нет, — ЯЭ крупного масштаба с замкнутым топливным циклом от добычи топлива до безопасного захоронения отходов. Можно купить отдельные математические программы, но не все необходимое интеллектуальное сопровождение, тот самый «человеческий фактор», без которого немислима ядерная энергетика на нынешнем этапе развития.

Существует много сценариев развития ЯЭ вообще и малой в частности (есть уже и «ядерная доктрина», и основные принципы возрождения ЯЭ [6]), но для того чтобы ЯЭ малых мощностей выполнила свою роль гаранта национальной безопасности, необходима изначально корректная, а именно, системная организация по ее созданию и эксплуатации.

К сожалению, мы привыкли к стереотипу «малые АЭС дороги»; формально, конечно, это так: удельные капитальные вложения по проектам АСММ мощностью от 5 до 50 МВт (3—6 тыс. долл./кВт) в среднем в два-три раза выше, чем по АЭС большой мощности (1000 МВт). Но при этом нельзя забывать об их принципиально иной «энергетической нише» и совершенно другой утилитарной принадлежности. АСММ — это в первую очередь энергоисточники для автономных потребителей, поэтому не следует относиться сколько-нибудь серьезно к попыткам вписывать «вольный ветер» мобильных источников энергии в прокрустово ложе трубопроводно-сетевых стереотипов. Как никто не пытается всерьез сравнивать стоимость киловатт-часов, расходуемых наручными часами от часовой батарейки и обычными утюгами от розетки, так не должно быть попыток говорить о «сравнительной экономичности» малых АЭС (в составе атомных подводных лодок и ледоколов или поставленных на землю) и ВВЭР-1000.

Если вернуться к рис. 2, то там очень значим и второй план: это грузовики «Вольво», на которых по трассам северного завоза перевозит свои грузы компания АЛРОСА. Часто в быту с гордостью повторяют фразу: «Мы не настолько богаты, чтобы покупать дешевые вещи», приобретая японский телевизор или немецкий автомобиль. На корпоративном уровне подобная магическая формула («пусть дороже, но качественнее») тоже работает: АЛРОСА учла, что «Вольво» берет груза на несколько тонн больше «КамАЗа», он надежнее и служит дольше. И только когда мы переходим на государственный уровень, то становимся настолько парадоксально богатыми, что готовы платить золотом за бочку солярки, но вложиться в надежную, современную систему энергообеспечения «северов» на основе малых атомных энергоисточников нам, как всегда, не по карману. Действительно, нужны единовременные немалые вложения, но избавляющие от энергетических проблем северного завоза на десятилетия вперед.

А так ли уж дороги атомные станции малой мощности? Экономические оценки специалистов [36] говорят об экономической целесообразности ядерных энергоисточников в зонах децентрализованного энергоснабжения с удельными капитальными затратами вплоть до 5—8 тыс. долл./кВт. На рис. 8 приведено сравнение некоторых характерных региональных та-

рифов на электроэнергию, а также данные по фактической себестоимости энергии на автономных дизельных электростанциях Якутии и Сахалина и данные по себестоимости электроэнергии для некоторых проектов АСММ. Вывод из сравнения ясен — АСММ «на своем месте», даже если проектировщики лукавят вдвое-втрое. На рис. 9 представлена картина на 2009 г.

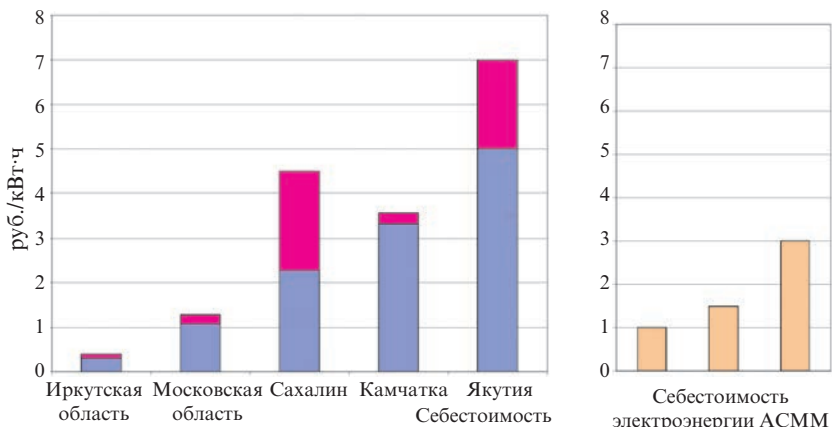


Рис. 8. Некоторые характерные региональные тарифы на электроэнергию для населения (с учетом госдотаций) и себестоимость электроэнергии по проектам АСММ на 2005 г.

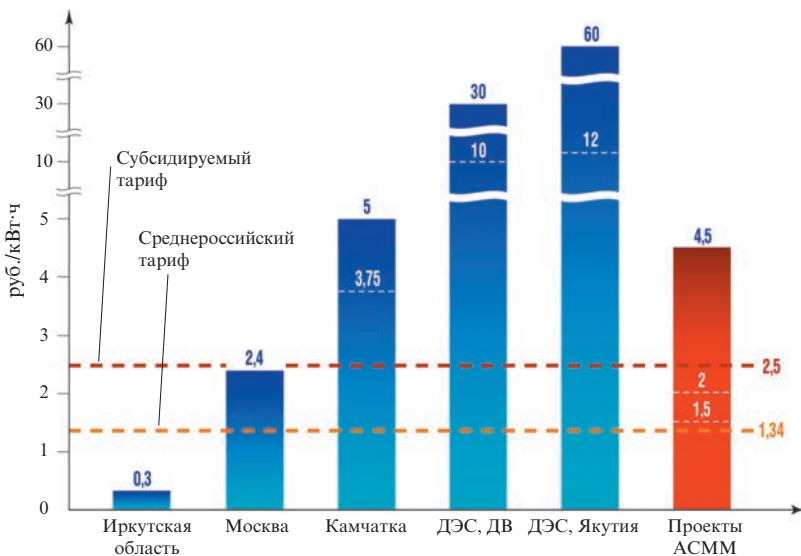


Рис. 9. То же на 2009 г.

Следующий выход — системность ядерной энергетики малых мощностей

Новые потребности в росте потенциала атомной энергетики могут возникнуть в 20—40-е годы текущего столетия по мере завершения жизненного цикла современных АЭС, разработки и обновления нового поколения перспективных ядерно-энергетических установок и предприятий ядерного топливного цикла, осмысления и обобщения опыта развития различных энергетических технологий, реалистической оценки их сырьевых ресурсов, экологических последствий и экономической целесообразности.

Концепция атомной энергетики будущего должна исходить из необходимости внедрения замкнутого топливного цикла и предусматривать ее развитие как многокомпонентной структуры, основу которой составляют АЭС с тепловыми и быстрыми реакторами, вырабатывающими электрическую и тепловую энергию. Их оптимальное соотношение позволит гарантировать длительное устойчивое топливообеспечение. Для стабилизации и снижения общей активности нарабатываемых продуктов ядерных реакций предстоит также предусмотреть сооружение специальных реакторов — «мусорщиков», сжигающих наиболее опасные актиниды и долгоживущие продукты деления.

При перспективной потребности нашей страны и экспортных возможностях данного направления атомпрома в сотни единиц реакторов малой и средней мощности эти энергоустановки должны быть не разрозненными, а идеологически объединенными, закольцованными в сбалансированную на всех уровнях систему ядерной энергетики малых мощностей (рис. 10) [18] (по оценкам специалистов РНЦ «Курчатовский институт», потребность только российских «северов» составляет порядка 20 ГВт установленной мощности АСММ).

Основу этой системы должны составлять высокобезопасные реакторы малой и средней мощности с длительным циклом автономности эксплуатации, по возможности без перегрузки топлива на площадке, серийно изготавливаемые промышленными методами и поставляемые потребителю в степени высокой заводской готовности (концепция «ядерной батарейки»).

Именно для малых ЯЭУ гораздо проще обеспечить высокую безопасность наряду с длительной надежностью в силу малых геометрических размеров и низкой энергонапряженности.

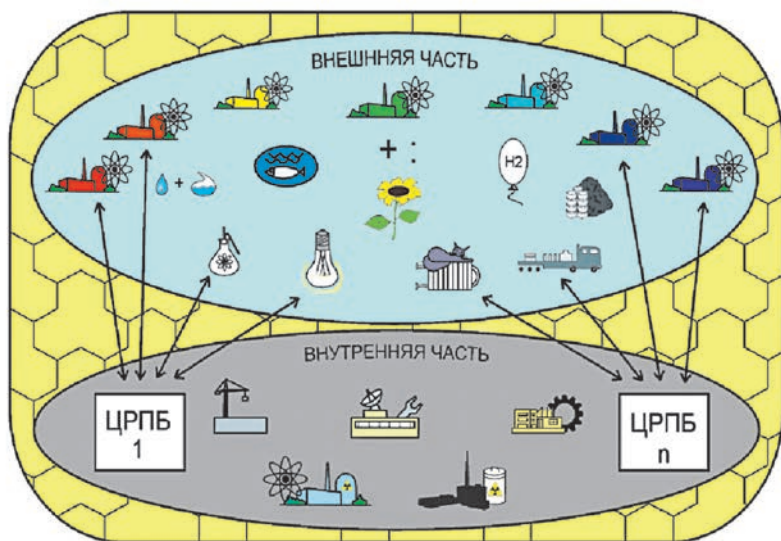


Рис. 10. Целостная система на основе малых АЭС

Способы обеспечения высочайшего уровня безопасности малых атомных станций хорошо известны; сегодня требуются НИОКР в обновление проектного парка АСММ, разработанных в прошлом веке.

Рынок не выращивает инновационные ядерные технологии

Итак, на сакраментальный вопрос «Что делать?» ядерная энергетика имеет свой вполне аргументированный и веский ответ.

Из анализа современной российской экономической и «энергетической» ситуации, по нашему мнению, можно сделать вывод, что ядерная энергетика малых мощностей — это один из ближайших планов инновационного развития ЯЭ вообще и в нашей стране в особенности, и пока единственный реально выполнимый в существующих экономических условиях. Такой вывод следует из совокупности фактов роста чрезвычайных ситуаций в периферийных энергосистемах (т. е. назревшей необходимости усиления звена автономных энергоисточников малой мощности) и гораздо большей вероятности сконцентрировать средства именно малыми порциями и с меньшим риском для их реализации.

ЯЭ малых мощностей — это и закладка высокотехнологического уклада инновационного типа (известно, что остановка в развитии эквивалентна сползанию назад, так как все вокруг продолжают идти вперед).

Рынок не выращивает инновационные ядерно-энергетические технологии, пора понять, что первый шаг их развития — это государственный вклад в создание высокотехнологичного уклада (ЯЭ — в чистом виде сплошной хай-тек, и широкое поле для его развития). Прогресс в ЯЭ идет в странах, имеющих четкую национальную идею, стратегию и механизм их реализации (и не только в энергетике). Рынок вступает в действие лишь на последующих шагах, когда технические решения уже оформлены.

По рыночному механизму ЯЭ не возникла бы никогда, поскольку она вынуждена действовать в сложившемся тарифном, кредитном, налоговом и прочем окружении. Не стоит рассчитывать, что из рынка в нее хлынет частный капитал, который к тому же в существующем правовом поле пока не имеет и такой возможности.

Поэтому, так как задача обеспечения национальной безопасности ложится в первую очередь на все уровни власти, то реализация данной системы ЯЭ малой мощности должна стать общегосударственной задачей.

Поскольку предстоит решение крупных геостратегических задач с помощью системы АСММ, предпочтительно это сделать с максимальным привлечением экономических механизмов — «коммерциализации», а для этого нужно обеспечить партнерство государства и бизнеса для устойчивости против вызовов, которые ставит время.

Интересы государства и бизнеса в этой области вполне могут совпадать. Бизнес обязательно «подтянется», видя долговременность планов и серьезность намерений государства. От государства нужно по меньшей мере хотя бы создание демонстрационных образцов и благоприятного законодательного климата, установления правил игры (организации государственно-частного партнерства) для возможностей корпоративно-регионального или частного инвестирования в малую атомную энергетику.

О важности и масштабности задачи развития малой атомной энергетики для нашей страны и ее экспортном потенциале свидетельствует методом «доказательства от противного» масштабность зарубежного финансирования «зеленых» против АСММ. Почему-то никто не выступает против угольных шахт с их травматизмом и смертностью. Это свидетельствует о том, что мы здесь идейно на верном пути [28]. «Если недруги нас вынуждают от чего-то отказаться, значит, *это* чего-то стоит и им мешает!»

Уровень риска, привносимый в общество за счет угольной и газовой энерго-технологий (с учетом полного технологического цикла и тяжелых аварий), таков, что «зеленые» должны бы требовать их закрытия (на миллион тонн добычи угля, прежде всего подземным способом, приходится гибель от одного до трех-четырех человек).

Уровень же риска от АЭС в десятки раз ниже, чем от тепловых электростанций, даже с учетом крупных аварий типа Чернобыльской. Для АСММ уровень риска еще на два порядка ниже, чем для АЭС большой мощности. Кроме того, ядерная энергетика намного устойчивее в социально-экономическом плане, а следовательно, надежнее технологий на органическом топливе, очень чувствительных к ритмичности поставок топлива. Решая свои проблемы безопасности, ЯЭ одновременно обеспечивает и существенно большую устойчивость по отношению к стихийным воздействиям и террористическим актам.

Важнейшие задачи

Наряду с уже перечисленными задачами (политическая воля, коммерциализация, оформление АСММ как системы) на пути развития АСММ находятся такие нерешенные проблемы, как создание организационной межведомственной структуры, могущей обеспечить реализацию стратегических государственных планов в Арктической зоне России.

Очевидно, что Росатом и Росэнергоатом на первых порах никак не могут иметь необходимой степени заинтересованности в данной области. Предлагать Росатому заняться малой энергетикой — это то же самое, что предлагать владельцу крупной розничной сети заняться ларечным бизнесом, а пуще того — ездить на автолавке по заброшенным деревьям, мотивируя это тем, что там ведь тоже люди живут. В силу междисциплинарности предстоящих задач малой ядерной энергетикой следовало бы заняться некоей организационной структуре, параллельной Росатому, для которой это было бы основной темой.

У малых атомных станций есть еще и собственные нерешенные чисто технические задачи, как, например, обоснование длительного ресурса топлива/твэлов при более чем десятилетней непрерывной работе, обоснование длительной надежности комплекса оборудования и, наконец, работы по приданию инновационным перспективным проектам свойств «пятого поколения», которыми они отчасти уже обладают в силу малой мощности и малых геометрических размеров.

В современных условиях все большее значение приобретают вложения в человеческий фактор. Сюда входит далеко не только подготовка квалифицированных кадров всех уровней; это еще и воспитание грамотного восприятия, культуры взаимодействия и пользования услугами АСММ. Требуется образование, которое должно давать навыки масштабного мышления, способность оценить проблему с позиции макроэкономики. Тогда не возникнет проблем с физической защитой и вандализмом в отношении АСММ.

Выводы

Внедрение системы объектов малой ядерной энергетики индустриального производства — АСММ — целесообразно и затрагивает интересы субъектов многих отраслей народного хозяйства и государственных структур. К ним относятся многие инфраструктуры городского хозяйства как мегаполисов, так и средних и малых городов и поселков, объекты связи различного назначения, береговые объекты водных коммуникаций, объекты разведки и добычи ископаемых, объекты транспорта, лесопромышленности и сельского хозяйства, а также Минобороны, МВД, МЧС, ФСБ, ФАПСИ и многие другие. Атомные станции малой мощности вместе с обеспечивающей инфраструктурой в качестве фактора национальной безопасности страны способны выполнять следующие функции:

- поддержание жизнеспособности и экономического развития удаленных или ныне депрессивных регионов;
- создание в удаленных регионах сети АСММ, что позволит сохранить и развить потенциал хозяйственной деятельности, не даст повода рассматривать их как бесхозно-брошенные и лишние; наличие на территории АСММ как подконтрольных МАГАТЭ объектов может сыграть сдерживающую роль в сфере сохранения от посягательств на территориальную целостность страны;
- обеспечение автономными АСММ (в том числе подземного размещения в густонаселенных районах) роли «островков стабильности» в случае различных острокритических ситуаций (военных, социальных, экономических);
- выведение из стагнационного кризиса или как минимум сохранение на плаву атомной отрасли, увеличение кадрового и экспортного потенциала, а также поддержка ряда смежных отраслей хозяйства.

Существует целый ряд финансовых и экономических механизмов и сценариев, позволяющих (при надлежащем благоприятствующем законодательном обрамлении) сделать реализацию проектов АСММ эффективной уже в ближайшее время.

Имеющийся обширный российский опыт в области малого реакторостроения уникален и пока еще доступен для реализации указанной роли (цели). Экспортные возможности малого реакторостроения — тоже аспект национальной безопасности.

Таким образом, налицо мультипликативный эффект в модернизации и подъеме смежных областей и важность для безопасности государства, что является необходимым условием определения стратегического направления, базирующегося на имеющемся заделе.

Заключение

Оторванность и разобщенность российских «северов» — пока территориально-географический экономический фактор, но он плавно перетекает в геостратегическую сферу.

Существующая тактика хозяйствования на «северах» показала свою полную неэффективность; кризисы различного рода следуют чередой, население уезжает на «материк», все идет к запустению. Надо менять подходы; ясно, что нынешняя практика энергообеспечения удаленных регионов — это путь в никуда, мы их можем просто потерять.

Президент РФ заявлял, что нам нужны «амбициозные проекты», и одним из них вполне может стать энергетизация российских «северов» за счет малых атомных электростанций.

Опасны не сами по себе указанные угрозы национальной безопасности, а потеря «внутренней силы», потенциала страны. В сторону сильного никто и шага не сделает; слабого же не разорвет только ленивый.

Власть должна решить — обеспечивать национальную безопасность и стабильность в плане энергетической безопасности и территориальной целостности; и уж если ей эта земля сейчас не нужна, то надо хотя бы оставить ее потомкам в наследство, чтобы не повторился прецедент Аляски; надо учиться на ошибках, особенно на своих.

Кажется, что «еще не вечер», что есть время для маневра и поле для разворота. Но ядерная энергетика — очень инерционная технология, поскольку у нее громадный «подвал» НИОКР, высокая капиталоемкость и низкая фон-

доотдача (в примитивном толковании этого понятия), поэтому начинать эту работу надо было «еще вчера».

Заключительный образ — на рис. 11: Россия очень похожа на этот заиндевевший, но сильный корабль.

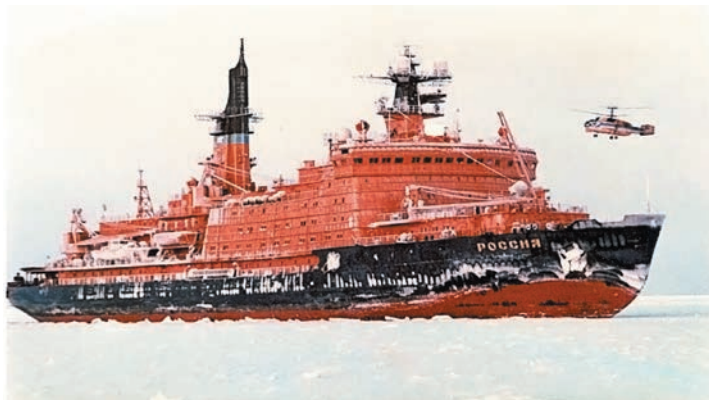


Рис. 11. Образ России

Наша страна сугубо северная, а, как известно, «...ХОЛОД — вот что было первопричиной всякого *движения*, необходимости искать и прокладывать Пути по Земле, да и причиной развития технического прогресса тоже стал он, неумолимый и беспощадный властитель Севера. Тепло, жар (который костей не ломит) потворствует бездумности, умственной лени и неге, единственные заботы — это отыскать пищу и тень. Холод вынуждает *мыслить*, чтоб согреться, добыть огонь, найти и построить жилище, с невероятными трудами и ухищрениями добыть и вырастить пищу, поэтому Человек Разумный не мог появиться в Африке или на Ближнем Востоке. Его родина — Север!»

Сергей Алексеев, писатель

Литература

1. Концепция национальной безопасности Российской Федерации. Утверждена указом президента Российской Федерации от 17 декабря 1997 г. № 1300 (в редакции указа президента Российской Федерации от 10 января 2000 г. № 24).

2. *Давыдов В.* Отрезанный ломоть // Полит. журн. — 2004. — № 37 (40). — Окт.
3. *Добрынина Е.* Стратегически важный чум (Салехард) // Рос. газ. — 2004. — 30 апр.
4. *Молина М.* Отдельный закон по оленям // Газета.ру — 2004. — 30 апр.
5. Букет от Валентины Пивненко [Интервью с Валентиной Пивненко] // Парламент. газ. — 2004. — 5 марта.
6. *Крупнов Ю. В.* Грядет мировая ядерно-энергетическая революция. Затронет ли она Россию? // Пром. ведомости. — 2004. — № 13—14.
7. *Михайлов А. К.* Малая энергетика и энергетическая безопасность // Труды конференции «Малая энергетика-2002». — [Б. м.], 2002.
8. *Пивненко В. Н.* Не «черная дыра», а богатая кладовая // Краснояр. рабочий. — 2001. — 13 сент.
9. *Данилевич А. А., Пронько В. А.* Военная стратегия России // <http://www.rustrana.ru>, 22 октября 2004 г.
10. *Вольский Э. Л., Новикова Л. И., Кабанчик Л. Я., Максимова И. Ф.* Газовая промышленность США (информационно-аналитический обзор). — М.: ВНИИГАЗ, 2001. — 150 с.
11. Подземное хранение газа: Проблемы и перспективы: Сб. научных трудов / Под ред. С. Н. Бузинова. — М.: ВНИИГАЗ, 2003. — 477 с.
12. *Крупнов Ю. В.* России нужна диктатура развития // Росбалт. — 2004. — 18 нояб. (<http://www.rosbalt.ru/2004/11/18/185624.html>).
13. *Nakicenovic N., Gruebler A., McDonald A.* Global Energy Perspectives. — Cambridge, UK, 1998.
14. *Бутаков Я.* Постсоветские просторы Поднебесной империи // <http://www.rustrana.ru>, 27 мая 2005 г.
15. Там же (18.02.2005).
16. Запасы русского медведя; где расположены углеводородные ресурсы России // Мировая энергет. политика. — 2002. — № 2. — С. 42—43.
17. *Крупнов Ю. В.* Операция «Мигранты спасут Россию»™: Как она проводится и кто ее организует // http://www.kroupnov.ru/5/191_1.shtml.
18. *Alekseev P. N., Kuharkin N. E., Stukalov V. A.* et al. International cooperation in creation of «honeycomb» structure with autonomous power-technological complexes at the base of integral system of small nuclear reactors // Proc. The 3rd International Conference ECNEA-2002 Energy

- Cooperation in Northeast Asia: Prerequisites, Conditions, Ways. Irkutsk, Sept. 9—13 2002. — [S. 1.], 2002. — P. 251—259.
19. *Щепетина Т. Д., Стукалов В. А., Субботин С. А.* О малой ядерной энергетике и ее будущем // Бюл. по атом. энергии. — 2003. — Ноябрь, № 11.
 20. *Алексеев П. Н., Субботин С. А., Щепетина Т. Д.* Как оживить малую энергетiku // Атом. стратегия. — 2005. — № 2 (16). — С. 3—4.
 21. *Кривицкий И. С.* В роли Золушки (пребывает пока в нашей стране малая энергетика) // Там же. — С. 5—6.
 22. *Петров Э. Л.* О коммерческих приоритетах ПАТЭС // Там же. — С. 11—12.
 23. *Агранат Г. А.* Нужны ли России ее просторы? // <http://archive.1september.ru/geo/2001/35/1.htm>.
 24. *Крупнов Ю.* Севера — резервная земля // http://www.kroupnov.ru/5/103_1.shtml, 29 февраля 2004 г.
 25. *Ткаченко Н.* Кислородная недостаточность // Мировая энергетика. — 2004. — № 7—8. — С. 54—57.
 26. *Крупнов Ю. В.* Россия между Западом и Востоком: Курс Норд-Ост. — СПб.: Изд. дом «Нева», 2004. — 384 с.
 27. Миграция и безопасность в России / Под ред. Г. Витковской и С. Панарина; Моск. Центр Карнеги. — М. Интердиалект+, 2000. — 341 с.
 28. *Крупнов Ю. В.* Модульно-ядерная революция (Энергетический прорыв России через малую атомную энергетiku) // Атом. стратегия. — 2004. — Ноябрь. — 9 с.
 29. Water for People, Water for Life — UN World Water Development Report (WWDR) / The United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO). — Paris, France, 2002.
 30. *Некрасов А.* Тяжелое бремя энергопотерь // Мировая энергетика. — 2005. — № 4. — С. 32—34.
 31. «Будущее России» на дне океана // http://top.rbc.ru/index.shtml?/news/policy/2005/05/11/11173730_bod.shtml.
 32. *Симонов К.* Битва за Восточную Сибирь // Мировая энергетика. — 2005. — № 3 (15). — С. 48—52.
 33. *Чечевишников А. Л.* Сибирская стратегия // http://www.rostov.iriss.ru/display_analyticsitem?id=000100000074.

34. Бжезинский З. Великая шахматная доска (Господство Америки и его геостратегические императивы). — М.: Междунар. отношения, 1998. — С. 181—229.
35. Территориальные грезы Токио: Японцы ссорятся с соседями // Время новостей. — 2005. — 22 марта.
36. Владимирский И. Заметки о развале // Эконом. стратегии. — 2005. — № 5—6 (39—40). — С. 16—22.
37. Малинецкий Г. Доклад о перспективах РФ // <http://www.dynacon.ru/content/articles/339>.
38. Станет ли Сибирь 51-м штатом США? // <http://www.izvestia.ru/obshchestvo/article3117125>.

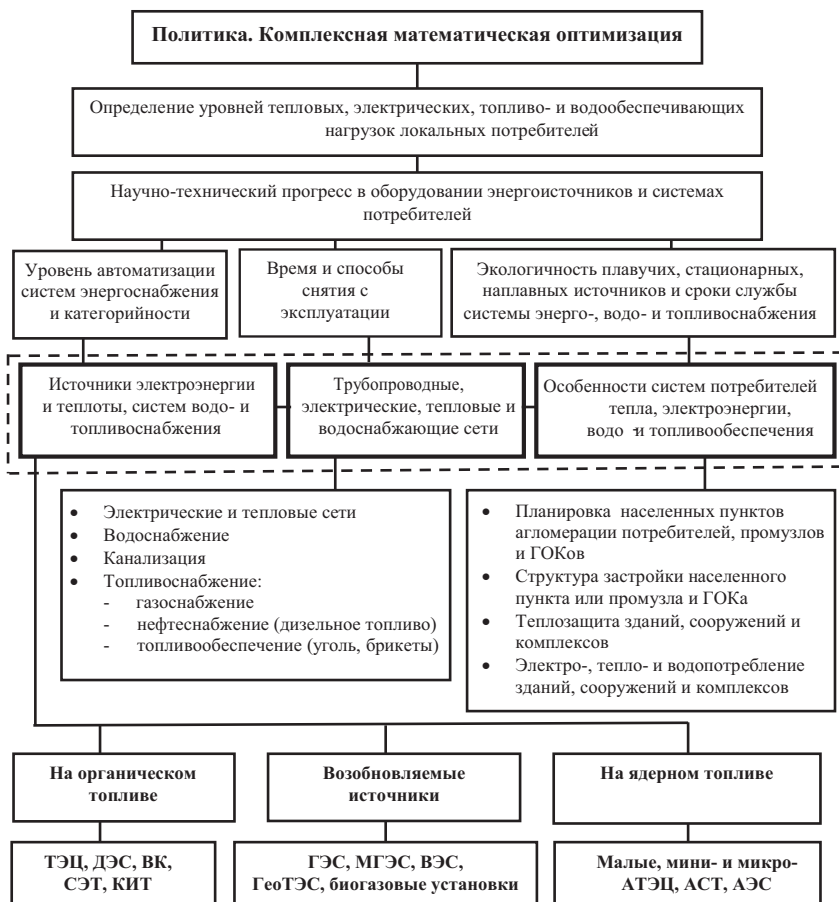
Проблемы северного завоза органического топлива и роль использования АСММ в условиях Крайнего Севера

*М. П. Лебедев, О. И. Слепцов, В. П. Кобылин, А. П. Шадрин
Институт физико-технических проблем Севера
Сибирского отделения РАН, Якутск*

В настоящее время Правительство Российской Федерации только на завоз топлива в северные регионы России тратит огромные средства (среднегодовые расходы достигают более 45 млрд руб.). На рис. 1 приведена общая принципиальная схема северного завоза жидкого топлива в Республику Саха (Якутия) — северный вариант по Северному морскому пути, более 4500 км. Только для завоза 250 тыс. т жидкого топлива в арктические районы Якутии в 13 улусов с учетом многозвенности схемы и сезонности завоза органического топлива (железная дорога, река, море, автозимник) расходы достигают до 3 млрд руб. Одним из кардинальных и эффективных направлений уменьшения затрат на завоз дальнепривозного жидкого топлива может стать использование принципиально новых атомных станций малой мощности последнего поколения с энергоблоками электрической мощностью от 100 кВт до 1—35 МВт и более (проекты АСММ «Елена», «Саха-92», «Крот», «Ангстрем», «Унитерм», АБВ-3—12, СВБР-10, КЛТ-40С, «Кушва», «Утро» и др.). В перспективе их использование облегчит проблему завоза органического топлива на десятки лет и более, так как в них замена ядерного топлива в активной зоне реактора происходит один раз в 10—20 лет и реже; малые плавучие АЭС решают проблему снятия станций с эксплуатации под «зеленую лужайку» после истечения срока службы эксплуатации (20, 30, 40 и более лет) [1—17].

Принципы и методология определения эффективности применения АСММ в экстремальных условиях Крайнего Севера

На основе комплексного — «системного» подхода и рейтинговой методики в Институте физико-технических проблем Севера (ИФТПС) СО РАН определяются эффективные, надежные, высокоавтоматизированные и безопасные плавучие АСММ (ПАСММ) и их первоочередные возможные пункты размещения на территории Якутии в перспективе.



ТЭЦ — теплоэлектроцентраль
 ДЭС — дизельные электростанции
 ВК — водогрейные котлы
 СЭТ — система электротепла
 КИТ — квартирные источники тепла
 АТЭЦ — атомные теплоэлектроцентрали

МАЭС — малые атомные электростанции
 МАСТ — малые атомные станции теплоснабжения
 ГЭС — гидроэлектростанции, малые и микро-ГЭС
 ВЭС — ветроэлектростанции
 ГеоТЭС — геотермальные электростанции
 ГОК — горно-обогатительный комбинат

Главный принцип на Крайнем Севере: «Строю — владею — эксплуатирую — утилизирую — государственная политика — система — комплекс»

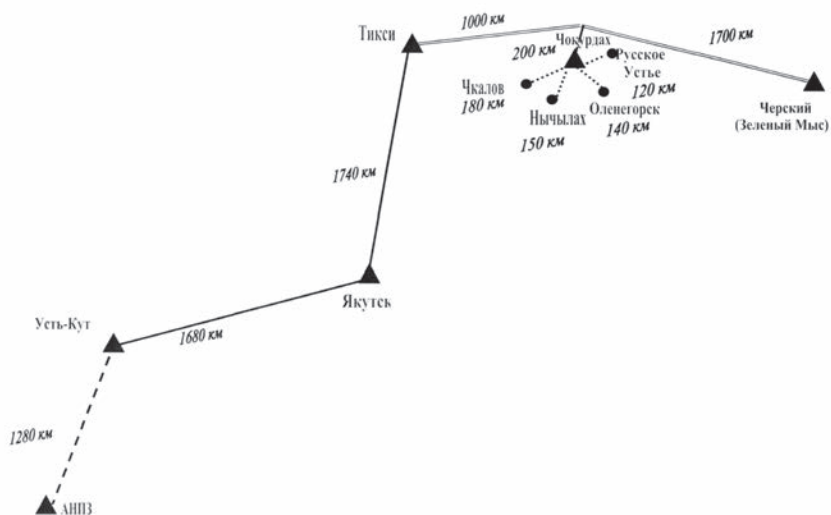
Рис. 1. Общий принцип «политики» математического моделирования локальных (изолированных индустриальных) систем энергообеспечения с учетом собственности планировки и структуры застройки потребителей населенного пункта, комплекса, промышленного узла — ГОКа в условиях Крайнего Севера

Рейтинговая методика учитывает разные сроки строительства, особенности эксплуатации и снятия с эксплуатации, а также различные энерготехнологии вариантов энергообеспечения с учетом планировки в селитебной территории промышленного комплекса и населенного пункта, структуры застройки потребителей — жилых, производственных зданий, промышленных узлов и горно-обогатительных комбинатов в условиях Крайнего Севера [1].

В качестве примера на рис. 2 и 3 представлены особенности многозвенной сезонной схемы топливообеспечения и реально возможные пункты размещения атомных станций малой мощности. Пример — площадки возможного сооружения АСММ в поселке Чокурдах (рис. 4), где общая протяженность многозвенной сезонной схемы доставки жидкого топлива достигает 6490 км, в том числе по железной дороге — 1280 км, по реке — 3620, по морю — 1000, по автозимникам — 590 км, а до поселка Черский (Зеленый Мыс) — 8190 км.



Рис. 2. Схема завоза жидкого топлива в Якутию (I — северный вариант, до 10%; II — сибирский вариант, до 85%; III — дальневосточный вариант, до 5%) и возможные заводы сооружения ПАСММ (1 — Санкт-Петербург, Балтийский завод, Ижорский завод; 2 — Северодвинск, «Севмаш»; 3 — Нижний Новгород, ОКБМ; 4 — ДВФО, «Звезда»)

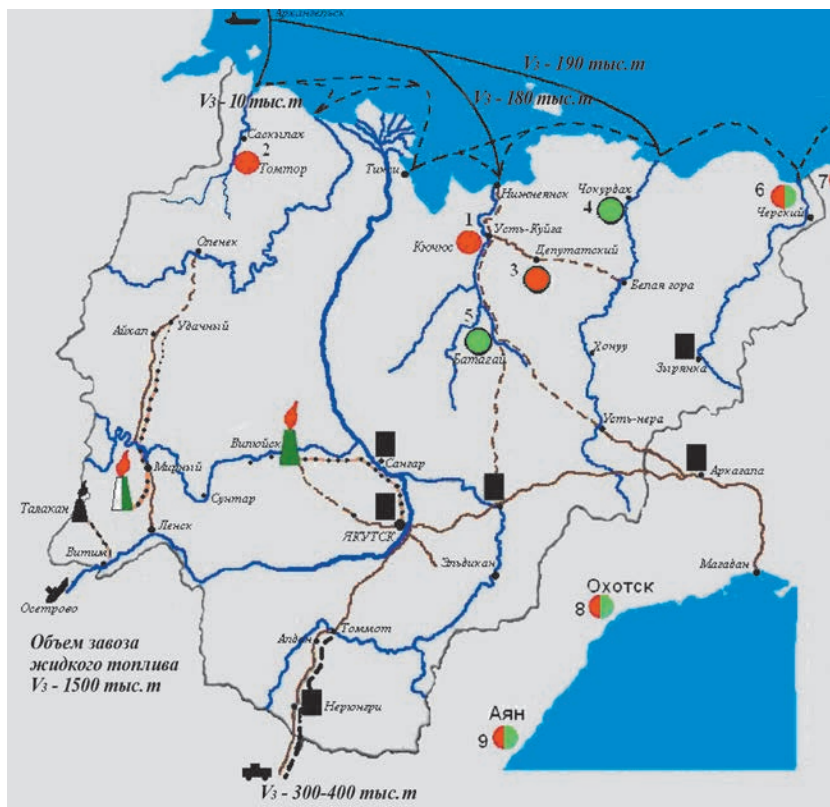


Участки магистрали	Протяженность, многозвенность транспортной схемы доставки жидкого топлива в п. Чокурдах, км				
	железная дорога	река	море	автозимник	Итого
АНПЗ—Усть-Кут	1280				1280
Усть-Кут—Якутск		1680			1680
Якутск—Тикси		1740			1680
Тикси—Чокурдах		200	1000		1200
Чокурдах—Наслеги				590	590
Всего	1280	3620	1000	590	6490

Рис. 3. Общая многозвенная схема доставки жидкого топлива в северный Аллаиховский улус Якутии

В 1992 г. по инициативе ИФТПС и при поддержке Правительства Якутии рабочая группа из девяти человек во главе с заведующим лабораторией теплоэнергетики ИФТПС А. П. Шадриним посетила федеральные ядерные центры Минатомэнерго — Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники (НИКИЭТ, Москва) и Опытно-конструкторское бюро машиностроения (ОКБМ, Нижний Новгород).

Атомные станции малой мощности:
новое направление развития энергетики



Условные обозначения:

- | | | |
|--|-----------|-----------------------------------|
| 1. ГОК «Кючюс» | | Добыча газа и нефти |
| 2. ГОК «Эбэлээх-Томтор» | | Добыча угля |
| 3. п. Депутатский | | Точки возможного размещения АТЭС: |
| 4. п. Чокурдах | | |
| 5. п. Багагай | | для промышленных потребителей |
| 6. п. Черский (Зеленый Мыс — морской порт) | | для социальных потребителей |
| 7. г. Певек | | Автомобильные дороги |
| 8. п. Охотск | | Автомобильные трассы |
| | 9. п. Аян | |
| | | |
| | | Газопроводы, нефтепроводы |

Рис. 4. Многоступенчатая схема топливоснабжения и малая атомная энергетика

По предложению якутской делегации, впервые предложены и разработаны с ОКБМ, НИКИЭТ и Физико-энергетическим институтом (ФЭИ, Обнинск) технические задания идеи создания проекта ПАСММ «Саха-92» с энергоблоком электрической мощностью 1000 кВт на базе проектов АБВ и «УниTERM» с длительным периодом перезагрузки ядерного топлива реактора (через 10—20 лет), что является принципиальным отличием от других проектов ПАСММ. Планируется создание плавучих станций на базе проектов АБВ, «УниTERM» и «Ангстрем», СВБР-10 электрической мощностью 3—12 МВт и выше.

В свою очередь, Республика Саха (Якутия) определила необходимость подготовки совместно с ядерными центрами федеральной программы научно-исследовательских работ (НИР) по использованию ПАСММ в приоритетных пунктах возможного применения в северных территориях страны и в Якутии на перспективу [2—10; 15; 16; 17]. В качестве примера на рис. 5 и 6 показаны закономерности изменения области эффективного применения плавучих АСММ в условиях Крайнего Севера в зависимости от уровней тепловой и электрической нагрузки, особенностей схем топливостановки и изменения затрат на доставку дальнепривозного жидкого топлива и угля в диапазоне от 15 000 до 30 000 руб./т и динамики инвестиций.

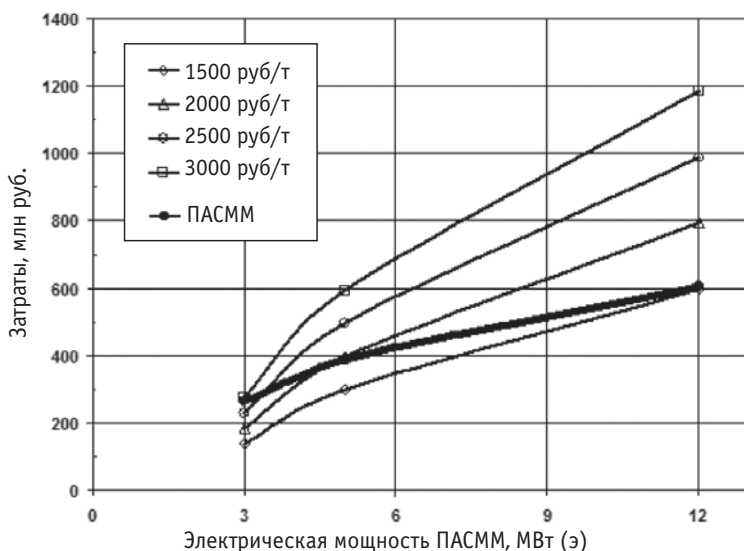


Рис. 5. Динамика изменения приведенных затрат ПАСММ от затрат на дальнепривозное топливо в зависимости от установленной мощности ПАСММ при сравнении ДЭС+ВК (жидкое топливо)

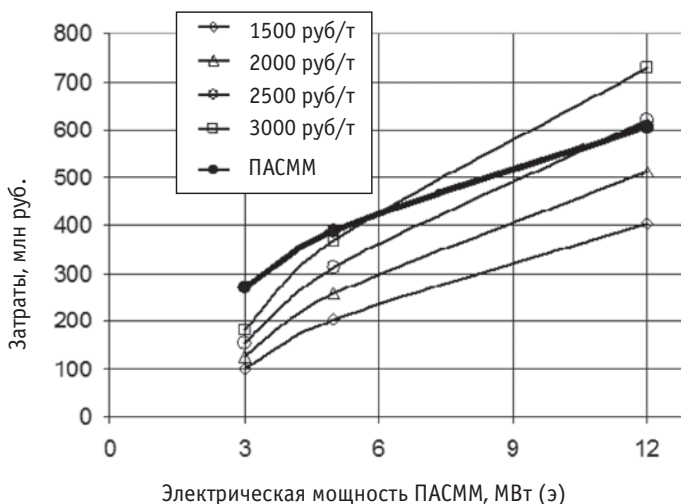


Рис. 6. Динамика изменения приведенных затрат ПАСММ от затрат на дальнопривозное топливо в зависимости от установленной мощности ПАСММ при сравнении ДЭС+ВК (уголь)

Данные зависимости показывают реальную картину изменения эффективности применения плавучих АСММ в условиях Крайнего Севера от условий доставки топлива. При этом эффективность применения ПАСММ по сравнению с вариантом энергоснабжения на дальнопривозном органическом топливе ДЭС, ТЭЦ и ВК изменяется в зависимости от состава основного оборудования, электрической и тепловой нагрузки, а также типоразмеров ядерных реакторов малых АЭС от 5% до 38% (проекты ПАСММ типа АБВ-3—12 и др.).

С этими результатами необходимо в ближайшие годы выполнить конкретные адресные привязки к местам первоочередного использования ПАСММ последнего поколения с учетом многозвенной схемы доставки дальнопривозного топлива в регион, а также провести широкое обсуждение применения ПАСММ с привлечением разработчиков, проектантов и заинтересованных министерств, акционерных компаний и концернов с оценкой воздействия на окружающую среду. Необходимо учитывать мировую и российскую тенденции изменения цен на нефть, нефтепродукты и на природный газ на 10—20 лет (рис. 7), т. е. до 2050 г., при этом установлена динамика изменения цены на органическое топливо в 2,5—3,0 раза.

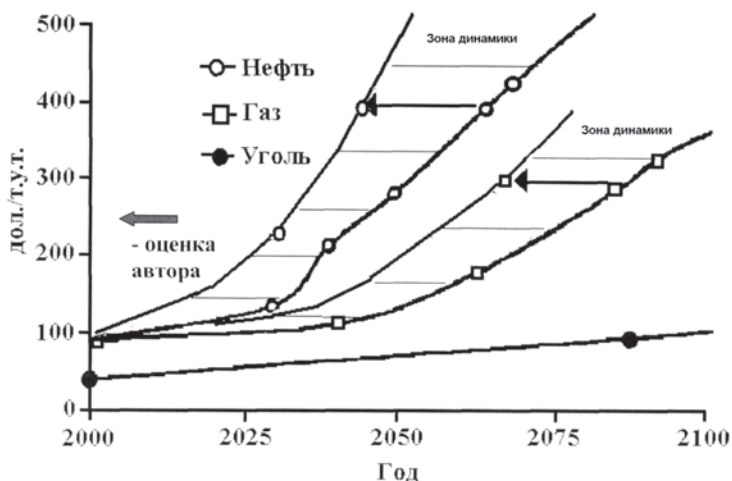


Рис. 7. Тенденция изменения цены на органическое топливо в мире
Источник. Беляев Л. С., Марченко О. В. и др. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию. — Новосибирск: Наука, 2000. — С. 29

В настоящее время выполнен анализ динамики электро- и теплотребления населенных пунктов северных территорий Дальневосточного федерального округа (в том числе Якутии, Магаданской области и Хабаровского края) в зависимости от жилищного и промышленного строительства. Обобщены материалы программы социально-экономического развития муниципальных образований 13 арктических районов (улусов), республиканской целевой программы «Развитие электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на период до 2010 года и прогноз до 2015 года», подпрограммы «Развитие малой энергетики Республики Саха (Якутия) до 2015 года» и программы развития производительных сил республики (энергетики и транспорта) на 2020 г. и на период до 2030 г.

На основе системной методики проведены расчеты и оценка по определению эффективности развития различных сценариев электроснабжения и теплотребления арктических потребителей с учетом особенностей схемы и сезонности топливоснабжения дизельным топливом с изменением общих затрат с учетом транспорта, аренды и охраны. Затраты выросли с 15 000 до 30 000 руб./т и более [8].

Определена сравнительная эффективность схемы энергоснабжения на базе дизельных электростанций, водогрейных котельных, а также оценены воз-

возможности применения таких альтернативных энергоисточников, как атомные станции малой мощности на базе малых АЭС последнего поколения типов АБВ, СВБР-10, «УниTERM», «Ангстрем» и другие с реакторами длительного периода перезагрузки ядерного топлива.

Исходя из тенденции изменения мировых и российских цен на нефть и нефтепродукты, предлагается поэтапное применение комбинированных схем энергоснабжения (на базе ДЭС, ВК).

Реальная надежная, социальная, экономическая и экологическая выгода использования плавучих АСММ наступает уже при единичной электрической мощности энергоисточника в 3 МВт (э) при стоимости органического топлива 30 000 руб./т, ежегодная экономия составляет от 1 до 600 млн руб. при единичной мощности 12 МВт (э). А при использовании водогрейных котельных на угле общая эффективность наступает при электрической мощности 9 МВт (э), и ежегодная экономия составляет от 50 до 120 млн руб. при 12 МВт (э).

Учитывая перспективы изменения цены барреля нефти с учетом транспортировки, можно констатировать достаточно высокоэффективное использование плавучих АСММ с длительным периодом перегрузки ядерного топлива типов АБВ, СВБР-10 и др. на арктических территориях России.

Предпосылки постановки задачи и применения ПАСММ в условиях Крайнего Севера страны

Крайний Север характеризуется особыми условиями природы и климата:

- продолжительный отопительный сезон (от 7 до 12 месяцев), полярная ночь, пурги, низкие температуры и ветровые нагрузки;
- сезонность: краткосрочные условия навигации на северных реках и северных морях, сложные, многозвенные транспортные условия доставки органического топлива с перевалками — аренда, охрана и загрузка, перезагрузка (железная дорога, река, море, автозимники и доставка топлива с учетом сезонности на второй год эксплуатации энергообъекта);
- относительно малые электрические и тепловые нагрузки арктических потребителей, промышленных узлов и ГОКов;
- краткосрочный сезон функционирования речного, морского транспорта в регионе в связи с изменениями водности северных рек и ледовых условий в низовьях рек северных морей от 1 до 2 месяцев заставляют потребителей иметь годовой и полутора-двухгодовой запас топлива; это главная особенность потребителей Крайнего Севера России.

На рис. 8 показано районирование по условиям благоприятности природно-климатических факторов для проживания человека и размещение первых — головных АЭС.

Рассчитаны эффективность, надежность и безопасность применения малых АЭС нового поколения типов «Елена», «Саха-92», плавучих АБВ-3—12, СВБР-10, «Ангстрем» и др. в условиях Якутии. На рис. 4 отмечены возможные и приоритетные места размещения АСММ до 2025 г. в зависимости от состава основного оборудования, уровня развития промышленности и атомного энергомашиностроения.



Рис. 8. Территория с неблагоприятными природными условиями для проживания человека и первые головные АЭС

К первоочередным в Якутии относятся ПАСММ в районах разработки:

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

Таким образом, в перспективе только размещение АТЭЦ общей мощностью до 175 МВт может:

- сэкономить 420 тыс. т угля и 250 тыс. т жидкого дальнепривозного топлива, т. е. до 3—4 млрд руб. в год;
- высвободить 69 рейсов сухогрузов (грузоподъемностью по 2510 т) и 82 рейса танкеров (1500 т), 160 рейсов автоцистерн, 49 рейсов крупнотоннажного автотранспорта;
- высвободить 2290 человек обслуживающего персонала на транспорте;
- дать значительную экономию капитальных вложений на причалы, резервуары жидкого топлива и складские сооружения для угля.

Целесообразность применения АСММ определяется комплексом объективных факторов, включающих природно-климатическую, экономическую, социальную эффективность, охрану окружающей среды, подготовку кадров, возможность производства основного специального оборудования малой атомной энергетики, государственную политику разработки, проектирования и создания эффективного использования атомных станций малой мощности и их утилизации, общественным отношением в стране и мире к малым атомным энергоисточникам и формированием рынка отечественного и зарубежного спроса и инвестирования [6; 7; 8].

Известно, что японская фирма «Toshiba» разработала проект применения АЭС малой мощности для энергоснабжения индейской деревни Галена с населением более 700 человек у реки Юкон на Аляске. АСММ имеет электрическую мощность до 10 МВт и будет работать без перезагрузки ядерного топлива до 30 лет. Станция намечается к пуску до 2010—2015 гг. (Бюллетень по атомной энергии. — 2005. — Апр. — С. 83).

Учитывая рынок спроса и предложений плавучих и стационарных АСММ целесообразно создать специальную структуру в концерне «Росэнергоатом» включая следующие направления: энергетика на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) (ДЭС, малые ТЭЦ на угле) и комбинированная энергетика (ДВС+ВЭС и АСММ на тепловых и быстрых нейтронах).

Выводы и предложения

В результате анализа расчетов на основе комплексной интеграционной, рейтинговой методики определены в качестве приоритетных, первоочередных для применения следующие проекты: АБВ, СВБР-10, «Униатерм», «Елена», «Саха-92», «Кушва», «Утро» и КЛТ-40С последнего поколения. При этом

принципиальная новизна для ПАСММ Крайнего Севера — длительность кампании реактора от 10 до 20 и более лет, интегральная компоновка основного оборудования (реактора, парогенераторов) и естественная, принудительная циркуляция теплоносителя в первом контуре станции (АБВ, СВБР-10, «УниTERM», «Саха-92» и «Елена» и др.).

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 нефти, нефтепродуктов и газа за два-три десятилетия предопределяет перспективное развитие и использование малых АЭС для северных территорий — мобильных, транспортабельных установок стопроцентной заводской готовности, обслуживаемых периодически (вахтовыми и спутниковыми методами).

В настоящее время для северных территорий Дальневосточного федерального округа только на завоз органического топлива требуется ежегодно до 25 млрд руб., в том числе для Якутии — более 3 млрд руб.

Российская Федерация — единственная страна в мире, имеющая атомные транспортные энерготехнологии для создания плавучих и стационарных АЭС малой мощности. Работает атомный ледокольный флот. С 2007 г. сооружаются первые головные плавучие атомные станции КЛТ-40С в Северодвинске, Вилючанске, выполнены технические проекты для Певека, Усть-Камчатска и др.

ИФТПС СО РАН, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Институт энергетических исследований РАН, ОАО «Малая энергетика», НИКИЭТ, ОКБМ, ФЭИ, ОКБ «Гидропресс», ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова и другие учреждения считают целесообразным до 2010 г. для северных территорий разработать проектные НИР адресного обоснования применения перспективных плавучих АСММ в целях добычи уникальных минерально-сырьевых ресурсов, конкурирующих на мировом рынке. С этой целью в Якутии нужно провести с участием научных, проектных и производственных организаций, заинтересованных министерств, акционерных компаний, концернов рабочее совещание для согласования и обоснования технических, экономических, экологических (радиационных) условий применения ПАСММ и выполнить «головной» проект применения плавучих АЭС малой мощности с реакторами АБВ-3—12, СВБР-10, «УниTERM», «Ангстрем» и др. для определения спроса на рынке энергоснабжения локальных (изолиро-

ванных) промышленных потребителей России и стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

В рамках концерна «Росэнергоатом» целесообразно ставить вопрос о создании специальной «вертикальной» структуры для координации, финансирования и надзора за развитием АСММ — департамента или комитета «Малая атомная энергетика».

Ближайшими задачами дальнейших НИР (до 2015 г.) по эффективному и радиационно безопасному применению ПАСММ является анализ опыта проектирования, строительства первых головных плавучих АСММ в Северодвинске и Вилючанске для внедрения опыта их эффективного и безопасного использования в условиях Крайнего Севера.

В рамках концерна «Росэнергоатом» и Госатомнадзора целесообразно ставить вопрос о создании специальной структуры по надзору за ядерной и радиационной безопасностью населения и окружающей среды в условиях холодного климата и разработать закон «О малой атомной энергетике», а также о параллельном формировании структуры по радиозэкологическому мониторингу в местах возможного сооружения малых АЭС.

Литература

1. *Шадрин А. П.* Атомные электростанции на Крайнем Севере. — Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1983. — 124 с.
2. *Ларионов В. П., Шадрин А. П.* Перспективы использования малых атомных энергоисточников в районах Севера и Восточной Сибири // Сборник трудов IV научно-технической конференции Ядерного общества России «Ядерная энергия и безопасность человека». — Н. Новгород, 1993.
3. *Шадрин А. П.* Методология оценки эффективности применения АТЭЦ и АСТ в условиях Крайнего Севера России // Атом. энергия. — 1996. — Т. 81, вып. 2. — С. 139—143.
4. *Ларионов В. П., Шадрин А. П.* Принципы организации зоны высокой энергетической эффективности в Якутии // Наука и образование. — 1996. — № 2. — С. 28—33.
5. *Митенков Ф. М., Самойлов О. Б., Ларионов В. П., Шадрин А. П.* Проблемы использования ядерных энергоисточников повышенной без-

- опасности с водо-водяными реакторами на Северо-Востоке России и в АТР // Труды международной конференции «Восточная энергетическая критика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство АТР» (22—26 сентября 1998 г., Иркутск, Россия). — Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 1998. — С. 193—198.
6. Кузьмин А. Н., Шадрин А. П. Атомные станции малой мощности: эффективность и целесообразность их применения в условиях Крайнего Севера // Бюл. по атом. энергии. — 2001. — Дек. — С. 16—20.
 7. Ларионов В. П., Шадрин А. П. О перспективах использования атомных станций малой мощности (АСММ) в условиях Крайнего Севера РС(Я) // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): Материалы II республиканской научно-практической конференции. — Якутск : ЯФГУ Изд. СО РАН, 2004.
 8. Энергетика Северо-Востока: состояние, проблемы и перспективы развития: Сборник докладов и научных статей. — Якутск: ЯФГУ Изд. СО РАН, 2004. — 326 с.
 9. Шадрин А. П. О проблеме хранения и переработки отработавшего ядерного топлива АЭС стран Северо-Восточной Азии // Наука и техника в Якутии. — 2002. — № 2. — С. 32—34.
 10. Митенков Ф. М. Судовая ядерная энергетика // Вестник РАН. — 2003. — Т. 73, № 6. — С. 488—495.
 11. Географический справочник ЦРУ. — Екатеринбург : У-Фактория, 2005. — 704 с.
 12. Безопасность России. Энергетическая безопасность (ТЭК и государство). — М. : Знание, 2000. — 304 с.
 13. Безопасность России: Регулирование ядерной и радиационной безопасности. — М. : Знание; НТЦ ЯРБ Госатомнадзора России, 2003. — 400 с.
 14. Белая книга ядерной энергетики. — М. : Изд. ГУП НИКИЭТ, 2001. — 270 с.
 15. Самойлов О. Б., Вавилкин В. Н., Панов Ю. К. и др. Плавучие АСММ для энергоснабжения отдельных районов Крайнего Севера // Энергетика Северо-Востока: состояние, проблемы и перспективы

- развития: Сборник докладов и научных статей. — Якутск : ЯФГУ Изд. СО РАН, 2004. — С. 256—264.
16. *Панов Ю. К., Полуничев В. И., Шаманин И. Е.* Плавучие энергоисточники на базе ядерных реакторных установок // Доклады секции IV Международной конференции «Инвестиционный потенциал Республики Саха (Якутия) — Восточный вектор развития России». — Якутск, 2006.
17. *Степанов В. С., Климов Н. Н., Болванчиков С. Н.* Плавучая АЭС на основе реакторной установки со свинцово-висмутовым быстрым реактором СВБР-10 // Сборник докладов Международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2006». — М., 2006.

Задачи, проблемы и возможности создания атомной энергетики малых мощностей

В. А. Сидоренко

НИЦ «Курчатовский институт»

Направленность действующей программы развития атомной энергетики России — мощные базовые электростанции, объединенные в региональные и единую энергосистемы.

Необходимость решения региональных хозяйственно-экономических задач, ограниченность межсистемных связей, особенности действующего парка энергоисточников требуют формирования в общем топливно-энергетическом комплексе страны сектора региональной атомной энергетики с широким диапазоном единичных мощностей ядерных источников.

Этот вопрос был рассмотрен в 2007 г. на научно-технических советах Росатома; воспользуемся некоторыми исходными положениями этого рассмотрения.

Предлагается рассматривать три сектора энергопотребления (и соответственно энергоснабжения):

- локальный — изолированный от энергосистем России и других энергоисточников сектор энергоснабжения, состоящий из одного источника и одного или нескольких потребителей;
- местный (или районный) — централизованный сектор энергоснабжения, изолированный от Единой энергосистемы России и состоящий из нескольких источников и потребителей;
- региональный — централизованный сектор энергоснабжения, состоящий из сбалансированных по мощности источников и потребителей и имеющий связь с Единой энергосистемой России (как правило, в пределах одного субъекта Федерации).

В соответствии с предложенной классификацией ядерный энергоисточник следует соотносить с одним из трех секторов энергопотребления: локальным, местным или региональным, соответственно рассматривая три сектора энергетики и три группы реакторов: для локального, местного и регионального энергоснабжения.

Границы по единичной мощности энергоисточников обозначенных секторов, естественно, размыты, и условно их можно обозначить следующим образом:

- локальные — 1—20 мВт (э);
- местные — 20—100 мВт (э);
- региональные — 100—700 мВт (э).

Предметом обсуждения на данной конференции являются локальный и местный сектора.

Кардинальными вопросами в развитии этих секторов являются наличие реальной потребности на внутреннем и внешнем рынках в размерах, оправдывающих такое развитие, и технико-экономическая привлекательность как для производителя, так и для потребителя ядерного энергоисточника по сравнению с возможными альтернативами.

Важным и даже более значимым, чем для «большой» атомной энергетики, является фактор общественного признания гарантий приемлемой безопасности ядерных энергоустановок. Этот фактор определяет необходимость достаточной наглядности и прозрачности тех решений, которые формируют технико-экономическую привлекательность ядерной энергоустановки для потребителя.

В центре проблемы — три кардинальные особенности такого энергоисточника:

- дорогая установка (в удельных показателях даже очень дорогая);
- устройство высокой технологии;
- установка обладает всеми элементами ядерной и радиационной опасности.

Параллельно с анализом рынка, выявлением рационального мощностного ряда установок необходимо сформулировать возможные специфические ограничивающие требования по безопасности и экологии. В результате будут сформированы целевые рамки задачи, организующие ее решение.

Обозначим факторы, определяющие технико-экономическую привлекательность ядерного энергоисточника. Очевидно, что эти факторы взаимосвязаны, проявляются все одновременно, имеют значение как для производителя, так и для потребителя, но в практическом плане для формирования этого сектора энергетики важна их приемлемость для производителя прежде всего при сравнении с альтернативными энергоисточниками.

1. Потребительские свойства:

- характеристики выдаваемой энергии и продукции (электричество, тепло, опресненная вода и др.);

- обеспеченность топливом (средства и способы доставки, необходимость складских запасов, надежность поставки и т. п.);
 - надежность работы, режимы и диапазоны изменения режимов;
 - заботы и проблемы, сопровождающие эксплуатацию (характер и масштаб отходов, средства обращения с отходами).
2. Экономические показатели:
- начальные вложения;
 - постоянные расходы;
 - отложенные расходы;
 - себестоимость продукции.
3. Необходимая инфраструктура:
- кадры (способ обеспечения при сооружении и эксплуатации, квалификация, численность);
 - техническое обеспечение на стадии сооружения;
 - техническое обслуживание при эксплуатации.

При априорно подразумеваемой массовости (по крайней мере, достаточно масштабной серии) производства выбранного энергоисточника практически неизбежным условием внедрения в эти сектора энергообеспечения являются создание и успешная эксплуатация демонстрационной установки. Это влечет за собой принципиальную проблему — финансирование установки. Государственная поддержка представляется неизбежной, а возможность и масштаб частного инвестирования будут определяться в первую очередь технико-экономической привлекательностью всего проекта.

За прошедшие десятилетия накоплен разнообразный опыт создания объектов малой атомной энергетики и опыт разработки новых предложений, что формирует поле для выбора оптимальных технических вариантов решения конкретных задач.

С 1961 по 1966 г. на площадке Физико-энергетического института им. академика А. И. Лейпунского в Обнинске работала транспортабельная электростанция ТЭС-3 электрической мощностью 1500 кВт с водо-водяным реактором. Все оборудование (реакторная установка, турбогенератор, пульт управления и т. д.) было размещено на четырех самоходных гусеничных (танковых) платформах с утепленными кузовами вагонного типа. Это преследовало цель предельно сократить объем строительно-монтажных работ на месте ее использования.

В 1961—1963 гг. была спроектирована, изготовлена, смонтирована на площадке Научно-исследовательского института атомных реакторов в Димитровграде и выведена на проектные параметры (тепловая мощность 5 МВт, электрическая — 750 кВт) установка АРБУС с реактором, в котором теплоносителем и замедлителем нейтронов служила органическая жидкость (использовались гидростабилизированный газойль, гидротерфенил и дитоллилметан). В режиме АЭС установка проработала 789 эффективных суток. После реконструкции она с 1979 г. работала в режиме выработки тепла. Одновременно с демонстрационной установкой АРБУС был изготовлен второй комплект, который предназначался для эксплуатации на станции Молодежная в Антарктиде. На основе этой разработки по заказу Министерства цветной металлургии была разработана атомная котельная для обеспечения теплом золотого прииска Многовершинный в Хабаровском крае с двумя реакторами тепловой мощностью 15 МВт каждый. Однако эти проекты не были осуществлены.

На основании опыта АЭС в Обнинске и энергоблоков Белоярской АЭС (АМБ-1 и АМБ-2) были разработаны и последовательно пущены в составе Чаун-Билибинской энергосистемы в 1974—1976 гг. четыре блока Билибинской АТЭЦ электрической мощностью 12 МВт каждый, эксплуатация которых продолжается.

В период с 1976 по 1985 г. была разработана ядерная энергетическая установка с диссоциирующим теплоносителем на основе четырехоксида азота N_2O_4 тепловой мощностью около 5 МВт и полезной электрической мощностью 630 кВт. Комплекс передвижной атомной станции «Памир» с этой установкой располагался на автомобильных транспортных средствах: полуприцепах МАЗ, тягачах, автомобилях КраЗ с прицепами и пр. Время развертывания энергоустановки на специально подготовленной площадке составляло 6 ч, время приведения станции в транспортное состояние составляло около 30 ч. В 1985 г. были начаты испытания первого опытного образца, которые были прекращены в 1988 г.

В 1981 г. в Институте атомной энергии им. И. В. Курчатова была пущена и работает до сих пор опытная ядерно-энергетическая установка «Гамма» с саморегулируемым водо-водяным реактором тепловой мощностью 220 кВт, термоэлектрическим методом преобразования тепловой энергии в электрическую и электрической мощностью 6,6 кВт.

Проектные проработки ядерных энергоустановок малой мощности, начатые в середине 1950-х годов, продолжались с различной интенсивностью все

последующие десятилетия. Промежуточный отбор перспективных предложений был проведен по инициативе ядерного общества России в 1991 г. на конкурсе «АСММ-91», где были представлены материалы по 21 проекту от российских организаций. Назовем 6 проектов, выделенных в приоритетную группу.

В диапазоне единичной мощности до 10 МВт — проект «Елена» с водо-водяным реактором и термоэлектрическим преобразователем на основе опыта установки «Гамма». Мощность, отдаваемая в систему теплоснабжения, — до 3 МВт, электрическая мощность — до 70 кВт с продолжительностью работы на первоначальной загрузке до 25 лет.

В диапазоне мощности 10—50 МВт (т):

- атомная станция теплоснабжения на базе реакторной установки «Рута» с низкотемпературным водо-водяным реактором бассейного типа тепловой мощностью от 10 до 70 МВт;
- АТЭЦ с блочной транспортабельной установкой «Ангстрем» на базе созданной для подводной лодки ядерной энергетической установки на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем;
- плавучая атомная ТЭЦ с двумя блоками реакторной установки водо-водяного типа АБВ-6 единичной тепловой мощностью 38 МВт и электрической мощностью 6 МВт.

В диапазоне единичной мощности более 50 МВт (т):

- АТЭЦ-80 с интегральным водо-водяным реактором и естественной циркуляцией теплоносителя единичной электрической мощностью 80 МВт и отпуском тепла до 140 Гкал/ч;
- плавучая АТЭЦ с двумя блоками реакторной установки водо-водяного типа КЛТ-40 электрической мощностью 35 МВт каждый (модернизированный вариант судовой реакторной установки, разработанной для ледоколов).

По результатам рассмотрения вопросов региональной энергетики на НТС 2007 г. в секторах энергоблоков малой мощности были выделены проектные проработки установок КЛТ-40 (в плавучем исполнении), «Елена», АБВ-6, СВБР-10 («Ангстрем»), «Рута» и «Унитерм» — разработка последних лет с водо-водяным интегральным саморегулируемым реактором в диапазоне мощности 3—12 МВт (э).

Приходится констатировать, что проводившиеся в течении десятилетий многочисленные технико-экономические исследования, разработки раз-

личных конструктивных разновидностей ядерных реакторов для малой энергетики, подтверждавшие ее необходимость и осуществимость, так и не продвинули распространение ядерных энергоисточников в этот, казалось бы, очевидный сектор потребления.

Исключением явилось создание Билибинской АТЭЦ, но нельзя считать, что ее опыт подтвердил целесообразность широкой реализации в изолированных северных районах атомных станций по модели стационарной установки со строительством на месте. Скорее была продемонстрирована тупиковость этого направления.

Анализируя такое развитие событий, можно сделать вывод, что причины лежат не в сфере принципиальных научно-технических и конструкторских решений, а в области организации, инфраструктуры, эксплуатации и обслуживания, ответственности и владения ядерными установками, требующими высокой квалификации и формирующими особые требования обеспечения безопасности. В частности, было достаточно бессмысленным создавать в Минцветмете самостоятельную инфраструктуру для эксплуатации атомной котельной на золотоносном прииске.

Поэтому в начале 1990-х годов было принято принципиальное решение: для реальной демонстрации достоинств ядерных энергоисточников в отдаленных изолированных районах сосредоточиться на создании атомной электростанции на плавучем средстве (барже), создаваемой полностью на заводе, перемещаемой к потребителю на достаточно длительный срок, возвращаемой в соответствии с технологическим циклом на завод для ремонта и замены топлива (при нескольких находящихся в обращении однотипных установках) и полностью находящейся в ведении специализированной эксплуатирующей организацией, предоставляющей потребителю на определенных условиях необходимую энергию.

В качестве ядерной установки для такой плавучей АЭС была сознательно выбрана энергоустановка атомных ледоколов КЛТ-40, имеющая большой опыт эксплуатации и продемонстрировавшая высокий уровень надежности и безопасности.

Препятствием для быстрой реализации этой цели (в течение четырех лет) оказался экономический развал в стране, из-за чего в последнее время было даже дважды изменено место первоочередной привязки этой установки. В то же время первоначальное место реализации в районе порта Певек имело значение для оптимального решения проблемы дальнейшей судьбы Билибинской АЭС, которая и сегодня стоит на повестке дня.

Произошедшая задержка натолкнула проект на проблему ограничения использования для гражданских целей урана с обогащением более 20%. Это потребовало изменения проекта и разработки нового топлива.

Вместе с общей задержкой проекта и происходящими процессами в экономике это привело к резкому удорожанию проекта, что, в свою очередь, породило критику и сомнения в экономической целесообразности и востребованности всего направления ядерных энергоисточников на плавсредствах.

Однако центральная целевая задача этого проекта — практическая проверка и демонстрация самого выбора оптимальных решений в малой атомной энергетике. Работа должна быть доведена до логического конца в любых условиях. Полезным оказался и практический опыт в оценке некоторых выполненных разработок.

О применении органического теплоносителя. При работе реактора с органическим теплоносителем на поверхностях тепловыделяющих элементов образуются нерастворимые отложения коксового типа (фаулинг). На основании обширного комплекса исследований были выбраны и практически обоснованы способы очистки активной зоны, что позволило успешно эксплуатировать установку АРБУС, однако необходимость проведения таких поддерживающих операций в условиях изолированного энергоисточника с приоритетными требованиями к надежности его функционирования предопределило закрытие этого технологического направления.

О применении диссоциируемого теплоносителя. Испытания созданной ядерной установки принципиально подтвердили возможность реализации идей, заложенных в проект.

Однако следует заметить, что конструктивно-проектные достоинства использования диссоциируемого рабочего тела проявляются прежде всего в характеристиках турбинной установки. Как теплоноситель для реакторной установки это вещество не давало каких-либо качественных преимуществ перед другими известными теплоносителями. В то же время специалисты традиционной энергетики не проявили никакого энтузиазма к его внедрению вместо турбин на водяном паре, принимая во внимание и негативные факторы его использования (среди прочего уместно вспомнить, что N_2O_4 — это веселящий газ). Направление естественным образом было закрыто.

Отдельного замечания заслуживает существующая многие годы специфическая цель создания и внедрения практически не обслуживаемых ядерно-энергетических установок небольшой мощности для локальных потребителей.

Примером такого решения могла бы быть упомянутая выше установка «Елена». При исходном условии (экономической и потребительской оправданности достаточной серии подобных установок) системно-организационная сторона проекта должна решаться так же, как в обсужденном варианте применения плавучих станций: при полной ответственности владельца — специализированной эксплуатирующей организации. Дополнительно к этому «необслуживаемость» установки предъявляет особые требования к реализации подобного технического решения. Для обеспечения особо высокого уровня надежности и безопасности таких установок практически можно считать неизбежными создание и постоянную сопровождающую эксплуатацию в центре технологического обеспечения полностью представительного натурального образца. Аналогичная практика существует при работе космических установок. Такой подход влечет за собой цепь дополнительных финансовых проблем у эксплуатирующей организации и инвестора, особенно в начальный период внедрения этой линии малой атомной энергетики.

Рассматривая автономные необслуживаемые ядерные установки, следует ответственно отнестись к опыту применения радиационных энергоисточников радиомаяков на морских транспортных трассах — РИТЭГов. В результате тривиального варварства и вандализма эти установки превратились в опасный источник радиоактивного загрязнения окружающей среды. Возникла срочная задача заменить их более экологичными.

Обосновывая необходимость развития малой атомной энергетики, мы вынуждены переходить в область непростых оптимизационных системных задач, иногда очень наглядных в своей постановке:

- дизелист «дядя Вася» — или квалифицированный персонал высокотехнологичной энергоустановки при вахтовом способе обслуживания;
- засорение бескрайнего Севера пустыми металлическими бочками из-под дизельного топлива — или система обращения с ядерным и высококордиоактивным топливом и пр.

Сформулируем себе в концентрированном виде ответы на ключевые вопросы, поставленные в заголовке доклада, которые способствовали бы созданию системы атомной энергетики малых мощностей в топливно-энергетическом комплексе России.

Задачи — обеспечение привлекательности ядерно-энергетической технологии как для потребителя, так и для производителя.

Проблемы — необходимость целенаправленной государственной поддержки и наличия частных инвесторов в условиях высокой капиталоемкости, долговременности вложений с высоким уровнем риска.

Возможности — наличие достаточного потенциала необходимых реакторных технологий и машиностроения.

Основным направлением практических действий должно быть признание приоритетности создания сектора ядерной энергетики малых мощностей, формулирование целевых параметров (сроки создания, масштаб, мощностной ряд и др.) и принятие исполнительных решений.

Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России

*Б. Г. Санеев, И. Ю. Иванова, Т. Ф. Тугузова, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, Иркутск
М. И. Франк, ОАО «Магаданэнерго»*

Энергоснабжение на Востоке России: современное состояние и проблемы

Более половины территории России относится к зоне Севера. И если в западных районах граница централизованного энергоснабжения захватывает значительную часть северных территорий, то на востоке она проходит практически по границе Севера. В районах Крайнего Севера и приравненных к ним лишь незначительная часть территории находится в зоне действия локальных энергоузлов и энергорайонов. На остальной территории энергоснабжение потребителей осуществляется от автономных энергоисточников.

Энергетика восточных регионов России значительно различается по территории. В южных районах созданы довольно мощные энергосистемы, в составе которых функционируют 56 крупных электростанций суммарной мощностью 43 млн кВт. В северных изолированных энергорайонах эксплуатируется 29 электростанций мощностью 6,4 млн кВт. Автономных и резервных энергоисточников малой мощности (до 30 МВт) на территории восточных регионов России насчитывается более 5 тыс. Они расположены в основном в зонах влияния изолированно работающих энергоузлов и децентрализованного электроснабжения. Несмотря на довольно значительное количество, доля малых энергоисточников в суммарной мощности электростанций на Востоке России составляет лишь 4,7% (табл. 1).

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) (за исключением крупных электростанций) в восточных регионах практически не используются: здесь эксплуатируется пять геотермальных теплоэлектростанций (ГеоТЭС) суммарной мощностью 84 МВт, пять малых ГЭС мощностью 29 МВт и три ветроэнергетические станции суммарной мощностью 3,25 МВт.

Основную долю автономных энергоисточников составляют дизельные электростанции (ДЭС), работающие на привозном топливе. Рассредото-

ченность энергоисточников по территории, слабое развитие транспортной инфраструктуры, многозвенность и сезонность завоза топлива приводят к значительному увеличению его стоимости (дизельного — до 36 тыс. руб./т, котельно-печного — до 6 тыс. руб./т условного топлива). В наиболее удаленных населенных пунктах транспортная составляющая стоимости топлива достигает 70—80%. Все это обуславливает высокую себестоимость производства энергии — в 5—10 раз выше, чем на электростанциях локальных энергоузлов (до 15—18 руб./кВт·ч и 4—5 тыс. руб./Гкал). Ежегодные субвенции на выравнивание тарифов из бюджетов различных уровней оцениваются в 50 млрд руб. Величина дотаций в некоторых регионах превышает 20—30% расходов бюджета.

Таблица 1. Характеристика электроэнергетики восточных регионов России

Тип энергообъединения	Количество электростанций	Установленная мощность, тыс. МВт	Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч
Объединенные энергосистемы	56	42,80	170,80
Изолированные энергоузлы:	29	6,40	20,60
в том числе ВИЭ	4	0,10	0,50
Автономные и резервные энергоисточники:	5300	2,40	5,20
в том числе ВИЭ	9	0,02	0,01

В Институте систем энергетики им. Л. А. Мелентьева начиная с 80-х годов XX в. ведутся исследования по обоснованию различных вариантов развития энергоснабжения децентрализованной зоны восточных регионов России. За это время были разработаны основные направления развития электро- и теплоснабжения районов европейского и азиатского Севера на период до 1990 г. и на перспективу до 2000 г. Институт принимал активное участие в выполнении многих работ по формированию восточной энергетической политики. По заказам региональных властей разработаны стратегии развития топливно-энергетических комплексов Магаданской, Сахалинской, Амурской, Иркутской областей, Хабаровского края, Бурятии и Якутии, Чукотского автономного округа.

Кроме того, выполнены работы по обоснованию рациональных схем энергоснабжения предприятий в районах нового освоения Сибири и Дальнего Востока, таких как Верхне-Чонское нефтегазоконденсатное месторождение, Непское месторождение калийных солей, золоторудное месторождение Сухой Лог в Иркутской области, рудник им. Матросова в Магаданской области.

Ниже излагаются результаты многолетних исследований по обоснованию энергоснабжения потребителей децентрализованной зоны восточных регионов России.

Оценка эффективности вариантов энергоснабжения потребителей

Подключение к централизованному электроснабжению

Теоретически полностью отказаться от дальнепривозного топлива позволил бы перевод изолированных от энергосистем потребителей на централизованное электроснабжение. Однако экономически обоснованные границы этого варианта энергоснабжения в ценовых условиях восточных регионов в зависимости от присоединяемой нагрузки составляют в объединенной электроэнергетической системе Востока 30—90 км, а в северо-восточных энергоузлах эти границы сокращаются до 25—75 км (рис. 1).

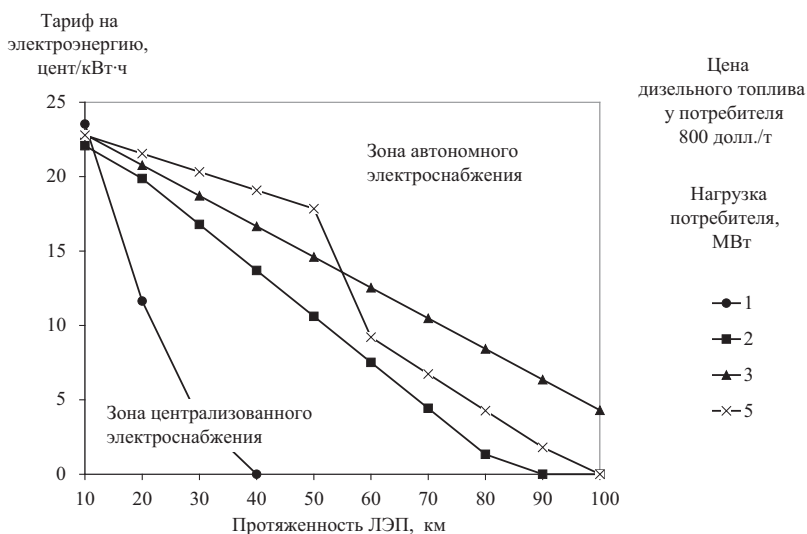


Рис. 1. Зоны экономической эффективности централизованного и автономного электроснабжения

По опыту разработки энергопрограмм для восточных регионов к числу перспективных мест реализации этого варианта авторы относят потребителей Киренского района Иркутской области, Ванинского, Хабаровского, Нанайского районов Хабаровского края, перспективные горнодобывающие предприятия Магаданской области, Чукотского АО и др.

В качестве альтернативных автономных энергоисточников, применение которых позволит повысить эффективность энергоснабжения потребителей, могут выступать:

- современные ДЭС и газотурбинные установки (ГТУ) с отбором тепла;
- мини-ТЭЦ на местных видах топлива;
- атомные станции малой мощности;
- возобновляемые источники энергии.

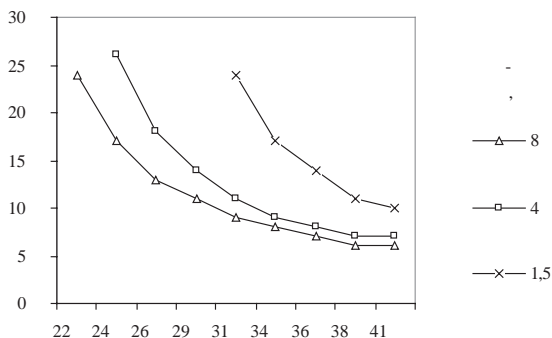
Использование местных видов топлива

Строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива (угле и природном газе локальных месторождений) является довольно капиталоемким вариантом. Приемлемые сроки окупаемости этих проектов возможны только при тарифах 30—40 цент./кВт·ч в зависимости от мощности мини-ТЭЦ (рис. 2а). Однако себестоимость производства электроэнергии на них в два раза ниже по сравнению с дизельными электростанциями. Это позволяет рекомендовать данный вариант для энергоснабжения потребителей, расположенных вблизи месторождений угля и газа, таких как поселки Зырянка (Якутия), Беринговский (Чукотский АО), Охотск (Хабаровский край), Экимчан (Амурская область) и др.

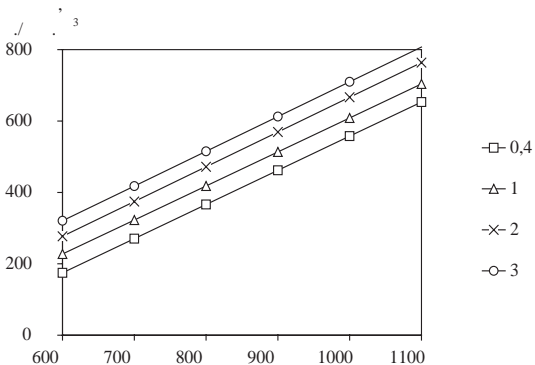
В буферной зоне трасс газопроводов эффективен перевод ДЭС на природный газ с использованием оборудования с когенерацией тепла. Результаты исследований по определению зон экономической целесообразности использования газа на дизельных электростанциях свидетельствуют о достаточно высокой эффективности этого мероприятия. При современном уровне цен дизельного топлива в районах газификации экономически целесообразная для перевода цена газа не должна превышать 200—500 долл./1 тыс. м³ (рис. 2б). Этот вариант энергоснабжения является экономически оправданным, например, в Киренском и Катангском районах Иркутской области, в Вилюйском, Усть-Алданском, Амгинском, Горном, Кобяйском, Хангаласском районах Якутии, в Ульчском районе Хабаровского края, в Ногликском и Смирныховском районах Сахалинской области.

Сооружение возобновляемых источников энергии

Потенциал практически всех возобновляемых природных энергоресурсов на территории восточных регионов велик: здесь сосредоточено более 80% валового геопотенциала России, почти 60% ветроэнергетического потенциала и более 70% потенциала малых водотоков.



а)



б)

Рис. 2. Результаты оценки экономической эффективности использования местных видов топлива

На рис. 3 представлены зоны целесообразного использования возобновляемых энергоресурсов по их значениям ресурсного потенциала. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладают побережья северных и восточных морей, где среднегодовая скорость ветра превышает 5 м/с. Использование энергии солнца для целей энергоснабжения целесообразно в южных районах. Основные запасы геотермальных ресурсов региона сосредоточены в Курило-Камчатском геотермальном районе. Особая плотность лесных ресурсов наблюдается в Иркутской области, Красноярском крае, юго-западной части Якутии, в Хабаровском и Приморском краях.

Эффективность применения возобновляемых источников энергии зависит, прежде всего, от показателей потенциала данного вида ресурсов. На рис. 4 показаны результаты исследований авторов по обоснованию применения ветроэнергетических установок и систем солнечного теплоснабжения в качестве дополняющих энергоисточников к существующей схеме энергоснабжения. Проекты сооружения ВИЭ не являются коммерчески привлекательными. Окупаемость проектов обусловлена сокращением дотаций из бюджета на энергоснабжение за счет снижения потребления органического топлива. В связи с этим размещение ВИЭ целесообразно в удаленных населенных пунктах с наилучшими показателями потенциала возобновляемых энергоресурсов и высокой стоимостью топлива (дизельного топлива — 0,8—1,0 тыс. долл./т, котельно-печного — 100—160 долл./т условного топлива).

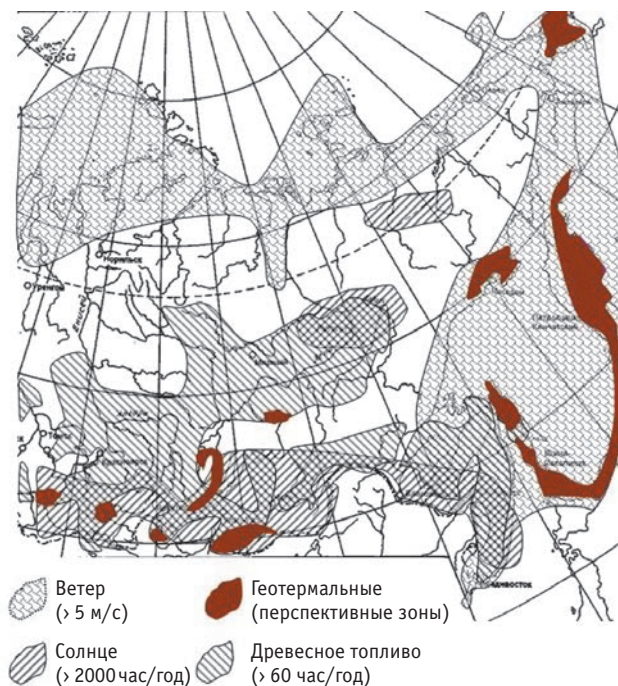


Рис. 3. Зоны целесообразного использования возобновляемых природных энергоресурсов

Перспективам использования ВИЭ в последние годы уделяется довольно большое внимание в документах различного уровня. Так, целевым ориентиром «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» является

увеличение доли возобновляемых источников энергии в суммарном производстве электроэнергии с 0,5% до 4,5%. В корректировке «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2030 года» суммарный ввод ВИЭ (при современном уровне в 800 МВт) составляет 6—14 тыс. МВт, из них в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах — 2—3,5 тыс. МВт.

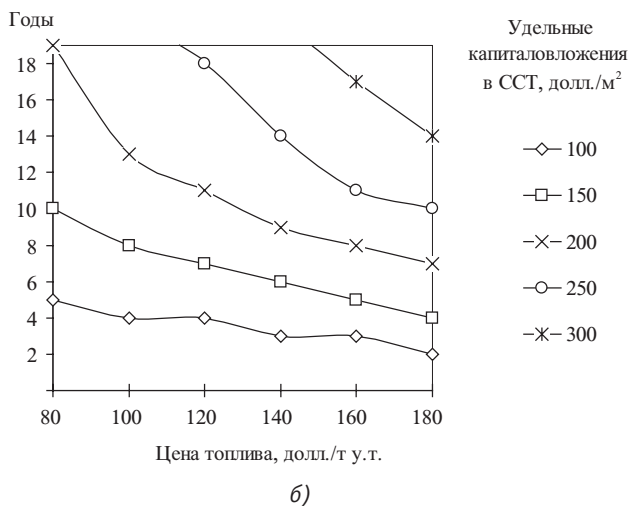
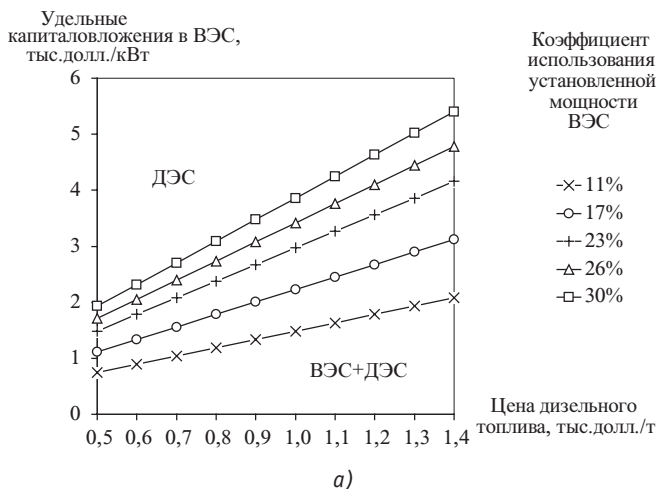


Рис. 4. Результаты оценки экономической эффективности сооружения возобновляемых источников энергии

Прогнозы авторов менее оптимистичны. По опыту разработки региональных энергопрограмм рациональные вводы мощностей возобновляемых энергоисточников для потребителей восточных регионов на перспективу до 2030 г. оцениваются в 320 МВт. При этом суммарная мощность ВИЭ в этих районах достигнет 440 МВт (рис. 5).

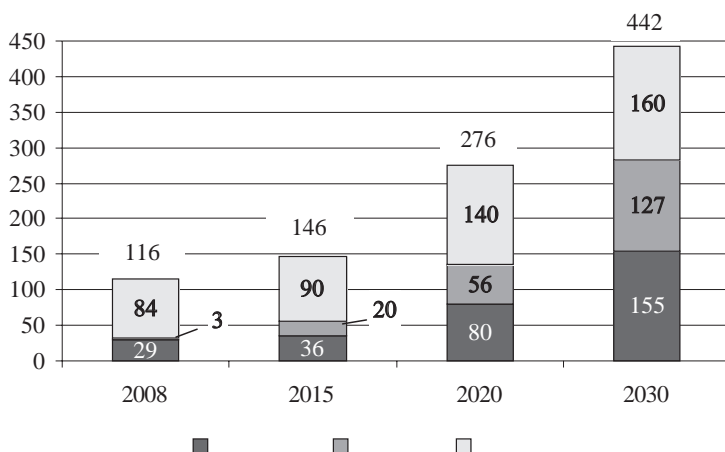


Рис. 5. Рациональные масштабы применения возобновляемых источников энергии для децентрализованных потребителей восточных регионов

Среди основных проектов можно назвать сооружение ветроэлектростанций на Курильских островах, в Северо-Эвенском районе Магаданской области, Чукотском, Иультинском и Шмидтовском районах Чукотского АО, Соболевском и Усть-Камчатском районах Камчатской области, Охотском районе Хабаровского края, на севере Таймырского АО и Якутии, реконструкцию Менделеевской ГеоТЭС, расширение Мутновской и Океанской ГеоТЭС, дальнейшее сооружение каскадов Толмачевских и Быстринских малых ГЭС, строительство малых ГЭС на реке Радуга в Камчатской области, в Курумканском районе Бурятии, в Усть-Кутском и Катангском районах Иркутской области, в Эвенкийском АО.

Строительство атомных станций малой мощности

Результаты исследований по оценке экономической эффективности строительства атомных станций малой мощности позволили определить условия их конкурентоспособности по сравнению со схемой ДЭС + котельная. Для

максимальных значений ценовых показателей топлива в восточных регионах (1000 долл./т дизельного топлива и 125 долл./т угля) капиталовложения в АСММ не должны превышать 9 тыс. долл./кВт (рис. 6).

Рациональным местом размещения атомных станций малой мощности являются труднодоступные населенные пункты со сложной схемой доставки топлива и со значительным перспективным ростом электрических нагрузок, связанным с разработкой месторождений полезных ископаемых. Количество потенциальных площадок для строительства АСММ с реакторами единичной мощностью 6—12 МВт исчисляется десятками в отличие от плавающих атомных станций с реакторами КЛТ-40, перечень мест размещения которых ограничен.

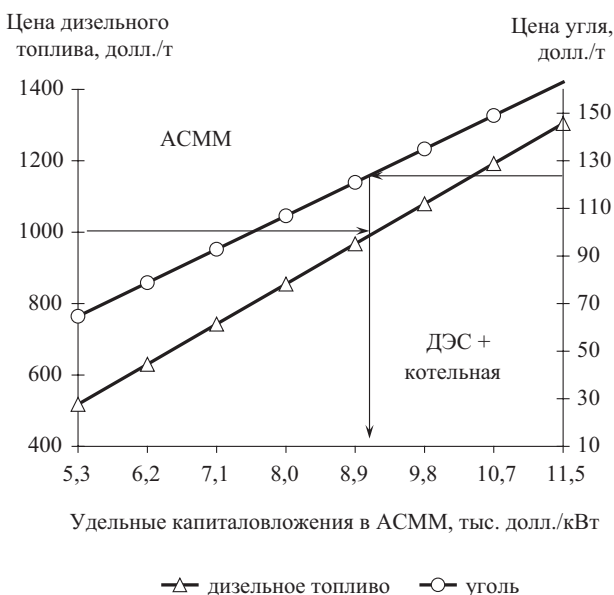


Рис. 6. Зоны экономической эффективности атомных станций малой мощности

Первоочередные проекты строительства атомных станций малой мощности для энергоснабжения новых промышленных объектов, расположенных в труднодоступных районах, и необходимые электрические мощности для разработки месторождений приведены в табл. 2.

Таблица 2. Первоочередные проекты размещения АСММ

Регион	Населенный пункт	Потребитель	Электрическая мощность, МВт
Якутия	Юрюнг-Хая	Месторождение ниобий-редкоземельных металлов Томтор	36
	Тикси	Возобновление функционирования Северного морского пути	12
	Усть-Куйга	Месторождение рудного золота Кючус	30
Чукотский АО	Песчаное	Месторождение медных руд	30

Формирование рациональной схемы энергоснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла

В сложившейся схеме электроснабжения Чаун-Билибинского энергоузла Билибинская АТЭЦ является центром электроэнергетической инфраструктуры. Протяженность высоковольтной линии 110 кВ от Билибина до Певека, где расположена Чаунская ТЭЦ, — 490 км. Кроме того, от Билибинской АТЭЦ электроэнергией обеспечивается Нижнеколымский район Якутии. Протяженность высоковольтной линии 110 кВ Билибино—Черский составляет 300 км (рис. 7).

Билибинская АТЭЦ находится в центре перспективных нагрузок — суммарные нагрузки комбинатов по разработке месторождений Купол, Двойное и Эльвенийское оцениваются в 33 МВт. В этом же районе находится перспективное месторождение медных руд Песчаное, нагрузки при разработке которого оцениваются в 20—100 МВт.

При выбытии Билибинской АТЭЦ и Чаунской ТЭЦ строительство плавучей АЭС в Певеке (как это предусмотрено некоторыми программными документами) не сможет обеспечить перспективные потребности Чаун-Билибинского узла (рис. 8). Если исходить из сложившейся электросетевой инфраструктуры узла и размещения перспективных нагрузок, лучшей площадкой для нового атомного источника является Билибино.

На рис. 9 представлены места рационального размещения энергоисточников малой мощности различных типов.

Суммарные вводы мощностей на период до 2030 г. оцениваются авторами в 500 МВт. Реализация всех предлагаемых мероприятий позволит повысить эффективность энергоснабжения потребителей децентрализованной зоны, однако для этого необходимы государственная программа и поддержка в части нормативно-правовой базы, льготного кредитования и налогообложения при строительстве и эксплуатации объектов малой энергетики.

*Атомные станции малой мощности:
новое направление развития энергетики*



Рис. 7. Схема электроснабжения Чаун-Билибинского энергоузла

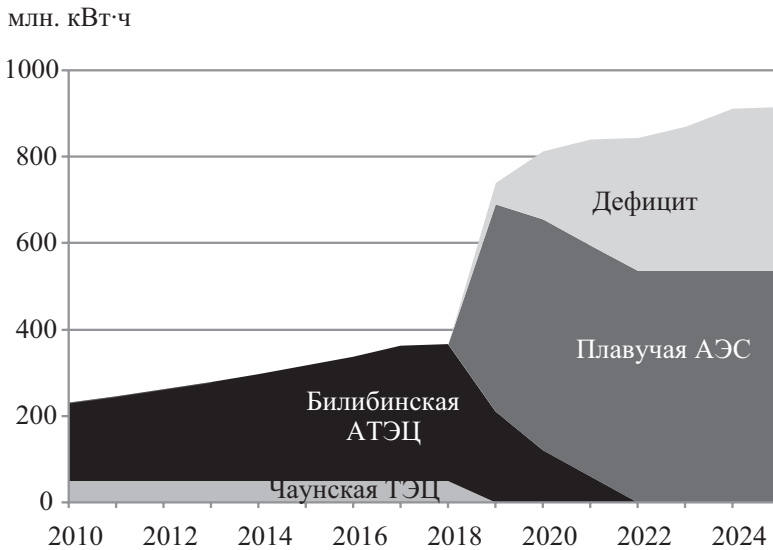


Рис. 8. Участие электростанций в покрытии перспективных потребностей в электроэнергии Чаун-Билибинского энергоузла



Рис. 9. Рациональное размещение энергоисточников малой мощности различных типов

Выводы

В северных регионах, которые занимают более половины площади России, значительная часть территории находится в децентрализованной зоне, где энергоснабжение потребителей связано с большими затратами из-за транспортной неосвоенности территории. Субвенции на выравнивание тарифов на электроэнергию оцениваются в 50 млрд руб./год.

В качестве альтернативных могут выступать различные варианты энергоснабжения потребителей. Для каждого варианта необходимо обосновать экономические условия эффективности и территориальные границы использования, которые зависят прежде всего от удаленности от системы централизованного электроснабжения и от доступности топливных баз.

Для атомных станций малой мощности существует своя ниша, и она довольно велика. Рациональным местом размещения атомных станций малой мощности являются труднодоступные населенные пункты со сложной схемой доставки топлива и значительным перспективным ростом электрических нагрузок, связанным с разработкой месторождений полезных ископаемых. Количество потенциальных площадок для строительства АСММ с реакторами единичной мощностью 6—12 МВт исчисляется десятками в отличие от плавучих атомных станций с реакторами КЛТ-40, перечень мест размещения которых ограничен.

При выбытии Билибинской АЭС строительство АТЭЦ в Певеке (как предусмотрено некоторыми программными документами) не сможет покрыть перспективные нагрузки Чаун-Билибинского узла. Лучшей площадкой для размещения нового атомного источника является Билибино.

Литература

1. *Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф.* Проблемы энергетики Севера и пути их решения // Энергет. политика. — 2000. — Вып. 4. — С. 54—61.
2. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П., Петров Н. А.* Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. — Новосибирск : Наука, 2002. — 188 с.
3. *Франк М. И.* Выбор рациональной стратегии развития автономных энергосистем (на примере Магаданской энергосистемы): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Иркутск, 1999. — 24 с.
4. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П., Симоненко А. Н.* Энергетика Севера России в XXI веке // Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Отв. ред. Н. И. Воропай. — Новосибирск : Наука, 2004. — С. 319—334.
5. *Попов С. П., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф.* Эффективность и масштабы использования возобновляемых источников энергии для изолированных потребителей // Энергетика. Известия РАН. — 2006. — № 3. — С. 110—114.
6. *Попов С. П., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф.* Направления энергоснабжения изолированных потребителей // Топливо-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития / Под ред. В. И. Ишаева. — Владивосток; Хабаровск : ДВО РАН, 2005. — С. 131—137.
7. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Симоненко А. Н.* Эффективные направления развития малой энергетики на востоке России // Энергет. политика. — 2009. — Вып. 2. — С. 45—52.
8. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Халгаева Н. А.* Энергоснабжение децентрализованных потребителей // Топливо-энергетический комплекс Сахалинской области: современное состояние и перспективы развития / Под. ред. Б. Г. Санеева, В. Н. Тихоньких. — М. : Энергия, 2010. — С. 155—160, 191—193.

Методология определения эффективности применения плавучих атомных станций в условиях Крайнего Севера и Арктики

А. П. Шадрин, Институт физико-технических проблем Севера Сибирского отделения РАН, Якутск

Основные положения

Необходимость новой энергетической политики России вызвана:

- становлением ее как нового подлинно суверенного государства;
- изменениями экономического и геологического положения страны, принятым курсом на интеграцию в мировую экономическую систему;
- принципиальным расширением прав субъектов Федерации;
- изменением отношений между органами государственного управления и экономически самостоятельными предприятиями, ростом независимых коммерческих структур;
- переориентацией топливно-энергетического комплекса на приоритетное решение социальных задач общества — систем тепловодоснабжения, вентиляции, канализации и электроснабжения, возросшими требованиями охраны окружающей среды.

На основе постановления Правительства РФ «О социально-экономическом развитии районов Севера и приравненных к ним местностей» от 12 мая 1992 г. № 308 должна быть разработана государственная программа развития топливно-энергетического (включая системы теплоснабжения) и горнопромышленного комплексов на основе научно-технического обоснования освоения природных ресурсов с использованием ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий. В ст. 6 Конституции Республики Саха (Якутия) записано, что «территория РС(Я) является свободной от производства, размещения, хранения, использования, испытания ядерного, химического, бактериологического и иных видов оружия массового поражения и их промышленных отходов». В ст. 4 закона «Об охране природы в Республике Саха (Якутия)» говорится, что «вся территория республики относится к легко ранимому, неустойчивому, с ограниченной экологической емкостью, безъядерному региону, где устанавливается верховенство экологически чистых, мало-, безотходных технологий и запрещается разработка и реализация проектов, связанных с превышением экологической емкости

природных комплексов и чреватых разрушениями экологических систем, подрывом генетического фонда растений и животных». Использование любого источника энергии на территории республики должно быть экологически чистым, эффективным и не наносить ущерба природе и населению.

В 1992 г. Институт физико-технических проблем Севера (ИФТПС) СО РАН разработал новую концепцию энергетической политики Республики Саха (Якутия), которая обсуждена, одобрена и принята к реализации правительством республики. Основные положения концепции обсуждались на Всероссийском совещании в августе 1992 г. в Якутске и подробно изложены в его решении, где впервые обосновано выделение для Севера «малой энергетики», включая системы теплоснабжения на органическом и ядерном топливе, а также системы электропитания.

При обосновании концепции развития систем теплоснабжения в условиях Крайнего Севера учитывались такие особенности населенных пунктов, как их структура, источники теплоснабжения, районная планировка и структура жилых и общественных зданий, магистральные и распределительные тепловые сети, структура и типоразмеры теплоисточников, теплозащита зданий (энергосбережение и энергоэффективность) и научно-технический прогресс в каждом направлении, возможности и развитие строительного комплекса.

По результатам научно-практической конференции «Проблемы строительства на Крайнем Севере» (Якутск, ноябрь 1993 г.) намечены следующие изменения в направлении развития промышленности строительных материалов и базы стройиндустрии:

- расширение малоэтажного строительства;
- применение местных сырьевых ресурсов — основа развития промышленности строительных материалов;
- организация производства мелкоштучных строительных изделий на основе природных грунтов отдельных месторождений;
- снижение теплопотерь в жилых и общественных зданиях с учетом качества воздуха.

При обосновании концепции развития рациональной структуры систем теплоснабжения населенных пунктов Крайнего Севера в первую очередь учитывались такие смежные первостепенные задачи:

- электро- и топливоснабжение населенных пунктов и режим работы горнодобывающих предприятий;

- определение рациональных видов использования топлива, особенностей транспортировки и сезонности условий работы транспорта;
- разработка методики определения эффективности теплоснабжения на органическом и ядерном топливе;
- определение области эффективного применения АТЭЦ, ТЭЦ малой мощности по сравнению с использованием раздельной схемы теплоснабжения;
- разработка методики оценки запасов и резерва топлива для отдаленных потребителей;
- формирование программы по внедрению новой техники и технологии «малой энергетики» (позаэтапное перевооружение структуры теплоисточников);
- определение районов возможного размещения атомных станций малой мощности на перспективу на основе ядерных транспортных реакторов последнего поколения (КЛТ-40, АБВ, «Саха-92») и термоэлектрического преобразования (АТЭС «Елена») и др.

Обоснована поэтапная реализация концепции с учетом реальных возможностей развития экономики и атомного энергомашиностроения страны. Намечено принятие правовых актов по технической и социальной политике функционирования и развития различных структур систем теплоснабжения.

Социально-экономическое положение страны предопределяет приоритетные задачи научно-исследовательских работ:

- обоснование эффективности развития различных систем теплоснабжения при рыночных отношениях и в условиях осуществления государственного суверенитета субъектов Федерации;
- исследование опыта работоспособности и надежности применения техники и технологии в мировом сообществе, СНГ и России в области теплоснабжения в условиях Крайнего Севера;
- изучение влияния сроков эксплуатации объектов на эффективность применения систем теплоснабжения на органическом или ядерном топливе.

Рациональная структура теплоснабжения Крайнего Севера как системы жизнеобеспечения населения, промышленности и сельскохозяйственного производства в экстремальных условиях в связи со значительным объемом расхода топлива, финансовых средств и трудовых ресурсов должна по статусу равняться электроэнергетике — топливно-энергетическому комплексу России.

Согласно этому статусу, наравне с электроэнергией системы теплоснабжения требуют пристального внимания, учета, государственного управления и финансирования.

Основные принципы сравнения и оптимизации вариантов

В районах Крайнего Севера на цели теплоснабжения расходуется вдвое больше топлива, чем на выработку электрической энергии, соответственно, во столько же раз больше затраты на доставку и хранение этого топлива у теплоисточников.

Крайний Север по природно-климатическим условиям является самым теплопотребляющим районом и занимает почти половину территории страны. Продолжительность отопительного периода для Якутска составляет 10 550, для Новосибирска — 6 300, а для Москвы — 4 620 градусо-дней, т. е. этот показатель для Якутска в 2,3 раза выше, чем для Москвы.

Вопросы рационального и устойчивого развития различных структур систем теплоснабжения приобретают особое значение в связи с многократным увеличением затрат на доставку привозного органического топлива при сложной многозвенной транспортной схеме для потребителей Крайнего Севера (железная дорога, река, море, автотранспорт, автозимники).

В настоящее время атомная энергетика России превратилась в одну из отраслей народного хозяйства, ее роль в долгосрочных программах экономического и социального развития довольно весома. Сегодня, к сожалению, ядерное топливо используется только для производства электрической энергии. В такой ситуации даже в отдаленной перспективе атомная электроэнергетика сможет вытеснить лишь не более 10—15% органического топлива из общего расхода на энергетические нужды.

Конверсия атомной оборонной промышленности страны и обобщение результатов научных исследований и проектных проработок Физико-энергетического института, Опытного-конструкторского бюро машиностроения, Научно-исследовательского и конструкторского института энерготехники, ЦНИИ им. А. Н. Крылова, АО «Малая энергетика», ИФТПС СО РАН, Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН и др., а также исследований, выполненных за рубежом, продемонстрировали экономическую выгоду и экологичность использования средних и малых ядерных реакторов для целей тепло- и электроснабжения городов, горно-обогатительных комбинатов и поселков Крайнего Севера. Методология оценки эффективности их применения учитывает:

- сокращение сроков сооружения энергетических объектов за счет заводского изготовления в центральных районах и увеличения сроков перегрузки ядерного топлива (от 3—4 до 10—25 лет);
- периодичность доставки свежего ядерного топлива (морским и воздушным транспортом);
- замещение транспортных средств и трудовых ресурсов в транспортных звеньях доставки органического топлива;
- увеличение сроков службы АСММ до 50—60 лет;
- относительное уменьшение затрат на снятие АСММ, особенно плавучих;
- формирование государственной и частично смешанной собственности на развитие, эксплуатацию АСММ специализированных ассоциаций в рамках Росатома и подготовку квалифицированных кадров обслуживания АСММ;
- обоснование нового метода сравнения, т. е. приведение различных сроков службы сооружения, эксплуатации и снятия АСММ к виду, сопоставимому с традиционными станциями на органическом топливе и малыми ГЭС.

Основные результаты исследований

В условиях Крайнего Севера, по-видимому, следует руководствоваться принципом «затраты — выгода» при использовании АСММ (примеры работок АТЭС — Эльдикан, АЭС «Саха-92», АТЭС «Елена», АТЭСММ в поселке Кюсюр и др.).

Некоторые основные технико-экономические показатели АСММ с реакторами АБВ и КЛТ-40 приведены в табл. 1. Возможный эффект замещения АСММ в районах Крайнего Севера показан в табл. 2. Возможные пункты размещения АСММ на территории Республики Саха и пути вывоза ОЯТ и РАО показаны на рис.1

Таким образом, применение в перспективе безопасных и надежных АСММ в бестопливных районах Крайнего Севера страны мощностью до 150 МВт позволит высвободить более 400 тыс. т условного топлива, или (с учетом транспортных затрат) 300—400 млрд руб. в текущих ценах, десятки сухогрузов, танкеров, более 300 автомобилей и автоцистерн, а также 1400 человек обслуживающего персонала, снизит капитальные вложения в складские сооружения более чем на 10 млрд руб.

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели АСММ для Крайнего Севера

Показатель	Плавучая АЭС	Наземная АЭС	Станция на органическом топливе
Сроки создания и сооружения АСММ, лет	3—4	5—8	4—8
Общий срок службы, лет	50—60	50—60	30
Проводка плавучей станции до стоянки (река-море, река), мес.	6—12	—	6—18
Ввод последующих блоков станции, мес.	—	3—6	2—4
Количество обслуживающего персонала	До 50	125	80—150 **
Относительная себестоимость отпускаемой электрической энергии	1,0	1,8	1,0—2,5 **
Расход органического топлива, тыс. т	—	—	200 (ежегодно)
Перегрузка ядерного топлива, лет за 2000 г.	3—4	3—4	Ежегодно
в перспективе	4—5	4—5	—
Расходы на снятие с эксплуатации АСММ, %	10—25	10—25	5—10
	10—25	25—35*	
Срок снятия станции, лет	1—5	10—30	1—3

* Существенно зависит от территориального размещения.

** Станции на угле.

Таблица 2. Ожидаемый эффект замещения при использовании АСММ в районах Крайнего Севера на перспективу

Показатель	Район возможного размещения				Всего
	1	2	3	4	
Тип станции АСММ	АТЭЦ	АТЭЦ	АСТ	АСТ	
Электрическая мощность, МВт	50	100	—	—	150
Отпуск тепла, МВт (т)	150	300	35	25	510
Объем замещаемого привозного органического топлива, тыс. т усл. топлива:					
уголь	72	10	55	—	137
дизтопливо	70	140	—	15	225
Среднее количество замещения транспортных средств по доставке привозного органического топлива:					
сухогрузы (2510 т)	10	14	—	—	24
танкеры (1500 т)	23	47	—	6	76
автомобили (10 т)	—	105	47	140	292
автоцистерны (8 т)	—	185	—	175	360
Высвобождение минимальной численности обслуживающего персонала на транспорте, чел. *	420	950	40	75	1485
Замещение капитальных вложений на складские сооружения органического топлива, млрд руб.:					
для хранения угля	0,8	1,2	0,6	0,9	2,6
для хранения жидкого топлива	3,1	6,6	—	0,9	10,6

* Без учета персонала ремонтных служб.

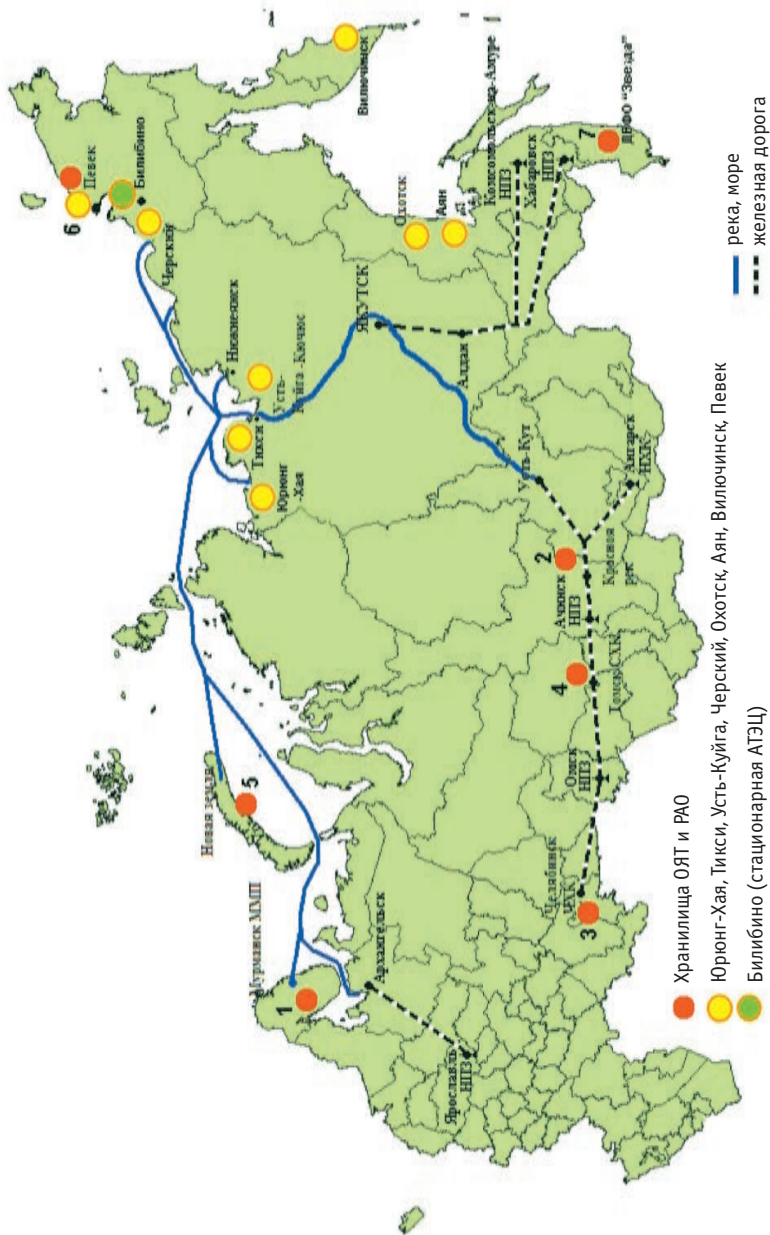


Рис. 1. Возможные пункты размещения АСММ на территории Республики Саха (Якутия) и пути вывоза ОЯТ и РАО

Основные технико-экономические показатели теплоэлектростанций малой и средней мощности на органическом топливе

*В. Р. Калинин, А. Н. Блинов, В. К. Хаев
ЗАО «Северо-Западная инжиниринговая корпорация»*

Выбор типа энергоисточника является важнейшим решением на этапе составления программы энергетического развития региона. Для принятия правильного решения составителям необходимо иметь полную информацию по показателям того или иного энергоисточника. Наш доклад служит именно цели предоставления информации для возможного сопоставления с характеристиками АЭС.

В настоящее время крупные электростанции и крупные котельные обеспечивают около двух третей потребности в тепловой и электрической энергии. Вместе с тем 60% территории России оснащено автономными энергоисточниками и установками малой энергетики. Общепринятого определения термина «малая энергетика» пока нет. Обычно считают, что к малой энергетике относятся электростанции и энергоблоки мощностью до 30 МВт. Понятие «малая энергетика» не всегда следует определять с количественных позиций. При системном анализе региональной энергетики к ней целесообразно относить установки и большей мощности, автономно снабжающие энергией, например, район. Поэтому при дальнейшем изложении будем рассматривать теплоэлектростанции (ТЭС) и энергоблоки на органическом топливе мощностью до 300 МВт.

Первое, с чего необходимо начать, — это обязательный комплексный подход. Определение основных технико-коммерческих характеристик станции, анализ эффективности, расчет затрат корректно могут быть проведены только при условии знания всей местной обстановки. Это вопросы обеспечения топливом, выдачи электрической мощности, обеспечения технической водой, выдачи тепловой мощности, обязательное наличие графиков потребления мощностей. Большое влияние на стоимость объекта имеют характеристики грунтов, сейсмичность территории, категория объекта. К сожалению, при составлении инвестиционных программ в расчет зачастую берется только удельная теоретическая стоимость энергоисточника с поправочны-

ми коэффициентами. При таком подходе стоимость однотипных проектов в инвестиционных программах различных компаний может отличаться в разы. Приведем примеры влияния отдельных факторов на стоимость объекта.

Парогазовая электростанция для обеспечения собственных нужд Штокмановского газоконденсатного месторождения мощностью 750 МВт в поселке Териберка Мурманской области. Техническим заданием предусмотрено сто-процентное резервирование единичной мощности агрегата, также на объекте существуют запреты на использование технической воды. В результате выполнения этих двух условий стоимость проекта увеличилась на 55 млн евро, кроме того, появилось такое сооружение, как воздушный конденсатор (рис. 1).

Юго-Западная теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) в Санкт-Петербурге. Выбранная площадка находится на территории бывшего золоотвала. Толщина шлакового грунта достигает 17 м. В результате пришлось устраивать свайное поле с длиной свай до 35 м и делать силовые плиты под основные здания и сооружения. Все это привело к увеличению стоимости строительной части на 45 %.

При расчете окупаемости объекта у исполнителя возникает стремление обосновать как можно большую тепловую и соответственно электрическую мощность источника, чтобы получить лучшие экономические показатели. В итоге возникают цифры годового использования электрической мощности 7500 ч, т. е. работа практически в базовом режиме «тепловой», исходя из отопительного сезона при минимальных температурах. При этом желание иметь инвестиционно привлекательный проект настолько велико, что местные власти легко идут на изменение схемы перспективного развития теплоснабжения города, а при отсутствии утвержденной схемы к вопросу определения перспективных нагрузок вообще относятся очень поверхностно. Естественно, большинство таких объектов не оправдывает ожиданий инвесторов. Примером может служить строительство тепломагистрали от Северо-Западной ТЭЦ до Приморской котельной. Проект был начат в 2003 г., и это была одна из первых попыток организации частно-государственного партнерства для объектов энергетики. К проекту подошли очень серьезно. Было обеспечено соответствующее финансирование, произведена перекладка тепловых сетей в Приморском районе, согласованы сроки строительства второго блока Северо-Западной ТЭЦ, тепломагистрали и теплообменной станции на Приморской котельной. Передаваемая мощность должна была составить 700 Гкал/ч. Общие затраты составили без стоимости второго блока ТЭЦ около 4 млрд руб. Все было построено в срок и с хорошим качеством.

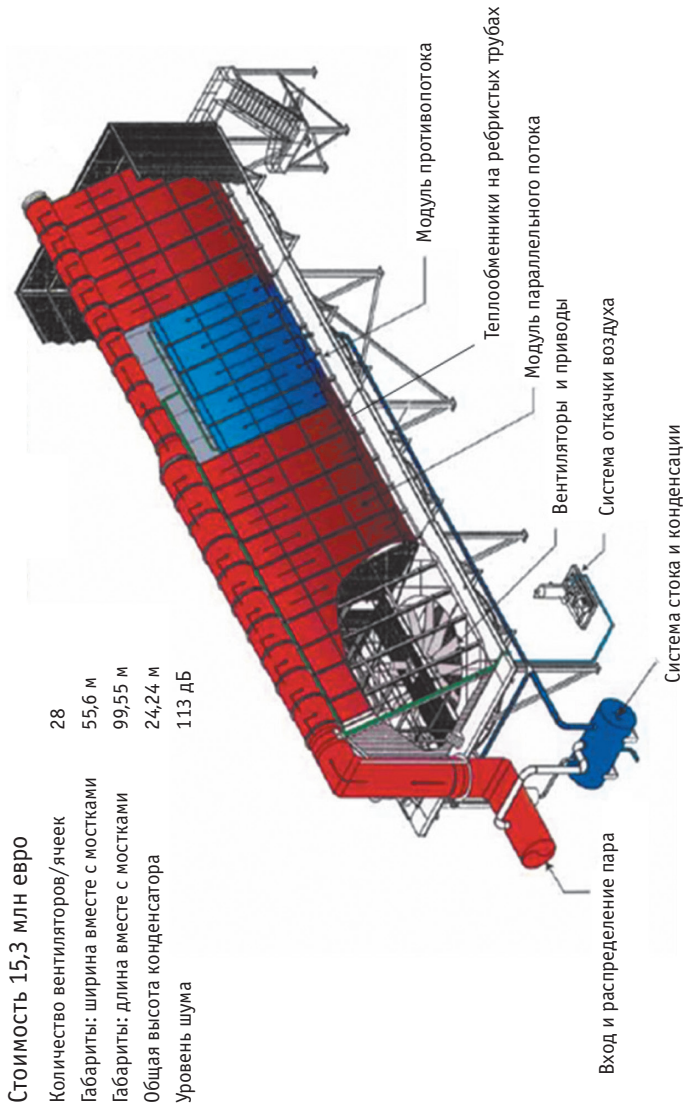


Рис. 1. Воздушный конденсатор

Только уже пятый год тепломагистраль передает не 700, а максимум 100 Гкал/ч. Причины — отсутствие газа на два блока и отсутствие согласованного тарифа на тепло. Городу невыгодно переводить свои котельные в пиковый расчет.

Распределение установленной электрической мощности ТЭЦ по России происходит следующим образом (рис. 2).



Ведомство	Количество/установленная электрическая мощность ТЭЦ, тыс. МВт		
Регион	ЗАПАД	УРАЛ	ВОСТОК
ТЭЦ	152/66,1	49/25,8	89/39,1
Промышленные	170/4,8	31/1,5	33/3,6
В сумме	322/70,9	80/27,3	122/42,7
Всего по России	524/140		

Рис. 2. Распределение ТЭЦ по установленной электрической мощности

На Западе большое количество ТЭЦ принадлежит промышленности. Причем большинство ТЭЦ имеет установленную мощность менее 100 МВт. В районе Востока, наоборот, преобладают крупные станции.

Энергоблоки на органическом топливе делятся на два класса — паросиловые и газотурбинные. При этом паросиловой цикл может быть реализован на газе, угле, мазуте, дизельном и твердом топливе. Газотурбинный цикл реализуется только на газе и дизельном топливе. В табл. 1 приведены данные по эффективности работы отечественного энергетического оборудования на газе и угле.

Таблица 1. Эффективность работы отечественного энергетического оборудования, работающего на газе и угле, и достигнутый мировой уровень

Показатель экономичности	Россия		Мировой уровень	
	Среднее значение	Передовые образцы	Среднее значение	Передовые образцы
КПД паросиловых ТЭС на газе, %	38,5		44—45	
КПД паросиловых ТЭС на угле, %	34,2	38—44	37—40	45—47
КПД ГТ-ТЭС, %	35—37	38,6	38—40	45
КПД ПГУ, %		51—52		58—60

В связи с тем, что ТЭС с парогазовыми установками (ПГУ) имеют лучшие технико-экономические показатели по сравнению с другими типами электростанций, в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» предполагается существенное увеличение темпов строительства ПГУ (рис.3)

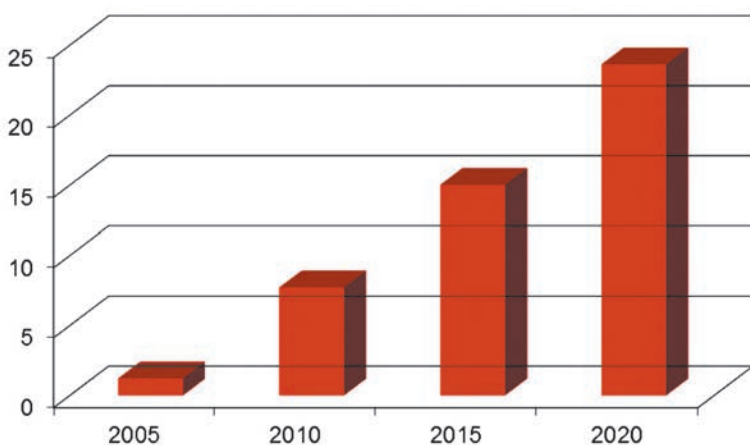


Рис. 3. Прогноз установленных мощностей энергоблоков ПГУ на ТЭС России до 2020 г., млн кВт

Маневренные характеристики ТЭС

Существенную роль в выборе того или иного типа электростанции в конкретном регионе (энергосистеме) должны играть маневренные характеристики.

Часто бывает так, что электростанция построена в расчете на базовый режим работы, а на деле ей приходится работать в полупиковых, а иногда и в пиковых режимах. Наглядно это видно на рис. 4, где представлены недельные графики изменения мощности энергоблоков ПГУ-450Т Севе-

ро-Западной ТЭЦ и ПГУ-39 Сочинской ТЭС. Как видно, они не работают в базовом режиме, а привлекаются к суточному регулированию мощности энергосистемы.

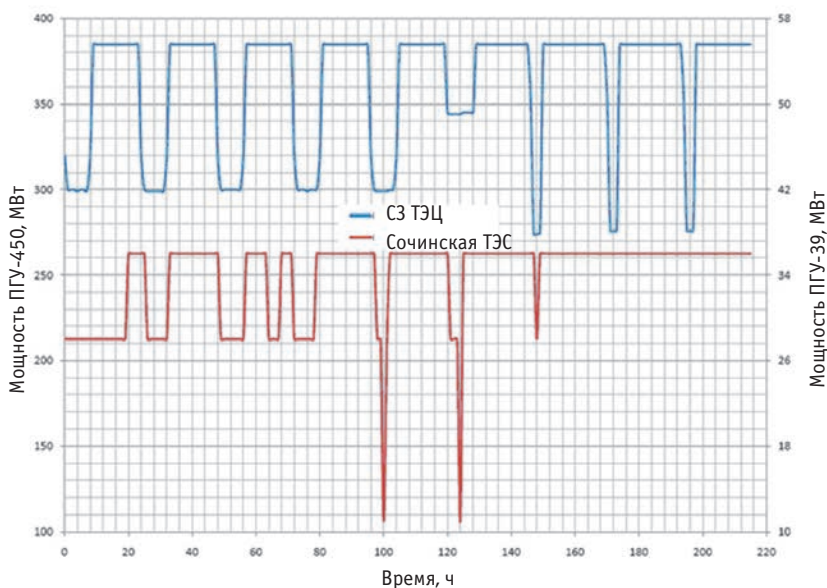


Рис. 4. Декадный график изменения мощности энергоблоков ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ и ПГУ-39 Сочинской ТЭС

В таких случаях возникают неоправданные потери, снижается надежность работы оборудования. Поэтому до начала проектирования электростанции необходимо установить исчерпывающие требования конкретной энергосистемы к маневренным характеристикам оборудования, определяющим быстроту и надежность выполнения различных режимных функций для обеспечения работы системы в нормальных и аварийных условиях. К ним относятся:

- «покрытие» переменной части графиков нагрузок;
- ввод резервного оборудования в аварийных условиях;
- регулирование частоты;
- сохранение устойчивой работы при сбросах нагрузки путем перевода блоков на холостой ход или на нагрузку собственных нужд.

В понятие маневренности также входят:

- пусковые характеристики, т. е. продолжительность пусков блоков из различных тепловых состояний;
- скорость набора и изменения нагрузки;
- допустимый регулировочный диапазон нагрузок блоков.

Конечно, для каждого типа энергетического оборудования нормативно устанавливаются основные показатели маневренности, но конкретная энергосистема может внести коррективы в характеристики.

На сегодняшний день основной потенциал маневренности энергосистем составляют ТЭС (табл. 2).

Таблица 2. Показатели маневренности ПГУ

Наименование	Время пуска турбин из горячего/холодного состояния, мин	Допустимая средняя скорость набора и снижения нагрузки, %/мин	Диапазон регулирования мощности, %
ПГУ	45/180	2,0—2,5	25—100
Паросиловый блок	110/290	1,0—1,5	60—100

ПГУ имеют лучшие показатели маневренности среди ТЭС, они в 2—2,5 раза выше показателей маневренности ТЭС на твердом топливе.

Средняя скорость набора (снижения) нагрузки паросилового энергоблока мощностью 300 МВт составляет 1—1,5 %/мин, а время пуска из горячего/холодного состояний соответственно 110 и 290 мин. У блока ПГУ скорость набора нагрузки — до 2,5%/мин, а время пуска — соответственно 45 и 180 мин.

Количественные показатели маневренности определяются по критериям надежности основных, наиболее «критичных» элементов энергоблока (толстенные элементы оборудования ПГУ — барабаны котлов-утилизаторов, выходные коллекторы пароперегревателей, паропроводы, корпуса стопорных клапанов высокого давления и роторы паровых турбин).

Анализ термонапряженного состояния наиболее критичных элементов энергоблока в процессе его пуска/останова и обеспечение максимально-допустимых скоростей прогрева позволяют обеспечить в процессе эксплуатации заданный ресурс оборудования. На рис. 5 показаны примеры набора и сброса нагрузок ПГУ-450Т.

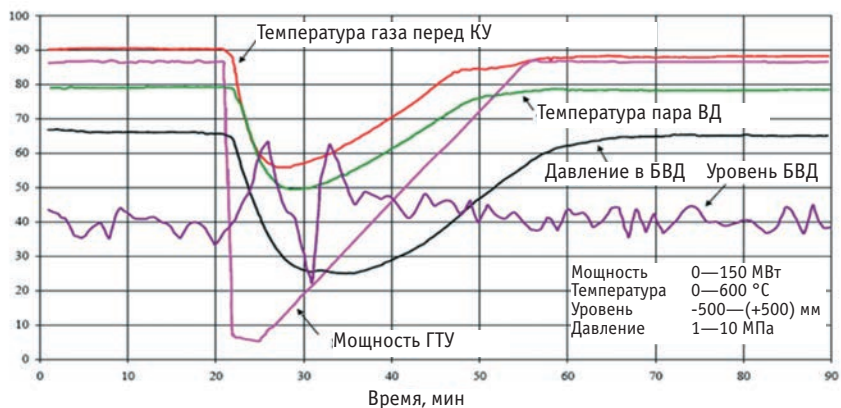


Рис. 5. Сброс нагрузки на ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ

Для традиционных паросиловых энергоблоков верхняя и нижняя границы регулировочного диапазона являются постоянными величинами:

- 100—30% — для газомазутных энергоблоков;
- 100—60% — для пылеугольных энергоблоков;
- 100—70% — для пылеугольных энергоблоков с жидким шлакоудалением.

Стоимость

Важнейшим показателем, определяющим решение о начале проекта, является также удельная стоимость киловатта установочной мощности. Зная примерное местонахождение, вид топлива и мощность объекта, можно достаточно быстро грубо оценить его стоимость. Примерные величины стоимости киловатта для электростанций России приведены на рис. 6 и 7.

Удельные капиталовложения сильно зависят от общей мощности объекта, причем отличаются от зарубежных аналогов в большую сторону. Основная затратная часть приходится на стоимость основного оборудования: котлы, турбины, компрессоры, трансформаторы.

Краткие сведения об основных заводах-поставщиках приведены в табл. 3.

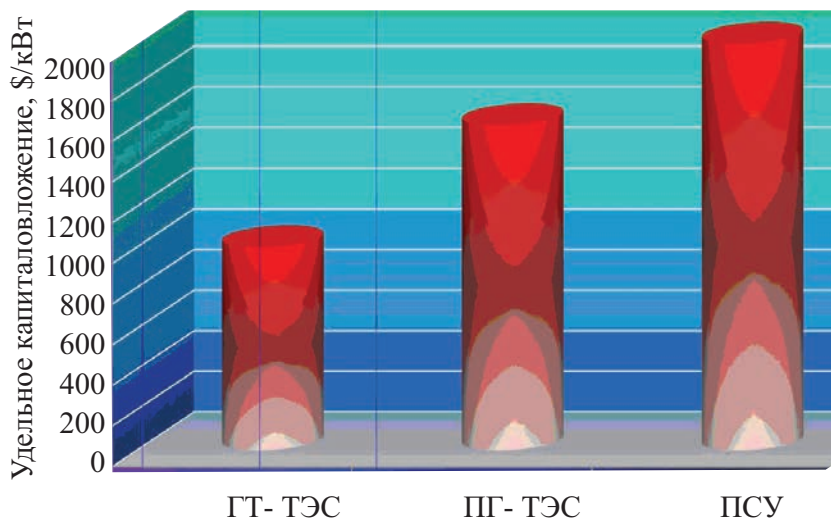


Рис. 6. Удельные капитальные вложения в различные типы электростанций

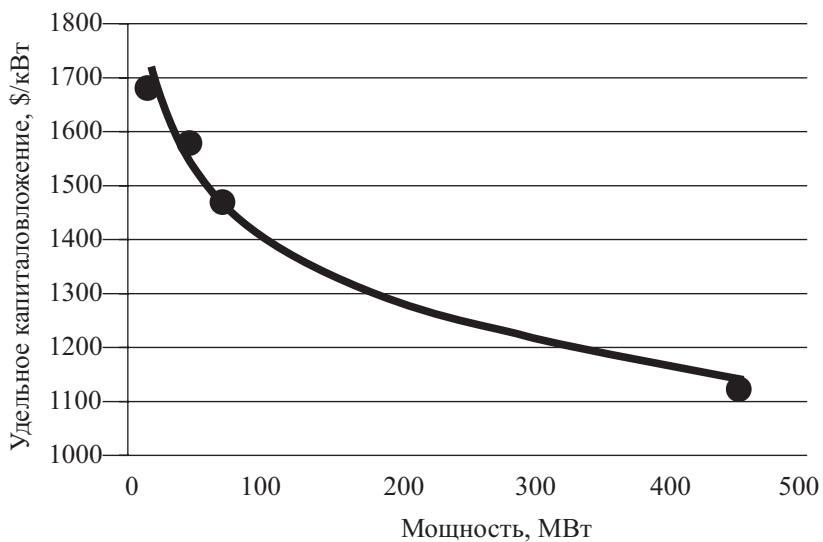


Рис. 7. Удельные капитальные вложения в ПГУ в зависимости от мощности

Таблица 3. Основные заводы-поставщики газотурбинных установок

Производитель	Кол-во вариантов	Годы разработки	Мощность, МВт	КПД, %
«General Electric»	22	1978—1998	От 13,7 до 255	От 28,5 до 41,4
«Siemens»	13	1981—2002	От 5,25 до 350	От 31,2 до 40
«Hitachi»	8	1981—1997	От 14 до 243	От 31 до 39,6
«Alstom Power»	5	1993—1998	От 52 до 265	От 31,4 до 38,2
«Mitsubishi»	6	1981—1997	От 14 до 334	От 31 до 39,6
«Rolls-Royce»	9	1964—2000	От 14 до 58	От 27,7 до 42,4
ЛМЗ	1	2004	157	34,4
НПО «Сатурн»	2	2002—2005	10 и 114	29,1; 36

Среди остальных разработчиков газотурбинных установок (ГТУ) можно выделить итальянскую фирму «Ansaldo», выпускающую V94 по лицензии «Siemens», фирму «Solar» — производителя малых турбин мощностью от 1,25 до 21,7 МВт, украинское предприятие «Заря-Машпроект».

Отечественные газотурбостроение представляют ОАО «Моторостроитель», ОАО «СКБМ», ЛМЗ, «Пермский моторный завод», ММПП «Салют», НПО «Сатурн», ОАО «Уральский турбинный завод», ОАО «Энергомашкорпорация», ОАО «Невский завод», причем турбины большой мощности производят только ЛМЗ — это ГТЭ-160 (разработка 2004 г., КПД 34,41%) и НПО «Сатурн» — ГТД-110 (разработка 2002 г., КПД 34%). Особого внимания заслуживает турбина MS5002E мощностью 30 МВт ЗАО «РЭП Холдинг». Она производится по лицензии «General Electric» и имеет КПД 35,5%. На «Невском заводе» начал функционировать испытательный стенд и турбина готова к серийному выпуску.

Анализ состояния вопроса показывает, что основные энергетические машины были разработаны в 1990-х годах. В дальнейшем значительного увеличения выпуска новых образцов не произошло. Это говорит о достижении технологического порога, когда возможность скачка эффективности оборудования сдерживается существующими технологиями.

По сравнению с рынком газовых турбин отечественный рынок паровых турбин выглядит более солидно. Исторически паровые машины производятся такими крупными предприятиями, как ЛМЗ, «Калужский турбинный завод», «Уральский турбинный завод», завод «Киров-Энергомаш», «Невский завод», «Турбоатом», «Энерготех», украинский Харьковский турбинный завод, «Skoda», «Siemens». В последнее время появились паровые машины китайского и индийского производства. КПД паровых машин меняется от 30—35% до 40—43% на закритических параметрах пара. Удельная стои-

мость паровой турбины в зависимости от мощности составляет от 150 до 500 долл. за киловатт. Этот показатель примерно одинаков у отечественных и зарубежных машин. Стоимость котла-утилизатора — примерно 150 долл. за киловатт.

Потенциал повышения экономичности паросилового энергоблока будущего в зависимости от мероприятий представлен в табл. 4.

После реализации указанных мероприятий КПД паровой турбины может составить 50,2%. Примерное распределение стоимости станции приведено в табл. 5 (на строительную часть приходится 12,5% стоимости, на оборудование — 69,2%, на монтаж — 18,3%).

Таблица 4. Потенциал повышения паросилового энергоблока

Мероприятие	Прирост КПД, %
Повышение температуры пара с 600°С до 700°С	2,2
Повышение давления с 25 до 35 МПа	0,8
Повышение температуры питательной воды с 300°С до 330°С	0,2
Углубление вакуума в конденсаторе	0,7
Повышение КПД турбины	0,4
Использование низкотемпературного тепла	0,4
Использование высокотемпературного тепла	0,1
Прочее	0,1

Таблица 5. Вклад отдельных узлов энергообъекта в его стоимость

Узел	Доля, %
Подготовка территории автодороги, благоустройство	2,8
Главный корпус	60,6
Топливное хозяйство	5,2
Электрохозяйство	7,6
Химводоподготовка	4,1
Эстакады и сети	4,2
Вспомогательные сооружения	4,0
Прочее	11,5

Примечание. Для примера взяты данные по четвертому энергоблоку Южно-Сахалинской ТЭЦ-1: мощность — 136 МВт, сейсмичность территории — 9 баллов.

Внутрицикловая газификация угля

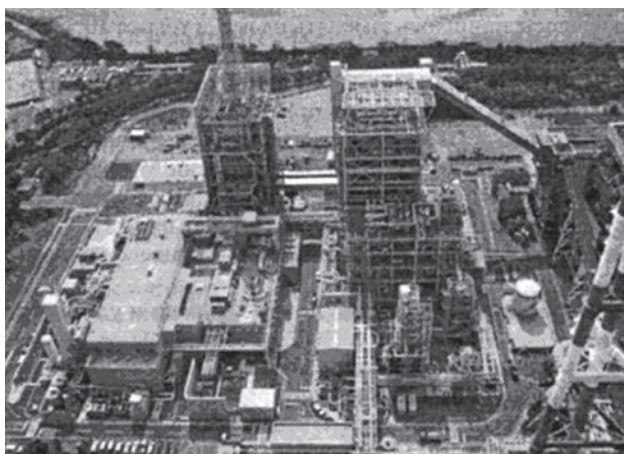
В настоящее время 80% станций Сибири и Востока используют в качестве топлива уголь. Угольная станция — серьезное дорогостоящее сооружение. Титульный список типовой станции представлен в табл. 6.

**Таблица 6. Предварительный титульный список зданий и сооружений
угольной электростанции**

Наименование	Примечания
Главный корпус	
Дымовая труба с газоходами	
Баковое хозяйство	
Мазутонасосная с конденсатоперекачивающей станцией и насосной пенопожаротушения	
Склад мазута	
Приемная емкость с автосливом. Приемно-сливное устройство	
Маслоаппаратная со складом масел	
Административно-бытовой корпус с переходным мостиком с сооружениями гражданской обороны	
Открытая установка трансформаторов (ОУТ)	
Открытое распределительное устройство (ОРУ)	Или ЗРУ
Центральная насосная станция (ЦНС)	
Водозабор с насосной и водоводами	
Градири	
Циркводоводы	
Сети водопровода и канализации (внутриплощадочные)	
Наружные кабельные сети (внутриплощадочные)	Все надземные
Производственно-противопожарная станция с баками запаса воды	
Локальные очистные сооружения	
Проходная с караульным помещением	
Золошлакоотвал с насосной осветленной воды	
Багерная насосная	
Здание вагоноопрокидывателя	
Склад топлива с галереями и бункерами топливоподачи	
Дробильный корпус	
Башня пересыпа главного корпуса	
Размораживающее устройство	
Склад известняка	
Склад сухой золы	
Компрессорная станция	

При этом, с точки зрения экологии, из всех станций, использующих органическое топливо, угольная наиболее негативно воздействует на окружающую среду. Чтобы снизить это воздействие, многие страны заняты поиском более эффективных и чистых способов преобразования угля в энергию. Один из них — газификация угля. В результате образуется синтез-газ — смесь оксида углерода и водорода, который может применяться в газовых

турбинах для выработки электроэнергии или использоваться в качестве доступного сырья для производства удобрений или химикатов (рис. 8).



Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Мощность ГТУ	МВт	124,2
Мощность паровой турбины	МВт	125,8
Мощность ПГУ брутто	МВт	250
КПД	%	42,4
КПД газификатора	%	75,3
Коэффициент преобразования углерода	%	99,9
Удельная теплота сгорания синтез-газа	МДж/м ²	5,2

Рис. 8. Характеристики ПГУ «Nacoso» при газификации угля

Выработка электроэнергии на основе процесса газификации угля обходится дороже, чем строительство обычной электростанции, однако экологические выгоды очевидны: синтез-газ можно очистить от серы, большинства токсичных окисей азота, тяжелых металлов и частиц, что гораздо труднее осуществить в дымовых трубах, когда уголь сжигают в обычных энергетических котлах электростанций. Количество отходов при этом незначительно: серу можно использовать в промышленных процессах, а минеральный остаток, который плавится и выпадает на дно газификатора в качестве шлака, можно применять при строительстве дорог.

В настоящее время в мире работают, строятся или проектируются более 160 газификационных установок, среди которых многие предназначены для использования синтез-газа в ПГУ. Число газификаторов — более 460, энергетический эквивалент производимого ими синтез-газа — 30 ГВт.

Примером работающих ПГУ с газификацией угля может служить станция в Накосо. КПД этой введенной в эксплуатацию в декабре 2007 г. демонстрационной ПГУ мощностью 250 МВт (нетто 220 МВт) с газификатором на воздушном дутье, проработавшей почти 2600 ч, превысил 42%. В составе ПГУ используется ГТУ M701DA компании «Mitsubishi». Испытания этой ПГУ должны были продолжаться до конца 2009 г. Мощность собственных нужд ПГУ составляет 30 МВт.

Сроки проектирования и строительства ТЭС

Опыт строительства ПГУ как у нас, так и за рубежом показывает, что неоспоримым преимуществом этого типа электростанций является возможность их сооружения в короткие сроки и при этом поэтапно. На рис. 9 в качестве примера представлен график реализации проекта строительства ПГ-ТЭС с тремя ПГУ мощностью по 300 МВт утилизационного типа в Малайзии, осуществленного за 21 мес. Этому способствовало получение заказа на сооружение «под ключ», использование типового проекта ПГУ, отработанных методик проведения наладок и испытаний и т. д.

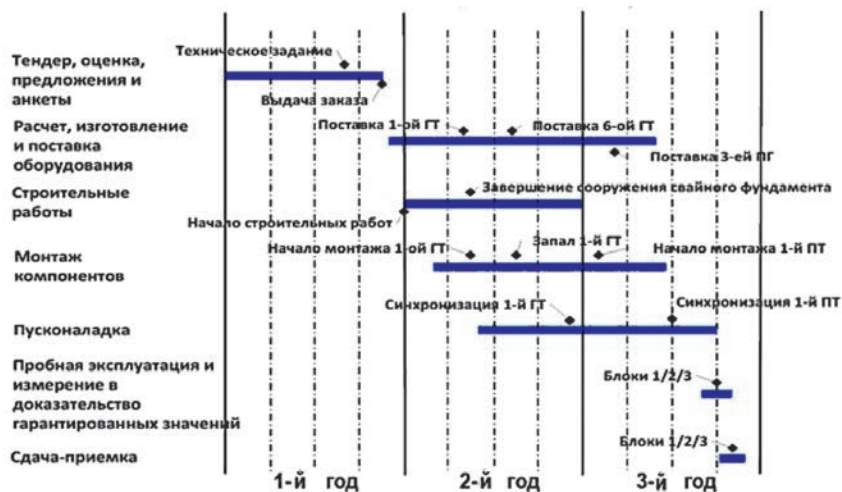


Рис. 9. Реализация проекта в рекордный срок

Существенно уменьшить сроки строительства и снизить затраты на строительство и эксплуатацию ГТ-ТЭС и ПГ-ТЭС в России можно с использованием типовых проектов ТЭС (ТЭЦ) на базе газотурбинных установок российского производства.

По нашему мнению, давно назрела необходимость на государственном уровне принять решение о целесообразной номенклатуре необходимых для нашей энергетики (в том числе малой) газовых и паротурбинных установок, соответствующих котлов, турбогенераторов, трансформаторов и другого основного оборудования ТЭС и обеспечить соответствующими заказами российские энергомашиностроительные предприятия по выпуску этой номенклатуры оборудования, соответствующего самому современному уровню, а проектные организации — разработкой типовых проектов КЭС и ТЭЦ.

ЗАО «СЗИК» совместно с ЗАО «РЭП Холдинг» и ООО «Инжиниринговая компания «ЗиО Центр» разработали ряд перспективных типовых проектов ПГ-ТЭС на базе только российского оборудования. С учетом возможности организации развитого сервисного обслуживания основного оборудования и отработанных мероприятий по монтажу и наладке эти разработки могут занять достойное место в нашей энергетике (рис. 10).

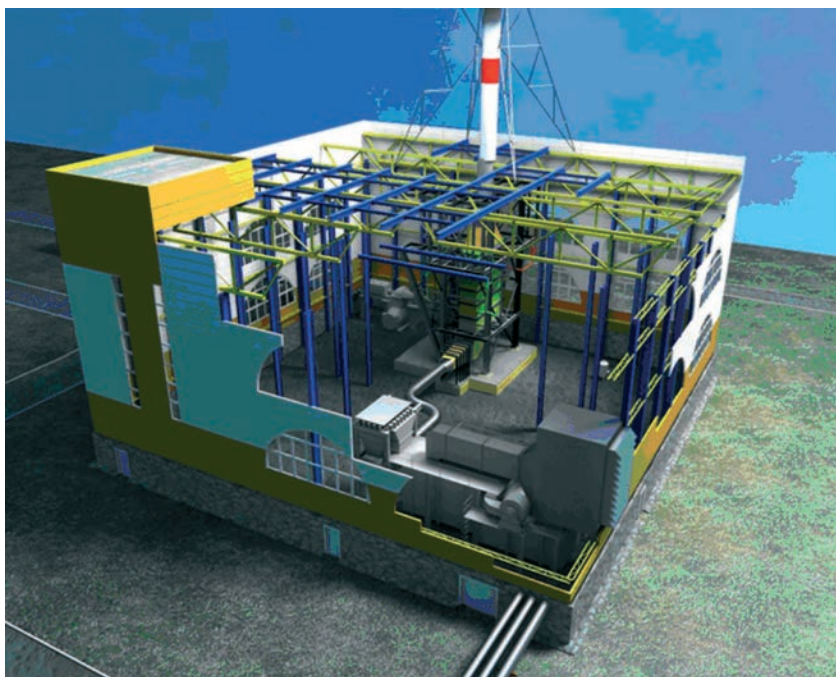


Рис. 10. Компоновка главного корпуса ПГУ-40

Российские парогазовые и газотурбинные энергоблоки высокой степени готовности

Отсутствие отечественного энергетического оборудования для парогазовых установок, особенно ГТУ мощностного ряда 30—70 МВт, а также разработанных типовых проектов ПГУ сдерживает внедрение эффективных парогазовых установок. В настоящее время ЗАО «Северо-Западная инжиниринговая корпорация» может предложить заказчикам и инвесторам ряд проектов парогазовых и газотурбинных электростанций мощностного ряда 40—125 МВт высокой степени готовности, оснащенных только отечественным оборудованием.

Энергетический модуль — основа комплектования энергоблоков

Основой для перечисленных ниже энергоблоков является энергетический модуль, состоящий из комплектной энергетической установки производства ЗАО «РЭП Холдинг» (Санкт-Петербург) с турбогенератором и парового котла-утилизатора разработки ООО «Инжиниринговая компания «ЗиО Центр» (Белгород).

Сочетание разного количества энергетических модулей с паротурбинной установкой позволяет создать высокоэффективные парогазовые энергоблоки электрической мощностью 40, 85 и 125 МВт.

Состав основного оборудования энергетического модуля:

- комплектная газотурбинная установка на базе газотурбинного агрегата мощностью 32 МВт производства ЗАО «РЭП Холдинг», выпускаемая по лицензии фирмы «General Electric» (модель MS5002);
- турбогенератор (серийный) производства ООО ЛЗТЭМ «Привод», г. Лысьва;
- котел-утилизатор паровой тепловой мощностью 48 МВт разработки ООО «Инжиниринговая компания «ЗиО Центр» (при необходимости поставляется котел-утилизатор водогрейный).

По желанию заказчика может быть разработан, изготовлен и поставлен котел-утилизатор в горизонтальном исполнении с естественной циркуляцией. Рабочий диапазон регулирования котла-утилизатора 50—100% номинальной нагрузки (табл. 7).

Таблица 7. Техничко-экономические показатели ПГУ-40

Наименование	Значение
Установленная мощность: электрическая, МВт тепловая (номинальная/максимальная), Гкал/ч	41,5
Стоимость строительства в ценах 2009 г., млн руб./млн евро	1388,5/31,6
КПД производства электроэнергии, %	50
КИТ при выработке тепла, %	80
Отпуск электроэнергии, млн кВт-ч/год	265,4
Отпуск тепла, тыс. Гкал/год	48
Расход природного газа, млн $\text{нм}^3/\text{год}$	60
Срок строительства, лет	2
Простой срок окупаемости, лет	7,4

Повышение эффективности работы АЭС за счет использования предвключенной ГТУ

Представляет интерес идея надстройки реакторной установки с водо-водяным энергетическим реактором газотурбинной установкой. В этом случае утилизируется тепло выхлопа ГТУ за счет перегрева пара, вырабатываемого в парогенераторе АЭС, а также подогрева питательной воды (рис. 11).

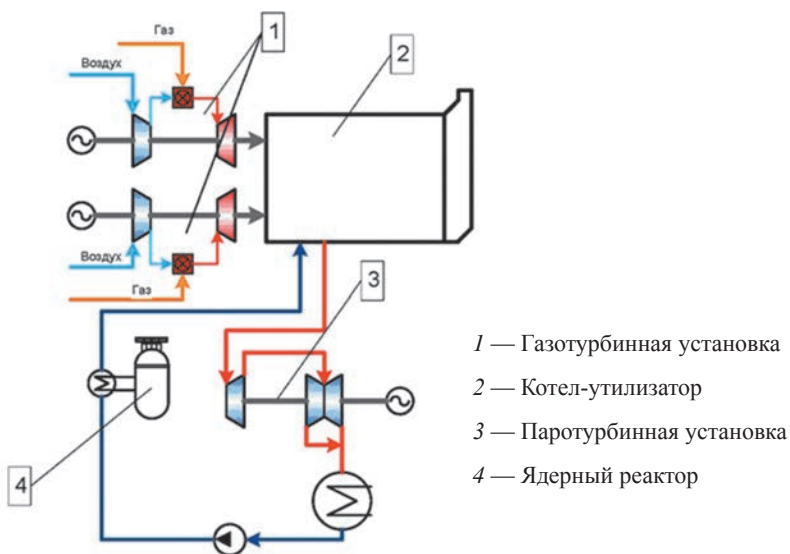


Рис. 11. Надстройка АЭС газотурбинной установкой

Работы в этом направлении ведутся в нашей стране и за рубежом с 1970 г. и дают основание заявлять о следующих преимуществах данного решения. Оно позволяет:

- более эффективно использовать паротурбинную установку АЭС при снижении мощности реактора и на долевых нагрузках;
- увеличить общую выработку электроэнергии блока за счет дополнительной выработки генераторами газовых турбин и использования теплоты уходящих газов;
- повысить КПД комбинированного цикла блока АЭС плюс ГТУ до 40—50%;
- увеличить коэффициент использования установленной мощности за счет использования ГТУ в случае остановки реактора на перегрузку и по другим причинам;
- повысить безопасность работы АЭС за счет дополнительного резервного источника электроэнергии — ГТУ.

Перспективы развития возобновляемой энергетики в России для локального энергоснабжения

О. С. Попель

Объединенный институт высоких температур РАН

В начале XXI в. мировое потребление энергии превысило 500 ЭДж/год (1 ЭДж = 10^{18} Дж), или около 12 млрд т нефтяного эквивалента в год [1]. Прогнозы, выполненные с учетом имеющего место интенсивного роста населения Земли, предсказывают, что к 2020 г. энергопотребление возрастет более чем в полтора раза, в первую очередь, за счет развивающихся стран, и в дальнейшем также будет возрастать. В этой ситуации возникает озабоченность возможностью устойчивого удовлетворения растущих энергетических потребностей человечества и особенно будущих поколений имеющимися энергетическими ресурсами.

Энергетическая проблема обостряется следующими обстоятельствами:

1. «Дешевые» запасы органического топлива, составляющего сегодня основу современной энергетики, ограничены. По недавним оценкам компании BP [2], отношение разведанных в мире запасов нефти к ее ежегодному потреблению составляет около 40, природного газа — 60, угля — около 120. Эти оценки из года в год меняются в связи с открытием и началом освоения новых месторождений, однако ясно, что это не может продолжаться очень долго. В перспективе в связи с необходимостью освоения все более труднодоступных месторождений цены на традиционные энергоресурсы будут неуклонно возрастать (при возможных относительно краткосрочных конъюнктурных колебаниях).
2. Месторождения органических топлив и урана распределены по земному шару крайне «несправедливо»: государства достаточно жестко поделены на экспортеров и импортеров энергоресурсов, что с учетом вышеизложенного обостряет проблему энергетической безопасности стран и регионов, вызывает учащающиеся экономические и политические кризисы и создает напряженность в мире.
3. Известно, что уровень жизни населения коррелирует с удельным энергопотреблением в расчете на одного человека. Бурный экономический рост в крупных развивающихся странах с одновременным увеличением числен-

ности населения и повышением уровня жизни кратно увеличивает темпы роста энергопотребления.

4. Современная энергетика ответственна примерно за 50% вредных антропогенных выбросов в окружающую среду. В связи с ростом озабоченности мировой общественности и ряда специалистов проблемами изменения климата это обстоятельство оказывает определенное влияние на ужесточение экологических требований к энергетическим объектам и используемым энергетическим технологиям.

5. При существующих масштабах энергетика является крайне инерционной сферой мировой экономики, продвижение в нее новых энергетических технологий требует десятилетий. Это обуславливает интенсификацию прогнозных исследований тенденций развития энергетики с учетом возникающих экономических, экологических и политических ограничений и заблаговременной организации разработок в области альтернативных энергетически и экологически эффективных технологий и их опытно-демонстрационной апробации.

Одним из перспективных направлений развития мировой энергетики является более широкое использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Основные причины интереса к практическому использованию ВИЭ можно сформулировать следующим образом:

- ресурсы ВИЭ (солнечная энергия, энергия ветра, энергия биомассы, геотермальная энергия, энергия малых рек, энергия морских волн и приливов, низкопотенциальное природное и сбросное тепло и др.) практически неограниченны, во много раз превышают обозримые потребности человечества в энергии и постоянно восполняемы (рис. 1) [3];
- использование ВИЭ не ведет к существенному загрязнению окружающей среды и не приводит к изменению теплового баланса Земли;
- в отличие от нефти, газа, угля и урана ресурсы ВИЭ более или менее равномерно распределены по территории стран и регионов, они не находятся в монопольном владении ограниченного числа государств, и их освоение рассматривается как фактор энергетической и политической безопасности.

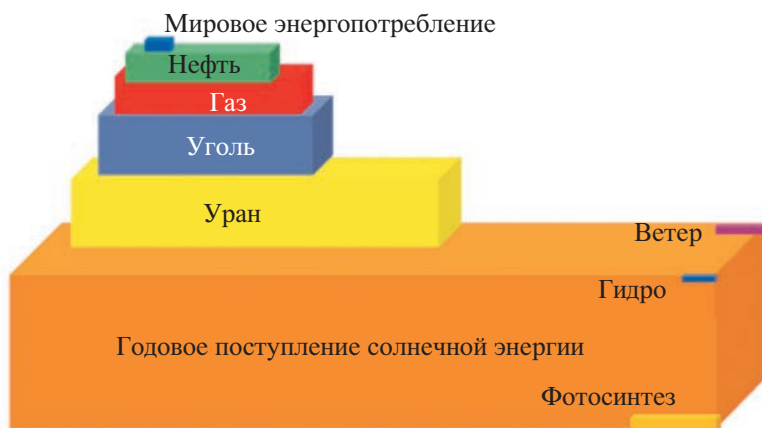


Рис. 1. Соотношение между энергоресурсами и современным мировым потреблением энергии

Тем не менее продвижение ВИЭ на энергетический рынок пока сдерживается относительно высокой стоимостью получаемых с их помощью энергетических продуктов (электроэнергии, тепла, холода, альтернативных видов топлива), что связано прежде всего с характерными для ВИЭ низкими плотностями энергетических потоков, их нестабильностью и, как следствие этого, необходимостью значительных затрат на оборудование, обеспечивающее сбор, аккумулирование и преобразование энергии. Так, плотность потока солнечной энергии на поверхности земли в полдень ясного дня составляет всего около 1 кВт/м^2 , а ее среднегодовое значение с учетом сезонных и погодных колебаний для самых солнечных районов земного шара не превышает 250 Вт/м^2 (для средней полосы России — 120 Вт/м^2). Средняя удельная плотность энергии ветрового потока также, как правило, не превышает нескольких сотен Вт/м^2 . При скорости ветра 10 м/с располагаемая удельная плотность потока энергии равна около 500 Вт/м^2 . Плотность энергии водного потока, имеющего скорость 1 м/с , также составляет всего около 500 Вт/м^2 . Для сравнения укажем, что плотность теплового потока на стенке топки парового котла достигает нескольких сотен кВт/м^2 .

Вместе с тем высокие начальные капитальные затраты на создание энергоустановок на ВИЭ в ряде случаев компенсируются низкими эксплуатационными затратами, не связанными с использованием дорогих органических топлив, и уже сегодня благодаря прогрессу в разработке технологий делают их привлекательными для многих практических приложений.

В результате интенсивных исследований, разработок и реализации крупных демонстрационных проектов (преимущественно в странах Европейского союза, США и Японии) в конце прошлого века было обеспечено существенное (для некоторых технологий — на порядок) снижение стоимости энергии, получаемой от возобновляемых источников, повышение конкурентоспособности многих технологий использования ВИЭ, и уже в начале нового века наметился заметный рост их реального вклада в энергобалансы стран и регионов. Большинство разрабатываемых технологий использования ВИЭ являются инновационными, вобравшими в себя последние научно-технические достижения в различных областях научных и инженерных знаний. Динамичное и масштабное развитие технологий использования ВИЭ можно рассматривать как появление нового инновационного сектора мировой энергетики.

Интенсивное развитие ВИЭ в большинстве стран происходит по экологическим соображениям, соображениям обеспечения энергетической безопасности, по социальным мотивам и, как правило, сопровождается значительной государственной финансовой, законодательной и политической поддержкой.

По данным [4], в 2009 г. установленная мощность энергоустановок на ВИЭ достигла 1250 ГВт, или около 28% суммарной установленной мощности всех энергоустановок. За счет возобновляемых источников энергии производится около 4 тыс. ТВт·ч в год или около 20% суммарного производства электроэнергии.

Необходимо отметить, что в эти данные включены и традиционные крупные гидроэлектростанции с суммарной электрической мощностью в мире около 950 ГВт, новое строительство которых в большинстве стран ограничено как по ресурсным, так и по экологическим (затопление больших территорий и др.) соображениям. В этой связи наибольший интерес представляют так называемые нетрадиционные ВИЭ (НВИЭ), в перечень которых включают только малые ГЭС установленной мощностью до 25 МВт. В этом случае статистика существенно изменяется (рис. 2) [4].

Установленная мощность электрогенерирующих установок на НВИЭ (без крупных ГЭС) к 2010 г. превысила 340 ГВт и фактически сравнялась с установленной мощностью всех имеющихся в мире атомных электростанций.

Суммарная мощность 150 тыс. ветроустановок (ВЭУ) в составе сетевых ветростанций на конец 2009 г. — 159 ГВт. За 2009 г. в эксплуатацию было вве-

дено 39 ГВт ВЭУ, их установленная мощность по сравнению с концом 2008 г. (120 ГВт) возросла на 32%. Ожидаемая выработка ими электроэнергии в 2009 г. — 324 ТВт·ч.

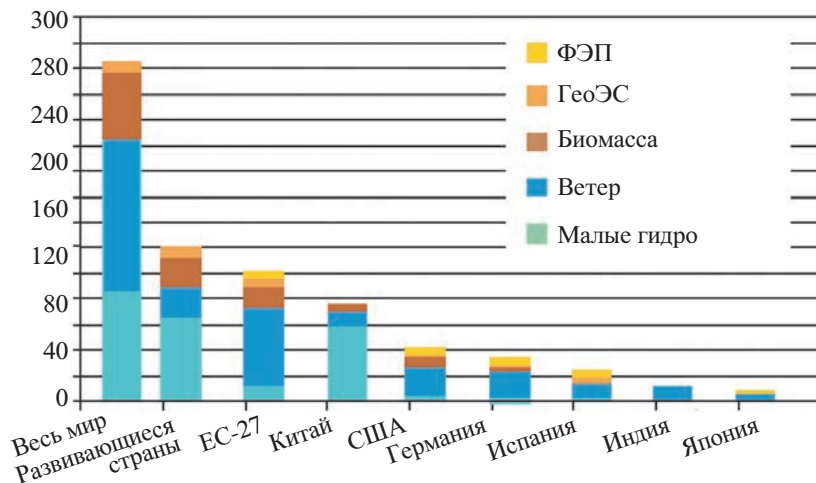


Рис. 2. Установленная мощность энергоустановок на нетрадиционных ВИЭ в мире, развивающихся странах, в ЕС и в шести странах-лидерах (на начало 2009 г.)

Суммарная мощность действующих в мире фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) к концу 2009 г. достигла 21,3 ГВт, причем в 2009 г. в эксплуатацию было введено более 7 ГВт, а прирост продаж ФЭП на мировом рынке за год составил более 50%. Годовая выработка ими электроэнергии в 2009 г. составила 23,9 ТВт·ч.

Суммарная мощность энергоустановок на биомассе в 2009 г. достигла 60 ГВт, а годовая выработка электроэнергии — более 300 ТВт·ч.

Мощность геотермальных электростанций превысила 10,7 ГВт, а выработка ими электроэнергии — 62 ТВт·ч/год.

Суммарная тепловая мощность установок солнечного теплоснабжения в 2008 г. достигла 145 ГВт (более 180 млн м² солнечных коллекторов), солнечное горячее водоснабжение имеет более 60 млн домов в мире, ежегодные темпы роста — более 15%.

Производство биотоплива (этанола и биодизеля) в 2008 г. превысило 79 млрд л в год (около 5% ежегодного мирового потребления бензина, био-

этанол — 67 млрд л, биодизель — 12 млрд л в год). По сравнению с 2004 г. производство биодизеля возросло в шесть раз, а биоэтанола удвоилось.

В 30 странах действует более 2 млн тепловых насосов суммарной тепловой мощностью более 30 ГВт, утилизирующих природное и сбросное тепло и обеспечивающих тепло- и холодоснабжение зданий.

В 2009 г. более 80 стран (среди них 20 развивающихся) имели специальные государственные программы освоения НВИЭ и на государственном уровне утвержденные индикативные показатели их развития на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Во многих странах приняты амбициозные планы добиться к 2020 г. доли ВИЭ в энергобалансах на уровне 15—20% и выше, а в Европейском союзе к 2040 г. — до 40%. Мониторинг действующих в Евросоюзе и в других странах программ практического освоения ВИЭ показывает, что намеченные планы пока выполняются в полном объеме, несмотря на финансово-экономический кризис. Приведенные данные свидетельствуют о том, что нетрадиционные ВИЭ развиваются очень быстрыми темпами (рост в несколько десятков процентов в год по сравнению с 1—2%-ным ростом традиционной энергетики) и уже сегодня составляют заметную долю в мировом энергетическом балансе. В будущем они будут все больше способствовать энергетической безопасности и политической стабильности, содействовать оздоровлению экологической обстановки.

Особенности энергетики России и перспективные ниши использования НВИЭ

Россия занимает лидирующее положение в мире по запасам традиционных топливно-энергетических ресурсов, в том числе первое место по природному газу (23% мировых запасов), второе место по запасам угля (19% мировых запасов), пятое-седьмое место по запасам нефти (4—5% мировых запасов); около 8% мировой добычи природного урана приходится на Россию.

В 2009 г. суммарное производство топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в России превысило 1800 млн т условного топлива, а внутреннее потребление — лишь 990 млн т, при этом их прямой экспорт составил около 810 млн т. Россия — крупнейший экспортер первичных энергоресурсов в мире. Из добываемой в России нефти экспортируется почти 80%. С учетом энергоемкости экспортируемой продукции низкого передела (черные и цветные металлы, удобрения и т. п.), а также затрат энергии на транспорт энергоресурсов и указанной энергоемкой продукции, по оценкам экспертов,

из страны вывозится около двух третей, а для внутреннего потребления в России остается лишь немногим более трети всех добываемых в стране ТЭР. С одной стороны, приведенные цифры показывают, что Россия является чрезвычайно богатой страной в плане обеспеченности энергоресурсами, и может показаться, что сегодня еще нет оснований всерьез задумываться об энергообеспеченности и вовлечении в энергобаланс новых более дорогих источников энергии. С другой стороны, учитывая тенденции развития мировой энергетики, можно утверждать, что Россию отличает крайняя энерго-расточительность, не отвечающая нарастающим энергетическим вызовам.

Важным фактором, сдерживающим принятие решительных мер по ограничению экспортной ориентации российской энергетики, является то обстоятельство, что нефтегазовый комплекс страны обеспечивает около 17% ВВП и более 40% доходов консолидированного бюджета страны. Отказаться от одного из основных источников государственных доходов крайне сложно.

В части международных экологических обязательств Россия сегодня пока тоже находится в благоприятных условиях. Падение промышленности в 1990-х годах привело и к резкому (почти на 40%) сокращению выбросов CO₂ в атмосферу. По оценкам экспертов, при существующих темпах роста экономики даже без принятия специальных мер страна может достичь уровня выбросов 1990 г. (около 3 300 млн т CO₂ в год) лишь за пределами 2030 г. В этой ситуации Россия в ближайшем будущем фактически избавлена от серьезного международного давления по экологической модернизации экономики и энергетики в частности.

Приведенные выше макроэкономические энергетические показатели, демонстрирующие «энергоизбыточность» России, скрывают не столь радужную реальную картину состояния энергетики и обеспеченности потребителей энергией внутри страны, в ее региональном разрезе. С точки зрения последующего обсуждения перспектив использования НВИЭ следует выделить следующие особенности региональной энергетики России:

1. Около двух третей территории с населением около 20 млн человек находится вне систем централизованного энергоснабжения (рис. 3). Энергоснабжение потребителей здесь осуществляется преимущественно с помощью дизель-генераторов на дорогом привозном жидком топливе, что обуславливает высокие удельные затраты в расчете на 1 кВт·ч произведенной энергии (как правило, выше 15 руб./кВт·ч, а в некоторых отдаленных районах до 100 руб./кВт·ч).



Рис. 3. Районы централизованного и автономного энергоснабжения России

2. Большая часть административных районов являются энергодефицитными, в них завозится топливо или поставляется электроэнергия из других районов. В результате для большинства районов актуальной является проблема энергетической безопасности, которая в определенной мере может быть решена путем использования местных энергоисточников, в том числе возобновляемых.

3. В России газифицировано пока всего немногим более 50% городских и около 35% сельских населенных пунктов. Здесь в качестве первичных источников энергии продолжается использование привозного угля и мазута, что приводит к ухудшению экологии, высоким ценам на потребляемую энергию, создает проблемы надежности электро- и теплоснабжения потребителей.

4. Высокие затраты на подключение к сетям централизованного энергоснабжения (перекаладываемые в России, в отличие от многих развитых стран, на плечи потребителей), частые отказы в подключении в связи с «технологической невозможностью», рост тарифов на тепловую и электрическую энергию заставляют многих потребителей обзаводиться собственными источниками энергоснабжения, использование которых во многих случаях оказывается более выгодным и с экономической точки зрения. По данным Росстата и данным исследований структуры малой энергетики России, выполненных специалистами Института энергетических исследований РАН, за 2001—2007 гг. в стране было введено в эксплуатацию около 13,5 ГВт малых энергоустановок (в основном на базе двигателей внутреннего сгора-

ния) и только 9,6 ГВт крупных электростанций. Каждый третий запрос на подключение к электрической сети в Южном федеральном округе получал отказ, всего в России отказов на подключение к сети потребителями было получено в 2007 г. на 2,2 ГВт, в 2009 г. — почти на 2 ГВт. В сложившихся в стране социально-экономических условиях малая энергетика развивается ускоренными темпами, причем прирост рынка малых энергоустановок к 2030 г. по отношению к 2008 г. оценивается как минимум в 20—25 ГВт.

Стихийное развитие малой генерации на традиционных источниках энергии, как правило, не ориентированной на комбинированную выработку электроэнергии и тепла, приводит к существенному ухудшению показателей всей энергетики России как с точки зрения эффективности использования топлива, так и с экологических позиций.

Изложенное выше позволяет сделать логичный вывод, что нетрадиционные возобновляемые источники энергии в условиях нашей страны могут и должны найти практическое применение прежде всего в районах автономного энергоснабжения потребителей. Во многих случаях в этой нише, характеризующейся повышенными затратами на получение энергии, использование энергоустановок на ВИЭ уже сегодня оказывается целесообразным как по экономическим, так и по экологическим причинам.

Последнее утверждение не отрицает возможность и целесообразность масштабного использования ВИЭ и в районах централизованного энергоснабжения. Однако, как правило, конкурировать энергоустановкам на ВИЭ с традиционными источниками здесь сложнее, и продвижение ВИЭ нуждается в законодательной и экономической поддержке государства и местных властей, как это делается в большинстве стран, заинтересованных в ускоренном вовлечении ВИЭ в топливно-энергетические балансы. В зоне централизованного энергоснабжения для использования ВИЭ наибольший интерес представляют энергодефицитные районы, особенно их тупиковые зоны. Строительство здесь ветростанций (при благоприятных ветровых условиях), энергоустановок на биомассе, малых ГЭС (при наличии гидро-ресурсов) и т. п. позволяет повысить надежность и качество энергоснабжения потребителей, положительно сказывается на устойчивости всей районной энергосистемы.

В настоящее время инвесторы проявляют большой интерес к Южному и Северо-Кавказскому федеральным округам, для которых активно ведется проработка инвестиционных предложений по созданию ВЭС на суммарную установленную мощность 1,5—2 ГВт и малых гидростанций. Вместе с

тем, по известным оценкам, сроки окупаемости планируемых капитальных вложений в такие энергоустановки в наиболее благоприятных с точки зрения располагаемых возобновляемых энергоресурсов районах, как правило, составляют 10—15 лет, что не в полной мере удовлетворяет инвесторов. Они с нетерпением ждут практической законодательной реализации принятых правительством [5] решений по установлению бюджетных надбавок к рыночной стоимости электроэнергии, вырабатываемой установками на ВИЭ, что должно коренным образом улучшить инвестиционную привлекательность проектов.

В ряде районов некоторые технологии крупномасштабного производства энергии уже нашли применение. Например, заметные успехи в последнее десятилетие достигнуты в области геотермальной энергетики. Примером может служить создание Верхне-Мутновской (мощностью 12 (3×4) МВт) и Мутновской (мощностью 50 (2×25) МВт) геотермальных электростанций на Камчатке, обеспечивших покрытие около 30% потребностей региона в электроэнергии, что в значительной степени решило острую проблему ежегодного завоза жидкого топлива в этот отдаленный регион. Себестоимость производимой на ГеоЭС электроэнергии в три-четыре раза ниже, чем на дизельных электростанциях. В настоящее время российскими организациями разработано несколько крупных проектных предложений по использованию геотермальных ресурсов для электро- и теплоснабжения населенных пунктов на Северном Кавказе, на Камчатке, в Западной Сибири, Калининградской области и других районах. «РусГидро» с участием специализированных российских компаний завершает работы по реконструкции Паужетской геотермальной электростанции, где в 2010 г. началась реконструкция с целью создания первого в России бинарного энергоблока на низкокипящем рабочем теле R134a мощностью 2,5 МВт. Планируется расширение Мутновской ГеоЭС с увеличением ее установленной мощности на 12 МВт за счет использования дополнительных паровых и бинарных турбин. Причем ведущиеся разработки базируются преимущественно на использовании отечественного оборудования, по своим характеристикам не уступающего лучшим зарубежным образцам.

Россия занимает достойное место и в области разработки и создания приливных электростанций (ПЭС). По оценкам специалистов, наиболее подходящими местами для их создания в России являются некоторые участки побережий Белого, Баренцева и Охотского морей, где приливы достигают 5—10 м. Наряду с модернизацией действующих экспериментальной Кислогубской ПЭС и Малой Мезенской ПЭС мощностью 1,5 МВт компания «Рус-

Гидро» с участием специализированных российских организаций ведет разработку проектов нескольких ПЭС, самую крупную из которых мощностью 87 ГВт в перспективе планируется разместить на северном побережье Охотского моря. Новые технологии, впервые апробированные в России (наплавной способ и ортогональные гидроагрегаты), позволяют сократить стоимость сооружения ПЭС до 1000 долл./кВт, и, по мнению специалистов, открывают путь к широкомасштабному использованию энергии морских приливов в России и во всем мире. Наряду с традиционными техническими решениями рассматриваются возможности выработки на ПЭС водорода с последующей его транспортировкой по трубопроводу или в химически связанном виде к удаленным потребителям, в том числе для экспорта, а также использования ПЭС в комбинации с ветростанциями.

В зоне автономного энергоснабжения для многих районов России представляет интерес прежде всего использование автономных ветровых и солнечных установок, а также биомассы (древесных, сельскохозяйственных и других отходов). Целесообразность использования здесь ВИЭ обуславливается проблемами завоза топлива и весьма высокой стоимостью электрической и тепловой энергии, получаемой в ряде отдаленных от сетей централизованного энергоснабжения районов с помощью дизель-генераторов и котельных на дорогом жидком топливе. При характерной для многих северных и горных районов страны стоимости электроэнергии от дизель-генераторов, достигающей 25—100 руб./кВт·ч, энергоустановки на ВИЭ оказываются вполне конкурентоспособными.

Вопреки существующим представлениям о том, что Россия, расположенная преимущественно в средних и высоких широтах, не относится к «солнечным» странам, недавние исследования, выполненные в Объединенном институте высоких температур (ОИВТ) РАН [6], показали, что многие районы характеризуются среднегодовыми дневными поступлениями солнечной радиации на уровне 4—5 кВт·ч/м² и выше, что соответствует регионам мира, где солнечные установки уже находят широкое применение. Наиболее солнечными регионами России являются Забайкалье, юг Европейской части России и, что особенно интересно, значительная территория Восточной Сибири.

Наибольшие ветровые ресурсы в нашей стране сосредоточены на северных и восточных морских побережьях и на юге ее Европейской части. В средней полосе России интенсивность ветров относительно невелика. Важным обстоятельством является тот факт, что в отличие от поступления солнечной

энергии интенсивность ветровых потоков в зимнее время на большинстве территорий выше, чем летом, и солнечные и ветровые установки удачно дополняют друг друга с точки зрения обеспечения сезонной стабильности выработки электроэнергии. Выполненные в ОИВТ РАН технико-экономические исследования показателей комбинированных ветросолнечных энергоустановок с различными аккумуляторами энергии показали, что во многих районах страны стоимость генерируемой ими электроэнергии может быть ниже 50 центов за 1 кВт·ч (менее 15 руб./кВт·ч), и они оказываются вполне конкурентоспособными с дизель-генераторами на привозном жидком топливе, и могут работать либо в комбинации с ними, либо отдельно.

Перспективным для многих потребителей в различных районах России направлением является использование солнечной энергии для горячего водоснабжения и сушки сельскохозяйственной продукции.

В российских условиях представляется весьма перспективным развитие производства топливных брикетов из древесных отходов, в первую очередь, вблизи деревоперерабатывающих комбинатов с целью перевода действующих котельных на местное экологически чистое топливо. Организация такого производства содействовала бы также решению проблемы утилизации отходов этих предприятий (опилок, стружки и т. п.), которые в ряде случаев сыпаются в отвалы, нанося серьезный ущерб окружающей среде. В настоящее время число предприятий по переработке древесных отходов в России быстро растет, однако производимые ими топливные брикеты и так называемые пеллеты поставляются преимущественно в европейские страны. При запуске компанией «Выборгская целлюлоза» с привлечением австрийских инвестиций крупнейшего в мире завода по производству пеллет вблизи Выборга на расчетной мощности до 900 тыс. т/год (125 т/ч) Россия имеет шанс занять лидирующее положение в мире с суммарным производством пеллет более 2 млн т/год.

Перевод большого числа муниципальных котельных с угля и нефтепродуктов на древесное топливо из отходов и низкосортной древесины имеет большие перспективы для многих регионов, однако требует более тесного сотрудничества бизнеса с местными властями и ускоренного принятия соответствующих нормативно-правовых актов. Такие проекты сегодня реализуются в Краснодарском крае, Архангельской, Нижегородской и ряде других областей. Перевод котельных на древесные брикеты, безусловно, потребует дополнительных затрат на реконструкцию топочных устройств, создание специфических складских помещений и т. п.

Другой перспективной, но не нашедшей пока широкого коммерческого применения технологией энергетического использования древесных отходов, является их газификация с получением топливного газа (синтез-газа), который может быть использован в качестве газообразного топлива в котельных и энергоустановках без радикальной переделки топочных устройств. Газификация биомассы осуществляется за счет ее частичного окисления в специальных устройствах. На выходе получают газообразную смесь, основу которой составляют CO , H_2 и, в случае использования в качестве окислителя воздуха, N_2 . Преимущества данной технологии по сравнению с прямым сжиганием биомассы заключаются в получении газообразного топлива, использование которого не требует существенной реконструкции котельных. Полученный топливный газ может также использоваться и как топливо для газовых турбин и поршневых двигателей. Основные недостатки — дополнительные затраты на газогенерирующее оборудование, практическая невозможность (из-за высокой стоимости оборудования) аккумуляирования газообразного топлива, нецелесообразность его транспортировки на большие расстояния из-за низкой теплотворной способности. То есть, газогенерирующие установки должны быть жестко привязаны к потребителю газа и регулироваться с учетом существующих графиков нагрузок.

Можно привести и другие примеры возможного эффективного использования ВИЭ в условиях России. В соответствии с принятыми правительством целевыми установками к 2020 г. в России должны действовать установки на ВИЭ суммарной установленной мощностью 20—25 ГВт. Однако успех в достижении поставленных целей во многом будет зависеть от того, насколько умело государство сможет стимулировать продвижение инновационных технологий использования ВИЭ на рынок и управлять этим процессом. Важно отметить, что предусмотренные упомянутым распоряжением правительства стимулирующие надбавки и другие меры экономического стимулирования не следует рассматривать как безвозвратную трату бюджетных средств. По оценкам специалистов, эти меры могут и должны быть экономически обоснованными. Бюджетные «управляющие» экономические стимулы должны привести к развитию в стране нового сектора энергетического бизнеса и в конечном счете к пополнению бюджета за счет появляющихся новых источников налогов, развития малого и среднего бизнеса, экономии нефти и природного газа и др.

Разумное освоение ВИЭ в России, несомненно, будет обеспечивать достижение положительных экологических и социальных эффектов, развитие инновационных технологий, создание технологического задела на пер-

спективу, когда неизбежно придется осваивать новые экологически чистые энергетические технологии.

Литература

1. *Фортон В. Е., Попель О. С.* Энергетика в современном мире. — Долгопрудный: Изд. дом «Интеллект», 2010. — 168 с.
2. BP Statistical Rev. of World Energy. — 2009. — June.
3. National Petroleum Council, 2007 after Craig, Cunningham and Saigo.
4. Renewable Power Generation: A Status Report // Renewable Energy Focus. — 2010. — July/Aug. — P. 34—45.
5. Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р.
6. *Попель О. С., Фрид С. Е., Коломиец Ю. Г.* и др. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России. — М.: ОИВТ РАН, 2010. — 84 с.

Ресурсы возобновляемых источников энергии Мурманской области, приоритеты и направления их использования

В. А. Минин

*Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Кольского научного центра РАН*

В последние годы во всем мире ведутся исследования, направленные на поиск и вовлечение в топливно-энергетический баланс новых источников энергии. Особый интерес проявляется к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), таким как энергия солнца, ветра, гидроэнергия малых рек, приливная энергия и др. Потенциальные возможности их применения огромны.

В России также не сбрасываются со счетов возможности использования ВИЭ. Вовлечение их в хозяйственный оборот — это путь к сокращению объемов использования органического топлива, энергосбережению и улучшению экологической обстановки вблизи потребителей энергии.

Использование возобновляемых источников энергии наиболее перспективно в районах, располагающих повышенным потенциалом этих источников и испытывающих недостаток в традиционных топливных ресурсах. На европейском Севере России к числу таковых относится Мурманская область, энергетика которой наряду с использованием местных гидроресурсов в значительной мере базируется на привозном топливе (ядерном горючем, угле, нефтепродуктах, сжиженном газе). В то же время область располагает широким набором возобновляемых источников.

Солнечная энергия

Согласно результатам наблюдений на актинометрических станциях приход суммарной солнечной радиации в ясные дни на Кольском полуострове составляет 4600—4900 МДж/м². Сильная облачность, характерная для региона, снижает поступление прямой солнечной радиации на 60—75%, но в то же время увеличивает рассеянную радиацию более чем в полтора раза. В результате в реальных условиях облачности годовой приход суммарной радиации составляет около 2800—3600 МДж/м² (650—850 кВт·ч/м²), т. е. приполярные районы Кольского полуострова уступают по суммарной солнечной радиации районам средней полосы и юга страны соответственно в 1,3 и 1,7 раза.

Мурманская область почти полностью расположена за Полярным кругом, поэтому месячное число часов солнечного сияния изменяется в течение года в широких пределах — от 0 ч в декабре до 200—300 ч июне и июле. Годовая продолжительность солнечного сияния составляет около 1200 ч на севере области и 1600 ч в ее южных районах.

Валовые (потенциальные) ресурсы солнечной энергии, поступающей за год на территорию Мурманской области, составляют около $1,1 \cdot 10^{14}$ кВт·ч. С одной стороны, это огромные ресурсы, с другой — будучи рассредоточены по обширной территории области, они имеют малую плотность.

Для практического использования солнечной энергии даже в южных солнечных районах страны требуются большие капиталовложения. Удельная стоимость солнечных энергетических установок достигает 7—10 тыс. долл./кВт. Это значительно выше аналогичного показателя, например, ветроэнергетических установок (1—2 тыс. долл./кВт). Себестоимость электроэнергии, производимой солнечными установками, довольно высока. Возможно, в перспективе, по мере усовершенствования и удешевления, солнечные энергетические установки могут стать конкурентоспособными. Пока же в Мурманской области они могут найти ограниченное применение лишь в особых случаях.

Энергия ветра

Результаты обработки двадцатилетних рядов наблюдений по 37 метеорологическим станциям Кольского полуострова показали, что наибольшие скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря (рис. 1) — 7—8 м/с (на высоте 10 м), на побережье Белого моря они несколько ниже — 5—6 м/с. По мере удаления от береговой линии интенсивность ветра заметно снижается.

Исследованиями установлено, что на Кольском полуострове имеет место зимний максимум скоростей ветра (рис. 2). Это благоприятная предпосылка для эффективного использования энергии ветра: максимум скоростей совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Весьма существенно, что зимний максимум находится в противофазе с годовым стоком рек (гистограмма 5 на рис. 2). Ветровая и гидроэнергия удачно дополняют друг друга, и это создает благоприятные условия для их совместного использования.

Применительно к Кольскому полуострову можно говорить о районах с преобладающими (господствующими) направлениями ветра. К их числу относится северное побережье полуострова, где около 50—60% годового времени дуют юго-западные ветры.

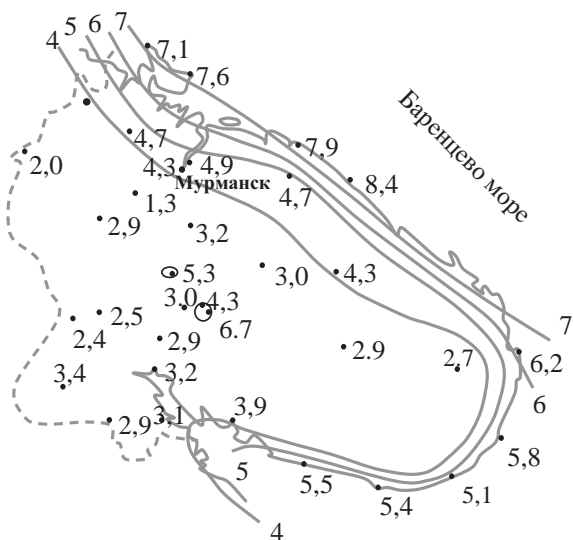


Рис. 1. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

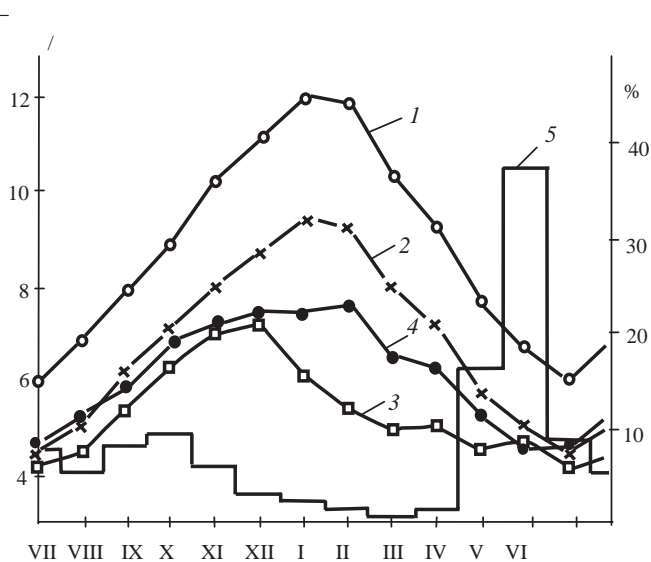


Рис. 2. Годовой ход среднемесячных скоростей ветра на островах (1) и побережье (2) Баренцева моря, на побережье Белого моря (3), в Хибинах (4) и гидрограф рек (5): 1 — метеостанция, остров Харлов, 2 — Дальние Зеленцы, 3 — Чаваньга, 4 — Центральная (Хибины)

Учет этого фактора может позволить рационально размещать ветроэнергетические установки (ВЭУ) на местности, выигрывая на стоимости сооружения коммуникаций (подъездных путей, кабельных линий и т. д.).

Кольский полуостров располагает огромными ветроэнергетическими ресурсами (табл. 1). Если ветроустановки располагать на расстоянии 10 диаметров ветроколеса друг от друга, то суммарная установленная мощность ВЭУ в районах со среднегодовой скоростью выше 4 м/с составит около 120 млн кВт, а годовая выработка электроэнергии (технические ветроэнергоресурсы) — около 360 млрд кВт·ч. Представленная оценка свидетельствует, что ресурсы ветровой энергии региона на порядок превосходят его потребности в электроэнергии на сегодняшний день. Постановка задачи использования наиболее доступной и выгодной части этих ресурсов и вовлечении их в хозяйственный оборот, безусловно, заслуживает внимания.

**Таблица 1. Ресурсы ветра Кольского полуострова в приземном слое
высотой 100 м**

Характеристика	Зона				Всего
	1	2	3	4	
Среднегодовая скорость ветра, м/с:					
на высоте 10 м	7,5	6,5	5,5	4,5	
на высоте 70 м	9,6	8,6	7,5	6,5	
Удельная энергия ветра, МВт·ч/(м ² /год)	10,7	7,8	5,2	3,4	
Среднегодовая удельная мощность ветра, кВт/м ²	1,22	0,89	0,59	0,39	
Расчетная скорость ветра, м/с	15,7	13,8	11,6	11,0	
Мощность ВЭУ на 1 км ² территории, МВт	7,2	4,9	2,9	1,9	
Выработка, млн кВт·ч/км ² в год	21,6	14,7	8,7	5,7	
Число часов использования установленной мощности в год	3000	3000	3000	3000	
Площадь зоны, тыс. км ²	3,5	5,9	9,4	20,7	39,5
Мощность ВЭУ в зоне, тыс. МВт	25	29	27	39	120
Технические ресурсы ветра, млрд кВт·ч	75	87	81	117	360

Гидроэнергия малых рек

Потенциальные гидроэнергоресурсы малых рек Мурманской области (рис. 3) составляют около 790 МВт среднегодовой мощности и 6,9 млрд кВт·ч среднегодовой энергии, а технические — соответственно 516 МВт и 4,4 млрд кВт·ч/год (табл. 2). В рассмотрение не вошли мелкие реки и ручьи, которых в области насчитывается многие сотни и которые могут найти применение лишь для микроГЭС.

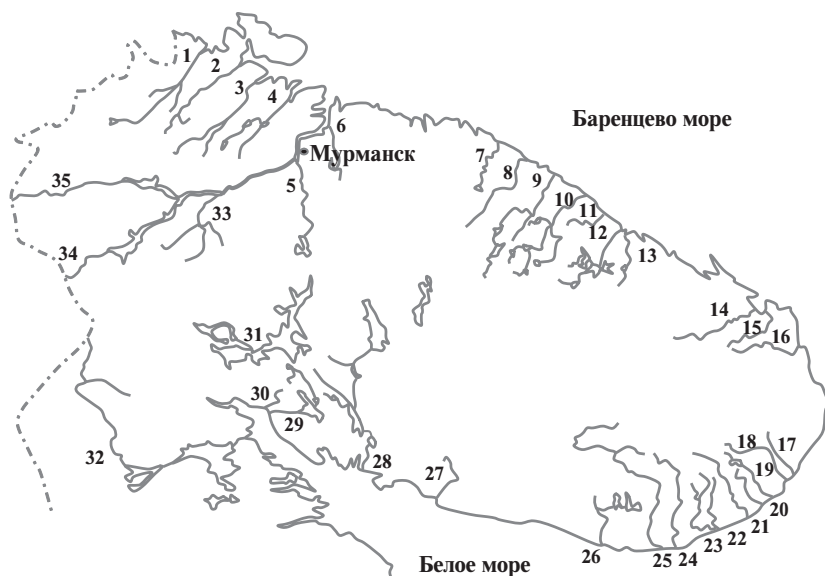


Рис. 3. Малые реки Мурманской области (наименования рек — в табл. 2)

Таблица 2. Гидроэнергетические ресурсы малых рек Мурманской области

Бассейн реки	Площадь водосбора, км ²	Ресурсы, млн кВт·ч	
		потенциальные	технические
Печенга	1830	149	97
Титовка	1226	187	122
Западная Лица	1688	228	149
Ура	1030	142	93
Кола	3836	302	196
Средняя	567	91	59
Оленка	491	88	57
Рында	1018	219	143
Харловка	2016	394	257
Восточная Лица	1872	423	276
Сидоровка	335	59	38
Варзина	1456	288	91
Дроздовка	468	81	53
Лумбовка	1039	193	126
Каменка	483	69	45
Качковка	843	115	75
Снежница	236	47	31
Сосновка	582	96	63

Табл. 2. Окончание

Бабья	348	61	40
Лиходеевка	308	68	44
Пулонга	734	114	74
Усть-Пялка	253	43	28
Пялица	946	151	100
Чапома	1107	175	114
Стрельна	2773	333	217
Чаваньга	1212	158	142
Оленица	403	34	22
Умба	6248	740	481
Колвица	1310	96	63
Лувеньга	202	24	16
Пиренга	4236	138	90
Тумча	4455	469	305
Печа	1658	133	86
Нота	3400	102	66
Лотта	4720	83	54
Прочие реки	1810	820	530
Всего		6913	4443

Энергия морских приливов

Важной особенностью приливной энергии является неизменность ее среднемесячного значения в годовом и многолетнем разрезах. Благодаря этому качеству приливая энергия, несмотря на прерывистость в суточном цикле, представляет собой довольно мощный энергетический источник, который может быть использован при объединении его с речными гидроэлектростанциями, имеющими водохранилища. При таком объединении пульсирующие прерывистые, но неизменно гарантированные потоки приливной энергии, зарегулированные энергией речных ГЭС, способны участвовать в покрытии графика электрической нагрузки.

Ввиду относительно небольшой величины прилива на побережье Кольского полуострова (2—4 м) и ограниченности акваторий, которые можно отсечь плотиной, сооружение экономически эффективных приливных электростанций (ПЭС) возможно далеко не повсеместно. Действующая опытная Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт построена в створе губы Кислой западнее Мурманска. Особого внимания заслуживает Лумбовский залив на крайнем северо-востоке Кольского полуострова, где средняя величина прилива составляет 4,2 м, а возможная для отсечения акватория достигает

70—90 км². Различные варианты использования залива позволяют построить здесь ПЭС мощностью до 670 МВт с годовой выработкой около 2000 МВт·ч. В качестве промежуточного этапа на пути к сооружению Лумбовской ПЭС предлагается строительство опытно-промышленной Северной ПЭС мощностью 12 МВт в губе Долгой (в 6 км западнее Териберки). Эта ПЭС рассматривается специалистами также и как прототип крупных Мезенской ПЭС в Белом море и Тугурской ПЭС в Охотском море.

Энергия морских волн

Достоинством этого возобновляемого источника является доступность морских волн широкому кругу прибрежных потребителей, недостатком — нестабильность во времени, зависимость от ледовой обстановки, а также сложность преобразования и передачи энергии от волновых энергетических установок на берег потребителю.

Баренцево море, омывающее побережье Кольского полуострова, прилегает к крайней северо-восточной части Атлантического океана. Среднегодовой потенциал волновой энергии здесь составляет 25—30 кВт на 1 м гребня волны. Потенциал волновой энергии Белого моря значительно ниже — 9—10 кВт/м.

Учитывая суровость природно-климатических условий Заполярья (низкая температура воздуха, явления оледенения, короткий световой день и т. д.), использование волновой энергии здесь представляется проблематичным.

Приоритеты использования ВИЭ

Объемы практического использования возобновляемых источников зависят от ряда факторов: потенциала источника, наличия предпосылок, благоприятствующих его использованию, стоимости оборудования и т. д.

Суммарное количество солнечной энергии, которое ежегодно поступает на территорию Мурманской области, велико. Но область почти полностью находится за Полярным кругом. Потенциал солнечной энергии здесь примерно в полтора раза ниже, чем в южных районах страны. Максимум поступления солнечной энергии приходится на летнее время, тогда как максимум потребности в энергии со стороны потребителей имеет место зимой. Солнечные энергетические установки пока дороги. Все это приводит к тому, что применение солнечных энергетических установок на Кольском полуострове может быть оправдано лишь в исключительных случаях.

По потенциалу ветровой энергии Мурманская область выгодно отличается от других регионов страны. На побережье Баренцева моря ветровые условия просто уникальны, это одно из самых ветреных мест на всем европейском Севере России. Здесь аномально высок уровень среднегодовых скоростей (6—8 м/с на высоте 10 м от поверхности земли), благоприятная повторяемость скоростей ветра, имеют место устойчивые господствующие ветра, сезонный максимум ветра совпадает с сезонным пиком энергопотребления. Перечисленные предпосылки обеспечивают экономическую эффективность применения ветроэнергетических установок.

Основными направлениями возможного использования ветровой энергии являются: работа крупных ветропарков в составе энергосистемы, участие ветроэнергетических установок в электроснабжении автономных потребителей (совместная работа ДЭС и ВЭУ), участие ветроэнергетических установок в теплоснабжении потребителей (совместная работа котельных и ВЭУ), использование энергии ветра в технологиях переработки природного газа и др. Мурманская область располагает значительными запасами гидроэнергоресурсов малых рек. Однако большинство малых рек расположено за пределами экономического радиуса их присоединения к энергосистеме. Поэтому развитие малой гидроэнергетики ограничивается сооружением всего около десяти так называемых системных малых ГЭС в пределах зоны, охватываемой Кольской энергосистемой, а также небольшого числа малых ГЭС в зоне децентрализованного энергоснабжения вблизи существующих населенных пунктов.

Ресурсы приливной энергии региона рассредоточены вдоль всей 1000-километровой береговой линии Кольского полуострова. Использование приливов возможно лишь там, где имеются подходящие акватории, позволяющие получить повышенное значение приливной волны (4—5 м и более). В этом плане заслуживает внимания проект сооружения Северной ПЭС мощностью 12 МВт, а в дальнейшем и Лумбовской ПЭС на востоке Кольского полуострова мощностью в несколько сотен мегаватт.

Потенциал волновой энергии на северном побережье Кольского полуострова составляет в среднем около 25 кВт на 1 м фронта волны, на побережье Белого моря — около 10 кВт/м. Использование волновой энергии в заполярных условиях представляет большие трудности в первую очередь из-за того, что максимум морского волнения приходится на холодное время года, когда температура воздуха принимает отрицательные значения, и все металлические конструкции подвергаются оледенению. Обслуживание волновых установок по этой причине, а также из-за наступления полярной

ночи, затруднено. Сложной в техническом плане является и передача энергии от волновых установок потребителю. В совокупности перечисленные факторы делают проблематичным использование энергии морских волн в Мурманской области.

Представленная оценка ресурсов возобновляемых источников энергии региона, анализ их достоинств и недостатков позволяют расставить следующие приоритеты их возможного практического использования.

Ресурсы солнечной энергии, энергии морских приливов и волн хоть и велики, но в ближайшей перспективе смогут найти в Мурманской области ограниченное применение, главным образом, из-за неблагоприятных природно-климатических условий.

В отличие от этого ресурсы ветровой энергии и гидроэнергии малых рек располагают очевидными предпосылками для их широкого использования. Вопросы их практического освоения заслуживают самого пристального внимания.

Региональная целевая программа развития возобновляемой энергетики в Мурманской области

В 2009 г. Центр физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН по заказу администрации Мурманской области разработал проект долгосрочной «Целевой программы развития возобновляемой энергетики в Мурманской области на период до 2015 года». Ее цель — создание в области условий для последовательного освоения возобновляемых источников энергии. Программа нацелена на решение следующих основных задач:

- развитие системной ветроэнергетики (сооружение ветропарков) в Кольской энергосистеме;
- участие ветроэнергетических установок в энергоснабжении удаленных децентрализованных потребителей (автономная ветроэнергетика);
- использование энергии ветра для теплоснабжения потребителей региона;
- использование гидроэнергии малых рек;
- подготовка мероприятий по стимулированию развития возобновляемой энергетики;
- проведение мероприятий по подготовке специалистов в области возобновляемой энергетики.

Поставленные цель и задачи определили структуру и содержание региональной целевой программы.

Раздел 1. Сооружение на северном побережье Кольского полуострова трех ветропарков для работы в составе Кольской энергосистемы.

Ветропарк мощностью 200 МВт (позиция 1 на рис. 4) вдоль дороги Мурманск—Териберка представлен ЗАО «Windlife Arctic Power» (дочерняя компания голландской фирмы «Windlife-Energy», зарегистрированной в России). Ожидается, что основным потребителем вырабатываемой энергии станет поселок газовиков в Териберке, куда в перспективе будет поступать природный газ со Штокмановского месторождения. Ветропарк располагается вблизи действующих Териберского и Серебрянского каскадов ГЭС. Полная стоимость ветропарка по предварительным расчетам может составить около 300 млн евро (13 млрд руб.).

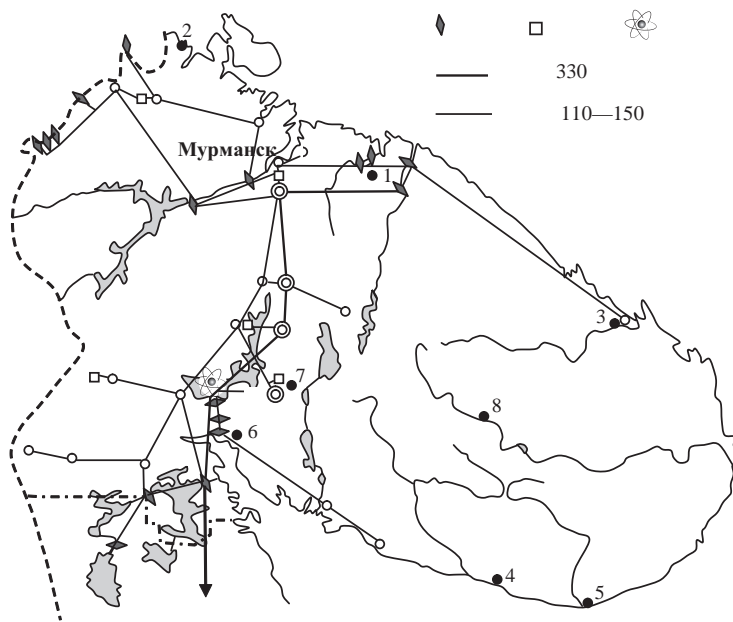


Рис. 4. Схема электрических сетей Кольской энергосистемы и расположение объектов возобновляемой энергетики:

- 1 — ветропарк 200 МВт около села Териберка; 2 — ветропарк 100 МВт вблизи поселка Лиинахамари; 3 — ветропарк 5 МВт в районе Островного;
- 4 и 5 — ВЭУ 250 кВт в селах Чаваньга и Чапома; 6 — ветропарк 80 МВт для теплоснабжения Кандалакши; 7 — ВЭУ для теплоснабжения ботанического сада в Кировске; 8 — малая ГЭС вблизи села Краснощелье

Ветропарк мощностью 100 МВт (позиция 2 на рис. 4) вблизи поселка Лиинахамари. Проект представлен российской управляющей компанией ООО «Русский Ветер» (С.-Петербург). Потребителями электроэнергии ветропарка в этом районе могут быть добывающие и перерабатывающие предприятия Кольской горно-металлургической компании. Предполагаемая стоимость проекта — около 150 млн евро (6,5 млрд руб.).

Ветропарк мощностью 5 МВт (позиция 3 на рис. 4) в Островном на крайнем северо-востоке Кольского полуострова. Проект направлен на улучшение состояния электроснабжения этого города, обеспечиваемого в настоящее время по одноцепной ЛЭП 150 кВ от каскада Серебрянских ГЭС. Предлагается ввести в действие несколько ветроэнергетических установок суммарной мощностью 4—6 МВт, а также две газотурбинные установки мощностью по 2,5 МВт. Для реализации этого предложения имеются весомые предпосылки: устойчиво высокий потенциал ветра, причальные сооружения для доставки оборудования, связь с энергосистемой, возможность дополнительного использования энергии ветропарка для целей теплоснабжения города. Ориентировочная стоимость проекта оценивается в 400 млн руб.

Раздел 2. Участие ветроэнергетических установок в энергоснабжении удаленных децентрализованных потребителей.

Раздел предусматривает сооружение двух ВЭУ мощностью по 200 кВт в селах Чаваньга и Чапома на побережье Белого моря (позиции 4 и 5 на рис. 4) для параллельной работы с имеющимися дизельными электростанциями. Проекты этих двух ВЭУ имеют большую социальную значимость, так как направлены на улучшение условий жизни в удаленных поселках и селах, повышение местной деловой активности, создание новых рабочих мест и производств.

Раздел 3. Использование энергии ветра для теплоснабжения потребителей.

Проект ветропарка мощностью 80 МВт в районе Кандалакши (позиция 6 на рис. 4) предложен предприятием «Колэнергосбыт» и ориентирован на участие в теплоснабжении этого города.

Проект сооружения ВЭУ в районе Кировска (позиция 7 на рис. 4) предложен Кольским научным центром РАН для теплоснабжения объектов (главным образом теплиц) Полярно-альпийского ботанического сада-института.

Раздел 4. Использование гидроэнергии малых рек.

Предложен проект автономной малой ГЭС мощностью 500 кВт на Ельреке (притоке Поноя) для энергоснабжения села Краснощелье (позиция 8 на рис. 4). Село находится в 160 км от ближайших источников централизован-

ного электроснабжения, обеспечивается энергией от местной дизельной электростанции, работающей на привозном жидком топливе, доставляемом по зимнику санно-тракторными поездами. Створ предлагаемой ГЭС на Ель-реке находится в 8 км от села.

Раздел 5. Экономическое стимулирование развития возобновляемой энергетики, организационная и информационная поддержка программы.

Раздел предусматривает разработку региональных нормативно-правовых актов, стимулирующих развитие возобновляемой энергетики в Мурманской области:

- подготовка процедур сертификации генерирующих объектов возобновляемой энергетики;
- разработка порядка льготного местного налогообложения и кредитования;
- введение системы надбавок (субсидий) к тарифам на энергию, производимую на объектах возобновляемой энергетики;
- разработка процедур компенсации расходов объектов малой энергетики на присоединение их к сети.

Раздел 6. Подготовка специалистов в сфере возобновляемой энергетики.

Подготовка специалистов требуется в области ветроэнергетики. Объекты малой гидроэнергетики в этом отношении мало отличаются от больших гидроэнергетических объектов, а специалистов в этой области продолжают готовить во многих вузах страны. Ветроэнергетические установки отличаются от гидротурбин как по режиму и методу эксплуатации и управления, так и по составу и конструкции основного оборудования. Поэтому для квалифицированной реализации ветроэнергетических проектов в Мурманской области планируется подготовка соответствующих специалистов среднего и высшего звена.

Объемы финансирования, целевые индикаторы и социально-экономическая эффективность программы. Выполнение Программы ориентировано на период до 2015 г. Общий объем финансирования — около 28 млрд руб. Реализация программы позволит увеличить в Мурманской области установленную мощность генерации на базе возобновляемых источников энергии с 0,2 до 386 МВт, поднять удельный вес ВИЭ в энергетическом балансе региона до 7,2% и обеспечить экономию органического топлива за счет их использования в объеме 350 тыс. т условного топлива в год. Программа будет способствовать снижению вредных выбросов в окружающую среду и улучшению экологической обстановки в регионе.

Сравнительная оценка энергоустановок малой мощности для децентрализованного энергоснабжения

Д. О. Смоленцев, О. Н. Ивина

Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН

Введение

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» одной из ключевых задач является развитие локальной энергетики. Обеспечение электроэнергией регионов, не входящих в единую энергосистему страны (ЕЭС), на данный момент составляет большую проблему, которая требует наискорейшего решения. На смену отработавшим эксплуатационный срок электростанциям должны прийти новые, более совершенные в экономическом и техническом плане энергоустановки. В основном, обеспечение энергоресурсами районов, не входящих в ЕЭС, происходит путем завоза топлива из соседних регионов. Ежегодно на осуществление процедуры северного завоза из областных и федеральных бюджетов выделяются сотни миллионов рублей. В Якутии доля транспортной составляющей в стоимости топливно-энергетических ресурсов доходит до 70—80%, что увеличивает стоимость и без того дорогостоящего сырья в два—четыре раза, сюда же относятся затраты на долгосрочное хранение топлива. Снизить зависимость регионов от завозных энергоресурсов — также первоочередная задача.

Одним из наиболее ярких примеров региона с децентрализованной энергосистемой в силу своей протяженности и удаленности друг от друга потребителей является Республика Саха (Якутия). Об этом свидетельствует «Программа оптимизации локальной энергетики Республики Саха на 2008—2013 годы». В ней освещены все упомянутые проблемы. Одними из основных целей плана мероприятий программы являются:

- доведение до 2015 г. среднетарифного тарифа на электроэнергию в Якутии до среднероссийского уровня;
- создание технологических предпосылок по снижению затрат на завоз и использование дизельного топлива в электроэнергетике;
- замещение локальной дизельной генерации централизованными энергоисточниками за счет строительства линий электропередач.

Большинство проводимых оценок было ориентировано на сравнение современных и устаревших в моральном и техническом плане технологий. Логично, что новые технологии на фоне старых выглядят сверхэффективными и сверхвыгодными. Поэтому текущие исследования подтверждают необходимость замены, но не отвечают на вопрос: «Чем замещать?»

Из-за сильных географических и социально-экономических различий районов задача о выборе энергетической альтернативы должна решаться для каждой площадки индивидуально, с учетом всей описанной специфики. Исследования, проводимые в рамках данной тематики, направлены на создание и отладку методики сравнительной экономической оценки, выявление критических характеристик энергоустановок. Создание и анализ инвестиционных моделей, отражающих особенности перспективных энергоустановок, поможет дать ответ на вопрос, какая из существующих альтернатив при прочих равных условиях является наиболее приемлемой для рассматриваемого района, не входящего в ЕЭС.

Методика сравнительной оценки

В качестве альтернативных источников энергии для расчета экономической эффективности и последующей сравнительной оценки были выбраны: атомная станция малой мощности, конденсационная электростанция (КЭС), работающая на угле, и ветродизельный комплекс (ВДЭК). В качестве топлива, используемого КЭС, был выбран уголь, из-за его стабильной цены по сравнению с нефтепродуктами, локальной распространенности и в связи с неоднократным упоминанием в федеральных программах о необходимости увеличения доли угля в энергобалансе страны.

Первый этап сравнительной оценки — расчет коммерческой эффективности проекта в целом. Для этого были созданы модели дисконтированных денежных потоков (DCF-модели), наиболее подходящие при сравнительном анализе. Основными моделируемыми потоками денежных средств в нашем случае являются:

- приток денежных средств: выручка от продажи электроэнергии;
- отток денежных средств: капиталовложения (КВ), операционные расходы, заработная плата, налоги и сборы, амортизация.

Моделирование происходит в одинаковом экономическом окружении. Последнее означает, что индексы роста цен берутся одинаковыми для всех проектов. Различие заключается во входных данных — характеристиках станций, которые задаются интервалами значений, что помогает учесть

фактор неопределенности информации (приведены в следующей части). На втором этапе рассчитываются показатели экономической эффективности проектов: чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), дисконтированный срок окупаемости (ДСО), удельные дисконтированные затраты на производство электроэнергии (УДЗ). На заключительном этапе строятся «трубы экономической эффективности», на которых отображаются наилучший и наихудший вариант развития проекта.

Исходные данные

В табл. 1 приведены основные параметры выбранных энергоустановок. В различных источниках экономические характеристики объектов энергетики сильно расходятся, а иногда даже противоречат друг другу. Чтобы избежать расхождения во входных параметрах, некоторые из них задаются интервалами значений. Границы интервалов охватывают большинство значений параметров, которые приводятся в отечественной и зарубежной литературе.

Таблица 1. Техничко-экономические параметры энергоустановок

Параметр	АСММ	КЭС на угле	ВДЭК
Установленная электрическая мощность, МВт	100	100	150 (ВЭС) + 50 (ДЭС)
Удельные КВ, тыс. руб./кВт	[105—135]	[60—75]	[48—60] (ВЭС) + [30—45] (ДЭС)
Постоянные издержки производства, (руб./кВт в год)/ (% КВ)	[6300—9450] включая топливную составляющую / [6—7]	[4800—7500] без учета топлива / [8—10]	[2310—4275]
КИУМ, %	80	80	[25—30] (ВЭС) — средняя скорость ветра 5—6 м/с + [50—60] (ДЭС)
Удельный расход топлива, г условного топлива/кВт·ч	—	280	250
Топливная составляющая, руб./т условного топлива	—	[2000—7000] (уголь)	20 600 (дизельное)
Срок строительства, лет	5	4	3
Срок службы, лет	40	30	20

Для анализа была выбрана установленная мощность станции 100 МВт, ее достаточно для обеспечения электроэнергией населенных пунктов с общей численностью населения порядка 15 тыс. человек и среднего промышлен-

ного предприятия. Для ВДЭК ввиду низкого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и необходимости резервирования мощностей взята несколько большая установленная мощность. В среднем ВДЭК с вышеприведенными параметрами эквивалентен чистым 70 МВт мощности. Как видно из данных табл. 1, АСММ характеризуются большими (105—135 тыс. руб./кВт) начальными капиталовложениями по сравнению с другими альтернативами. Уязвимым параметром ВДЭК, как уже отмечалось, является КИУМ, который сильно зависит от параметров ветропотенциала региона. В расчете берется среднегодовая скорость ветра на уровне 5—6 м/с, таким ветропотенциалом обладает ряд прибрежных районов Дальнего Востока и Севера страны. Для КЭС в расчете ее экономической эффективности основным фактором неопределенности является топливная составляющая. Цена завозимого топлива сильно зависит от района и способа доставки, и в среднем, для труднодоступных районов колеблется в пределах 2000—7000 руб./т условного топлива. Начальная отпускная цена электроэнергии взята равной 4 руб./кВт·ч. Ставка дисконтирования — 10%.

Основные результаты

На рис. 1—3 представлены «трубы экономической эффективности» рассматриваемых проектов. Для КЭС показан график с базовой стоимостью угля 4000 руб. за тонну условного топлива. На графиках показана временная зависимость ЧДД. Верхняя граница трубы соответствует максимальной эффективности проекта, соответственно, нижняя граница показывает наименее эффективный сценарий развития проекта. Множество точек внутри труб — это возможные варианты развития проекта, т. е. показатели экономической эффективности в рассматриваемый период могут принять любые значения, лежащие внутри трубы.

После расчета коммерческой эффективности проекта в целом по принятым исходным данным полученные показатели экономической эффективности сводятся для дальнейшего сравнения (табл. 2). Временные рамки выбранных проектов сильно различаются, например, срок эксплуатации АСММ в два раза больше, чем ВДЭК. Поэтому для сравнительного анализа удобно брать удельные показатели экономической эффективности. Наиболее наглядный параметр — УДЗ (в зарубежной практике LUEC), который показывает себестоимость электроэнергии, производимой станцией.

Но для начала опишем общую картину полученных показателей эффективности. Из графиков и табл. 2 видно, что ВДЭК обладает значительно худшей эффективностью по сравнению с другими проектами.

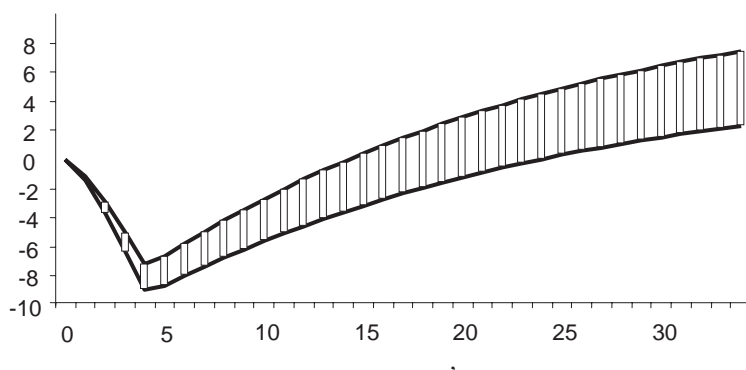


Рис. 1. ЧДД для КЭС на угле

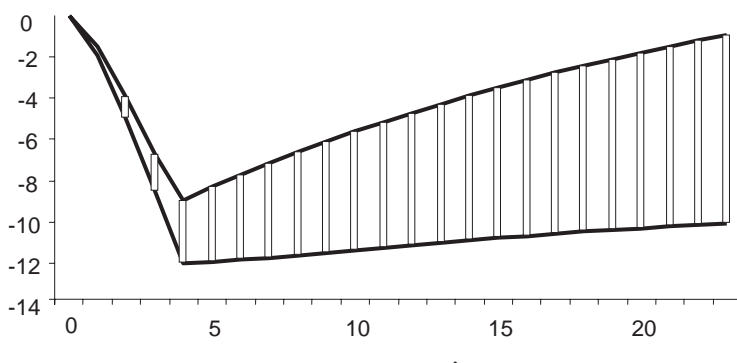


Рис. 2. ЧДД для ВДЭК

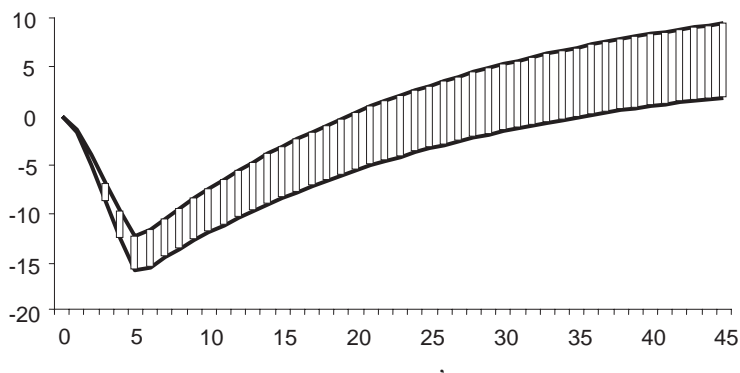


Рис. 3. ЧДД для АСММ

Таблица 2. Показатели экономической эффективности

Показатель	АСММ	КЭС на угле				ВДЭК
		3000 руб./т условного топлива	4000 руб./т условного топлива	5000 руб./т условного топлива	6000 руб./т условного топлива	
ЧДД, млрд руб.	2—9	5—9	2—7	0—5	(-2)—3	(-10)—(-1)
ДСО, лет	14—30	9—15	10—21	13—25	От 17	От 21
ВНД, %	11—14	14—18	12—17	10—15	8—13	До 9
УДЗ, руб./кВт·ч	2,7—3,7	2,7—3,4	3,0—3,7	3,3—4,0	3,6—4,3	4,2—5,8

Себестоимость электроэнергии, производимой ВДЭК, лежит в интервале от 4,2 до 5,8 руб./кВт·ч, что, конечно, ниже, чем для дизельных станций Якутии (примерно 14 руб./кВт·ч), но без соответствующего государственного субсидирования этот тариф можно считать неприемлемым. Остальные параметры экономической эффективности ВДЭК тоже заметно уступают другим рассматриваемым энергоустановкам. Отсюда можно сделать вывод, что на данном этапе развития ветроэнергетики она не может конкурировать с представителями традиционной энергетики. Что касается КЭС, то ее показатели сильно зависят от стоимости топлива (угля). В табл. 2 приведены показатели КЭС для четырех разных цен на топливо. АСММ становится сравнимой по экономической привлекательности с проектом КЭС при цене на уголь от 4000 руб./т условного топлива. Также стоит отметить, что проект КЭС окупается быстрее, чем АСММ, это связано с высокими КВ в атомной энергетике. Но для проекта КЭС чистый дисконтированный доход накапливается более медленными темпами, что объясняется наличием большой топливной составляющей в эксплуатационных затратах КЭС, которая зависит от базовой стоимости топлива. В заключение, для подкрепления наших рассуждений рассмотрим конкретный пример возможного применения источника малой мощности.

Географическая привязка

Рассмотрим выбранные нами станции в конкретном географическом и экономическом окружении (данные рассматриваемого района уже были использованы в предыдущих частях работы). Примером будет являться Усть-Янский улус Якутии. Улус расположен на севере Якутии. Площадь — 120,3 тыс. км². По территории улуса протекает река Яна. Улус имеет выход к морю Лаптевых. Общая установленная мощность ДЭС улуса составляет 44 МВт. Средний износ основных средств ДЭС — 40—70%. Поставка нефтепродуктов для ДЭС Усть-Янского улуса производится полностью извне

республики: от заводов-поставщиков топливо доставляется железнодорожным транспортом до накопительного порта в Усть-Куте (Иркутская область, река Лена) с последующей перевалкой через нефтебазу в танкерный флот Ленского речного пароходства для доставки по Лене, через Северный морской путь до устья реки Яна, где производится перевалка на флот Янского речного пароходства для доставки по Яне. При реализации такой процедуры завоза стоимость дизельного топлива достигает ориентировочно 31 руб./л. Данный район обладает высоким ветропотенциалом, среднегодовая скорость ветра 5—6 м/с.

Существует проект по освоению Кючусского золоторудного месторождения (50 км от поселка Усть-Куйга), потенциальным инвестором которого является ОАО «ЯГК» (ОАО «Полюс Золото»). Срок реализации 2014—2020 гг. Электрическая нагрузка составит ориентировочно 50 МВт. Существующие мощности не смогут удовлетворить потребности планируемого проекта, а строительство новых ДЭС только усугубит проблему завоза дизельного топлива. В качестве решения энергетической проблемы улуса можно рассматривать АСММ, ВДЭК, КЭС на угле. ВДЭК отсеивается из этого списка на этапе сравнительного анализа, как было описано выше. Чтобы сравнить оставшиеся станции, рассмотрим топливную составляющую КЭС. Поставка угля осуществляется из поселка Джебарики-Хая Томпонского улуса (река Алдан). Уголь в пути следования переваливается на суда смешанного сообщения «река-море» и доставляется по Лене до бара реки Яна. Затем производится повторная перевалка на суда Янского речного пароходства и дальнейшая перевозка до Усть-Куйги. Протяженность маршрута — 2753 км. Рядом с Джебарики-Хая добывается каменный уголь, который имеет большую энергоемкость по сравнению с бурым (1 т каменного угля примерно равна 1 т условного топлива). При реализации такого способа доставки угля на КЭС его стоимость для потребителя с учетом дотаций составляет 4500 руб./т, из которых 3300 — транспортная составляющая.

Если вернуться к табл. 2, то видно, что АСММ и КЭС при реализации их в Усть-Куйге будут иметь почти одинаковую экономическую эффективность, но реализация проекта КЭС не решает проблему зависимости региона от завозного топлива и требует дополнительных вливаний бюджетных средств, связанных с процедурой доставки и хранения больших объемов угля. Схожесть полученных результатов также говорит о необходимости детального анализа с учетом более широкого спектра показателей эффективности (безопасность, социальная эффективность, влияние на экологию и др.).

Обзор существующих и перспективных атомных станций малой мощности в Российской Федерации и за рубежом

В. В. Кузнецов

*Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики
им. Н. Л. Духова*

Введение

Согласно определению Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), к атомным станциям малой мощности относятся станции с реакторными установками единичной мощностью менее 300 МВт (э) [1]. Реакторы такого уровня мощности составляли основу ядерной энергетики на самых ранних этапах ее развития, но затем возобладала тенденция к увеличению мощности (для достижения экономических преимуществ, связанных с экономией масштаба). Постепенно это привело к появлению проектов атомных электростанций с реакторами единичной мощностью 1000—1600 МВт (э), которые наиболее часто вводятся в эксплуатацию в настоящее время.

Вместе с тем примерно в середине 1980-х годов зародилась альтернативная тенденция, которая способствовала разработке в некоторых странах реакторных установок целенаправленно малой мощности для использования в тех сегментах энергетического рынка, где АЭС с реакторами большой единичной мощности использоваться быть не могут. Странники этого направления приводят в защиту АСММ следующие основные аргументы:

- АСММ позволят расширить рынок мирного применения ядерной энергетики путем вовлечения в него тех сегментов, где ядерно-энергетические технологии в настоящее время не используются. В частности, АСММ могут быть использованы в регионах с малой мощностью электрических сетей, в удаленных и труднодоступных районах, а также там, где помимо электроэнергии требуются другие энергопродукты, такие как бытовое или промышленное тепло, пресная вода или перспективные энергоносители (например, синтетическое топливо или водород). Производство таких энергопродуктов может быть эффективно обеспечено АСММ, работающими в режиме когенерации.
- Вследствие малой единичной мощности капитальные инвестиции в проекты АСММ существенно меньше инвестиций, требуемых для проектов АЭС с реакторами большой единичной мощности. Кроме того, АСММ по-

звolyют при относительно небольших капитальных затратах на строительство каждого энергоблока поэтапно наращивать (а при необходимости, и снижать) суммарную мощность АЭС путем добавления (или выведения из эксплуатации) новых энергоблоков или реакторных модулей. Такой подход минимизирует связанные с проектом финансовые риски, а значит, может быть привлекательным как для частных инвесторов из неядерного сектора, так и для некоторых энергокомпаний.

- Некоторые проекты АСММ предусматривают длительный интервал работы реактора между перегрузками топлива, осуществляемыми на централизованном предприятии топливного цикла [2]. Такие АСММ могут представлять интерес для удаленных, труднодоступных районов, а также для стран с неразвитой инфраструктурой ядерной энергетики.

Одновременно разработки и планы реализации АСММ поставили на повестку дня ряд важных вопросов и проблем:

- обеспечение конкурентоспособности АСММ в предполагаемых применениях с учетом отсутствия у таких энергоустановок «положительного» экономического эффекта от экономии масштаба;
- обоснование возможности размещения АСММ в непосредственной близости от потребителей производимых ими электроэнергии и тепла (в качестве которых могут выступать и использующие тепло предприятия) ввиду сложившейся практики национальных надзорных органов, подерживающей в основном осуществление проектов удаленных от потребителей АЭС с реакторами большой единичной мощности.

На основе данных, опубликованных в открытой печати, ниже проведен краткий обзор существующих и разрабатываемых АСММ в России и за рубежом (включая спектр предназначенных к производству ими энергопродуктов), а также представлено состояние дел по обеспечению конкурентоспособности таких энергоустановок и безопасности при их размещении вблизи от конечных потребителей.

Обзор проектов существующих АСММ

В мире продолжают эксплуатироваться многие АЭС с реакторами малой мощности предыдущих поколений, однако большинство из них уже не подерживается разработчиками. По состоянию на сегодняшний день есть всего два проекта АСММ, для которых накоплен положительный опыт эксплуатации, и которые могут быть предложены на мировых рынках в самое

ближайшее время. Это индийский тяжеловодный реактор канального типа PHWR-220 и китайский реактор с водой под давлением QP-300 (табл. 1).

Таблица 1. Основные характеристики существующих АСММ

Характеристика	PHWR-220 (поставщик NPCIL, Индия) [3]	QP-300 (поставщик CNNC, Китай) [4]	КЛТ-40С (поставщик концерн «Росэнергоатом», Россия) [5]
Тепловая / электрическая мощность, МВт (брутто)	862 / 220	1000 / 310—325	2×150 / 2×35
КИУМ *, % / срок жизни АС, лет	89,3% / 40 лет	79% / 40 лет	85% / 40 лет
Сроки строительства / вид АС	60 месяцев / наземная	84 месяца / наземная	48 месяцев / плавучая
Тип перегрузки активной зоны (АЗ) / интервал между перегрузками	На ходу	Частичная / 14 мес	Перегрузка всей АЗ / перестановки сборок АЗ каждые 27,6 мес
Конфигурация АС	Моноблок	Моноблок	Двойной блок
Статус реализации проекта	15 блоков работают в Индии	1 блок работает в Китае и 1 в Пакистане, 1 новый блок строится в Пакистане	Строится в России, пуск в эксплуатацию запланирован на 2013 г.

* Коэффициент использования установленной мощности.

В Индии успешно эксплуатируются 15 блоков PHWR-220, однако дальнейшее строительство таких блоков не предполагается (на смену им придут энергоблоки с аналогичными реакторами большей единичной мощности — PHWR-700). В то же время Индия объявила о готовности экспортировать PHWR-220 (как и PHWR-540 и PHWR-700) в развивающиеся страны. Привлекательной стороной индийских реакторов являются относительно низкие удельные капитальные затраты на сооружение АЭС. Для PHWR-220 они не превышают 2000 долл. США за кВт (э) (в долларах 2009 г.). Низкие удельные капитальные затраты на строительство индийских АЭС связаны с высокой покупательной способностью твердой валюты в этой стране, а также с тем фактом, что все используемые при строительстве этих реакторов материалы и компоненты — индийские.

В Китае построен один блок реактора с водой под давлением QP-300, и строительство других таких блоков малой единичной мощности, по-видимому, не предполагается. Вместе с тем новые энергоблоки, аналогичные QP-300, будут строиться в Пакистане и также могут быть предложены на мировые рынки развивающихся стран.

Применительно к реакторам PHWR-220 отмечается, что с 2000 г. все проекты по их строительству в Индии были осуществлены в точном соответствии с графиком работ (или даже с некоторым опережением) и строго в рамках запланированного бюджета.

В табл. 1 включена также плавучая атомная станция с двумя реакторными установками КЛТ-40С, которая строится в настоящее время в России. Для этой станции пока не накоплен опыт эксплуатации (хотя используемые в ней реакторы основаны на опыте эксплуатации реакторов судовых энергоустановок, насчитывающем 6500 реакторо-лет). Плавучая атомная станция с реакторами КЛТ-40С, таким образом, занимает промежуточное положение между существующими и перспективными АСММ и поэтому рассмотрена также и в следующем разделе, посвященном перспективным АСММ.

Обзор проектов перспективных АСММ

За последние годы МАГАТЭ опубликовало ряд технических документов с описанием многих концепций и проектов РМСМ [1, 2]. Для рассмотрения в данной статье были выбраны только те перспективные АСММ, которые к настоящему времени достигли как минимум стадии разработки технического проекта. Список таких АСММ с указанием типов реакторов и планируемых сроков реализации первого блока представлен в табл. 2. Как видно из этой таблицы, 11 проектов АСММ, разрабатываемых в Аргентине, Индии, Китае, Республике Корея, России, США и Японии, нацелены на осуществление в виде пилотного или демонстрационного блока в нынешнем десятилетии.

Большинство (7 из 11) из проектов основаны на использовании реакторов с водой под давлением. В списке есть также один высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (ВТГР), разрабатываемый в Китае, один усовершенствованный тяжеловодный реактор, разрабатываемый в Индии, один быстрый натриевый реактор и один быстрый реактор, охлаждаемый эвтектикой свинец-висмут. В развернутой стадии строительства находится лишь один проект — российский проект плавучей атомной станции с двумя реакторными установками КЛТ-40С. Примечательно, что еще один проект, для которого уже начаты подготовительные работы на площадке, — китайский НТР-РМ основан на технологиях реакторов ВТГР, хотя и использует двухконтурную схему с силовым контуром на основе перегретого пара.

Представленные в табл. 2 реакторы с быстрым спектром нейтронов предусматривают работу с длительным интервалом работы между перегрузками топлива. С учетом инновационности такого подхода для гражданской атом-

ной энергетики в нынешнем десятилетии реально могут быть реализованы только демонстрационные прототипы таких реакторов.

В табл. 3 представлены некоторые технические характеристики перспективных АСММ.

Предметом наибольшей озабоченности разработчиков водоохлаждаемых реакторов являются аварии с потерей теплоносителя (ЛОСА). Все представленные проекты можно разделить на две группы по проектным решениям, используемым для того, чтобы исключить ЛОСА или предопределить более мягкий характер их протекания уже на уровне проектирования.

Таблица 2. Статус разработки и реализации проектов перспективных АСММ

Проект	Технология	Статус разработки проекта	Срок реализации проекта (план)
КЛТ-40С (Россия)	Реактор с водой под давлением	Плавучая АЭС в стадии строительства	2012 г.
HTR-PM (Китай)	ВТГР	Завершена разработка технического проекта	2013 г.
АБВ (Россия)	Реактор с водой под давлением	Завершена разработка технического проекта для предыдущего варианта плавучей АС Модифицируется проект РУ для увеличения длительности кампании топлива	2014—2015 гг.
SAREM-25 (Аргентина)	Реактор с водой под давлением	Завершается разработка технического проекта	Прототип: 2015 г.
SMART (Республика Корея)	Реактор с водой под давлением	Идет разработка технического проекта	~2015 г.
«NuScale» (США)	Реактор с водой под давлением	Завершается разработка технического проекта	2018 г.
«mPower» (США)	Реактор с водой под давлением	Идет разработка технического проекта	~2018 г.
АНWR (Индия)	Усовершенствованный тяжеловодный реактор	Завершается разработка технического проекта	~2018 г.
ВБЭР-300 (Казахстан, Россия)	Реактор с водой под давлением	Идет разработка технического проекта	После 2020 г.
СВБР-100 (Россия)	Быстрый Pb-Bi реактор	Идет разработка технического проекта	Прототип: 2019 г.
4S (Япония)	Быстрый натриевый реактор	Идет разработка технического проекта	После 2014 г.

Таблица 3. Характеристики перспективных АСММ

Наименование	Тепловая / электрическая мощность, МВт (брутто)	КИУМ, % / срок жизни АС, лет	Сроки строительства / вид АС	Тип перегрузки активной зоны / интервал между перегрузками	Конфигурация АС
КЛТ-40С (ОАО «ОКБМ Африкантов», Россия) [5]	2×150/2×35	85 / 40	48 мес / плавучая	Вся АЗ / перестановки топливных сборок каждые 27,6 мес	Двойной блок
HTR-PM (INET, Tsinghua University, Китай) [6]	250 / 105 (на один модуль)	85 / 40	48 мес / наземная	На ходу, транспорт шаровых твэлов	Двухмодульные и многомодульные АС
АБВ (ОАО «ОКБМ Африкантов», Россия) [2]	2×38 / 2×8,5	80 / 50	48 мес / плавучая или наземная	Фабричная сборка и снаряжение топливом / 12 лет	Двойной блок
CAREM-25 (CNEA, Аргентина) [1]	116 / 27	90 / 40	60 мес / наземная	Частичная / 11 мес	Моноблок
SMART (KAERI, Республика Корея) [1]	330 / 100	95 / 60	Менее 36 мес / наземная	Частичная / 36 мес	Моноблок
«mPower» («Babcock & Wilcox», США) [7]	400 / 125 (на один модуль)	Более 90 / 60	36 мес / наземная	Вся АЗ / 54—60 мес	Многомодульные АС
«NuScale», («NuScale Power Inc.», США) [8]	160 / 48 (на один модуль)	Более 90 / 60	36 мес / наземная	Частичная / 24 мес	Многомодульные АС
ВБЭР-300 (ОАО «ОКБМ Африкантов», Россия) [1]	917 / 325	92 / 60	48 мес / наземная или плавучая	Частичная / 24 мес	Моноблок или двойной блок
СВБР-100 (ОКБ «Гидропресс», Россия) [2]	280 / 101,5	95 / 50	42 мес / наземная Возможен плавучий вариант	Фабричная сборка и снаряжение топливом / 7—8 лет	Моноблок или многомодульные АС
4S («Toshiba Corporation», Япония) [2]	30 / 10. Вариант — 50 МВт (э)	95 / 30	12 мес на площадке АС / наземная	Вся АЗ / 30 лет	Моноблок

В первом подходе используется интегральная компоновка первого контура с парогенераторами, размещенными внутри корпуса реактора, и паровым пространством под куполом реактора, выполняющим функции компенсатора давления (так называемая самокомпенсация давления) (рис. 1). Такой подход, реализованный в проектах CAREM-25, SMART, «mPower» и «NuScale», позволяет уменьшить число трубопроводов первого контура и полностью исключить трубопроводы большого диаметра, т. е. устранить источник аварии LOCA с большой течью. В некоторых проектах (CAREM-25 и «mPower»)

внутри корпуса реактора расположены также приводы системы управления и защиты (СУЗ), что позволяет исключить аварии с несанкционированным выбросом стержня СУЗ в случае отрыва штанги стержня от привода.

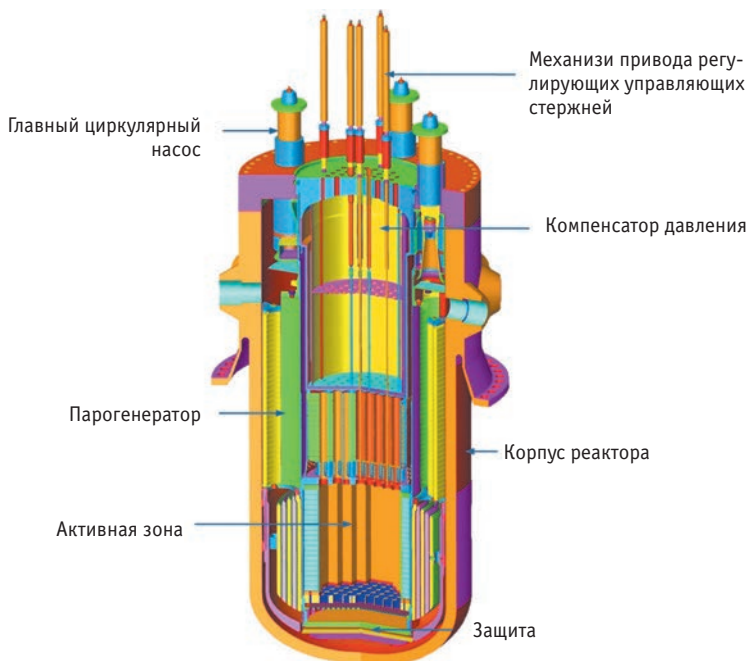


Рис. 1. Интегральная компоновка реактора SMART разработки KAERI (Республика Корея) [1]

Второй подход применяется только в российских проектах АСММ КЛТ-40С и ВБЭР-300, основанных на отработанных технологиях судовых реакторных установок. Этот подход связан с использованием компактной, модульной, герметичной компоновки первого контура. Компоненты ядерной паропроизводящей установки (реактор в корпусе, парогенератор, компенсатор давления, главный циркуляционный насос) те же, что и в традиционных реакторах с водой под давлением, но они соединены между собой короткими патрубками (рис. 2). Патрубки по возможности подсоединены к горячим участкам контура для минимизации скорости истечения при нарушении герметичности. Кроме того, в патрубках предусмотрены сужающие устройства и ограничители течи. Система химводоочистки находится целиком в пределах границы давления первого контура, что позволяет обеспечить герметичность.

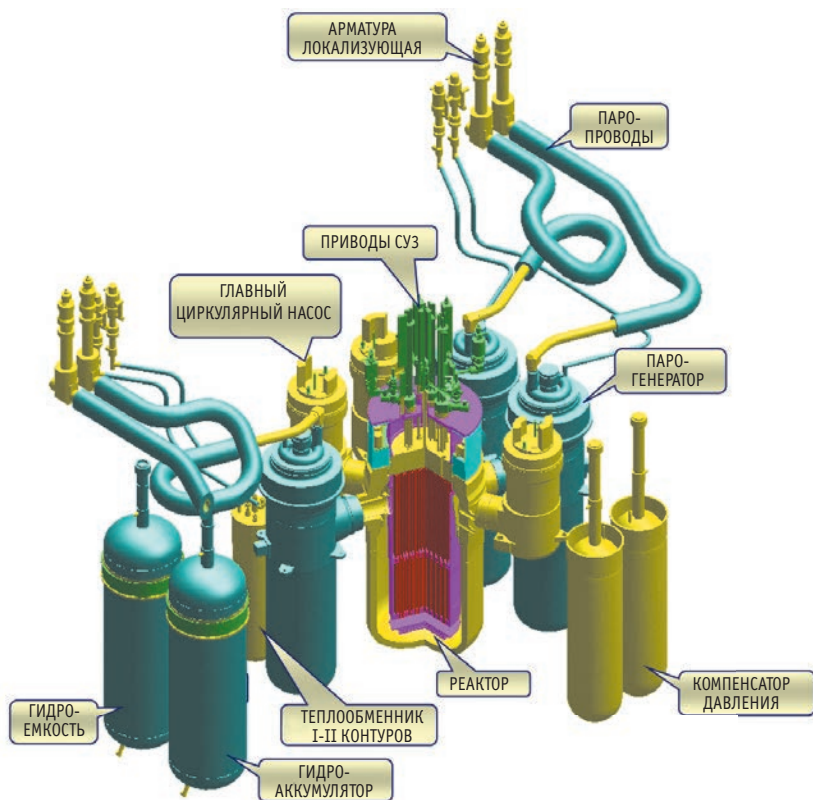


Рис. 2. Компоновка первого контура РУ КЛТ-40С разработки «ОКБМ Африкантов» [9]

Некоторые разрабатываемые АСММ (в частности, все разработки США, о которых было объявлено в последние годы) предусматривают гибкую мощностную конфигурацию, обеспечиваемую за счет использования многомодульной компоновки АС. Типичный вариант такой компоновки показан на рис. 3. Реакторные модули расположены ниже уровня земли, каждый модуль имеет свой силовой контур с турбогенератором, размещенным над уровнем земной поверхности, структуры реакторного отсека и турбинного здания, что позволяет при необходимости увеличивать или уменьшать число модулей.

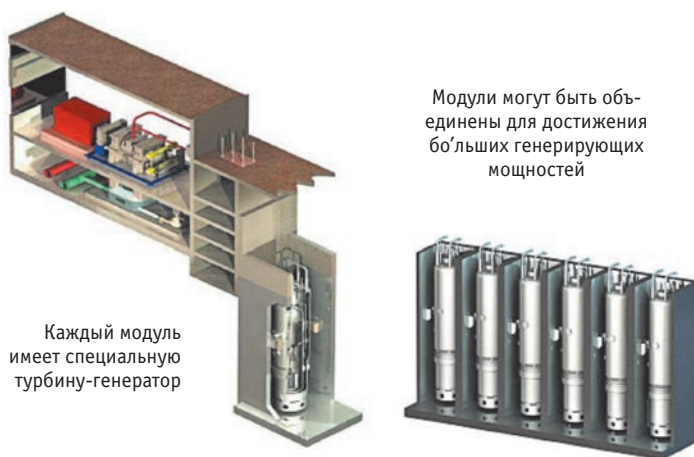


Рис. 3. Компоновка многомодульной АС «NuScale» (США) [8]

В усовершенствованном тяжеловодном реакторе АНWR небольшая мощность блока позволяет использовать только естественную циркуляцию теплоносителя во всех режимах работы и системах реактора.

Основным свойством внутренне присущей безопасности ВТГР, не зависящим от конструкции топлива, является возможность пассивного отвода тепла от активной зоны к наружной поверхности корпуса реактора только за счет надежных естественных процессов теплопроводности, конвекции и излучения во всех средах, без выхода радиоактивности за пределы покрытий топливных микрочастиц. Как уже отмечалось, в китайском НТR-PM используется двухконтурная схема с циклом Ренкина на перегретом паре. Соответственно, компоновка НТR-PM включает в себя парогенераторы, сконструированные и размещенные таким образом, чтобы минимизировать попадание пара в активную зону при газгерметизации трубок.

В быстрых реакторах, охлаждаемых эвтектикой свинец-висмут, небольшая единичная мощность реакторного модуля позволяет реализовать концепцию реактора фабричной сборки и заправки топливом с длительной топливной кампанией активной зоны. Это же справедливо и для быстрых натриевых реакторов малой мощности. Представленные в табл. 2 и 3 реакторы с быстрым спектром нейтронов (японский 4S и российский СВБР-100) имеют компоновку бассейнового типа с давлением в первом контуре, близким к атмосферному. Технологии СВБР-100 используют опыт разработки и эксплуатации свинцово-висмутовых судовых энергоустановок, насчитывающий 80 реакторо-лет.

Проблемы лицензирования проектов перспективных АСММ

Текущее состояние дел с лицензированием проектов АСММ, представленных в табл. 2 и 3, отражено в табл. 4.

Таблица 4. Статус лицензирования проектов АСММ (ноябрь 2010 г.)

Проект	Лицензирование завершено	Лицензирование начато	Начато предлицензионное рассмотрение надзорным органом
КЛТ-40С	Россия	—	—
CAREM-25	—	Аргентина	—
SMART	—	Республика Корея	—
HTR-PM	—	Китай	—
«mPower», «NuScale», «Hyperion»	—	—	США
4S	—	—	США
AHWR	—	—	Индия

При лицензировании АСММ в некоторых странах отмечаются следующие проблемы, которые могут привести к задержкам в осуществлении проектов:

- Использование в ряде проектов инновационных решений, таких как внутрикорпусные парогенераторы или компактные защитные оболочки, может потребовать пересмотра сложившейся практики периодических инспекций компонентов атомной станции, основанной на опыте эксплуатации водоохлаждаемых реакторов традиционных конструкций. Разумеется, разработчики должны будут представить обоснования возможности сокращения номенклатуры периодических инспекций, однако и надзорные органы должны будут разработать новые нормативные документы, допускающие принятие таких обоснований;
- Для неводных реакторов отмечаются проблемы, связанные с нехваткой в надзорных органах и национальных лабораториях персонала, имеющего право на экспертизу в области соответствующих технологий. Проблема отмечается, в том числе и в странах, которые в свое время разрабатывали реакторы, использующие неводные технологии, но затем прекратили эти разработки;
- Ряд проектов предусматривает длительную (до 30 лет) работу реактора между перегрузками. В гражданской энергетике нет опыта эксплуатации реакторов с таким длительным интервалом непрерывной работы, поэтому соответствующие проекты скорее всего будут сначала лицензированы на более короткий период, а уже затем по результатам периоди-

ческих тестов на действующей установке в подтверждение заявляемых характеристик безопасности смогут быть лицензированы на более длительный период. Следовательно коммерциализация таких АСММ будет отложена до того момента, когда будут получены подтверждения соответствия требованиям безопасности для реактора-прототипа.

Экономические характеристики АСММ и подходы к их определению

Оценку конкурентоспособности АСММ следует проводить для конкретных ожидаемых условий ее применения. Здесь возможны два варианта:

- АСММ планируется построить там, где станцию с большим реактором построить невозможно, и тогда экономику АСММ следует сравнивать с другими энергоисточниками, доступными в этом месте;
- можно рассмотреть серию последовательно строящихся АСММ в сравнении с меньшим количеством станций с реакторами большой единичной мощности.

В последнем случае необходимо учитывать факторы, связанные с последовательным строительством нескольких энергоблоков на площадке [10].

В условиях монопольного рынка с государственными займами на строительство атомных станций и регулируемые тарифами на электроэнергию предпочтительным экономическим показателем является нормированная на срок жизни станции стоимость единицы электроэнергии [11]:

$$LUEC = P_{\text{Electricity}} = \frac{\sum_t \frac{\text{Investment}_t + O\&M_t + \text{Fuel}_t + \text{Carbon}_t + \text{Decomissioning}_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{\text{Electricity}_t}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

где Electricity_t — количество электроэнергии, выработанной в t -й год; $P_{\text{Electricity}}$ — предполагаемая постоянной стоимостью электроэнергии; $(1+r)^t$ — фактор дисконтирования в t -м году; Investment_t — сумма инвестиций в проект в t -м году; $O\&M_t$ — эксплуатационные расходы в t -м году; Fuel_t — топливные затраты в t -м году; Carbon_t — налоги или пени за выбросы углерода в t -м году; Decomissioning_t — затраты на снятие с эксплуатации в t -м году.

В табл. 5 приведены нормированные значения стоимости электроэнергии и энергопродуктов АСММ, оцененные разработчиками. Данные разработчи-

ков были приведены к долларам 2009 г. с использованием поправочных коэффициентов, данных в [12].

Таблица 5. Стоимость энергопродуктов АСММ с водоохлаждаемыми реакторами, долл. (2009 г.)

Проект	Электрическая мощность, МВт (э)	Нормированная стоимость электроэнергии *, цент/кВт·ч	Нормированная стоимость тепла, долл./Гкал	Нормированная стоимость пресной воды, цент/м ³
PHWR-220 [3]	220	3,9 5,0 при 7%-ном DR	—	100—110 при 7%-ном DR
КЛТ-40С [5]	35	4,9—5,3	21—23	85—95
АБВ [2]	8,5	≤ 12	≤ 45	≤ 160
CAREM-25 [1]	27	~ 4,2 при 8%-ном DR	—	81 при 8%-ном DR
SMART [1]	100	6	—	70
ВБЭР-300, двойной блок [1]	325	3,3 плавучая АС 3,5 наземная АС	18	—
АНWR [1]	300	2,5 одна АС 2,4 четыре АС на площадке	—	—
HTR-PM [6]	250	5,1	—	—
СВБР-100 [2]	280	1,9 для многомодульной АС 1600 МВт (э) 4,2 для четырехмодульной АС 400 МВт (э)	—	88 для четырехмодульной АС 400 МВт (э)
4S [2]	30	13—29	—	—

* По умолчанию при 5%-м факторе дисконтирования (DR).

В отчете Агентства по ядерной энергетике Организации экономического сотрудничества и развития ОЭСР [13] предложена следующая эмпирическая методика оценки соотношения стоимости первой и последующих АС, основанная на опыте Франции по серийному строительству АС в 1980-е годы:

1. Первый блок несет на себе все расходы, связанные с тем, что АС — первая в своем роде.
2. Если T_0 — стоимость проекта n -го блока ($n = 2, \dots$), то при условии строительства одного блока на площадке и без учета экономии серийного производства компонентов промышленностью:

$$\left. \begin{aligned} T &= (1+x)T_0 \text{ — стоимость проекта первой в своем роде АС, } x=0,15\text{—}0,55; \\ T &= yT_0 \text{ — стоимость проекта второй АС для случая строительства пары} \\ &\text{блоков на площадке, } y=0,74\text{—}0,85; \\ T &= zT_0 \text{ — стоимость проекта третьей АС для случая строительства двух} \\ &\text{пар блоков на площадке, } z=0,82\text{—}0,95; \\ T &= yT_0 \text{ — стоимость проекта четвертой АС для случая строительства двух} \\ &\text{пар блоков на площадке, } y=0,74\text{—}0,85, \text{ независимо от того, в первой} \\ &\text{или во второй паре находится этот блок.} \end{aligned} \right\} (2)$$

3. Экономия серийного производства компонентов промышленностью может быть учтена по формуле

$$T'_n = T_n (1+k)^{n-2}, \quad n = 2, \dots, k = 0\text{—}0,02.$$

Уравнение экономии масштаба выглядит следующим образом [13]:

$$\text{Cost}(P_1) = \text{Cost}(P_0) \left(\frac{P_1}{P_0} \right)^n, \quad (3)$$

где $\text{Cost}(P_1)$ — стоимость АС единичной мощностью P_1 ; $\text{Cost}(P_0)$ — стоимость АС единичной мощностью P_0 ; n — коэффициент масштабирования: $n = 0,45\text{—}0,61$ [14].

Используя уравнение (3), важно иметь в виду, что:

- заданная им зависимость справедлива только в случае масштабирования проекта без внесения в него изменений; если проект оказывается более простым, например, за счет использования меньшего количества активных систем безопасности, то он попадет на другую кривую масштабирования, лежащую ниже;
- оно существенно упрощено, в реальности каждый из компонентов атомной станции имеет собственную кривую масштабирования, по-своему масштабируются и не прямые затраты на сооружение станции.

Так или иначе, эффект масштабирования сам по себе оказывает крайне негативное влияние на удельные капитальные затраты АСММ. Так, для АСММ единичной мощностью 300 МВт (э) при масштабировании от атомной станции с реактором единичной мощностью 1200 МВт (э) и при значении $n = 0,6$ оказывается, что удельные (на единицу мощности) капитальные затраты для АСММ будут на 74% выше, чем для станции с реактором единичной мощностью 1200 МВт (э).

В то же время, если предположить, что на одной площадке строятся два двойных блока с АСММ по 300 МВт (э) каждая, а упрощения в проекте АСММ описываются коэффициентом 0,85, то при $n = 0,6$ и факторе дисконтирования 5% эффективные удельные капитальные затраты на сооружение каждого из блоков АСММ окажутся всего на 10—22% выше, чем для станции с одним реактором единичной мощностью 1200 МВт (э), при условии, что срок строительства каждой АСММ — три года, а реактора единичной мощностью 1200 МВт (э) — шесть лет. Приведенный в табл. 6 пример иллюстрирует важность учета факторов, задаваемых соотношениями (1) и (2), при оценке экономичности АСММ в каждом конкретном случае осуществления их проектов.

Таблица 6. Эффективные (в расчете на один реактор) удельные капитальные затраты для случая строительства на одной площадке четырех АСММ единичной мощностью 300 МВт (э) каждая и одной атомной станции с большим реактором единичной мощностью 1200 МВт (э)

Экономия от строительства четырех блоков АСММ на одной площадке	Фактор упрощения конструкции АСММ	Снижение стоимости инвестиций при сокращении сроков строительства с шести до трех лет (для АСММ)	Эффект экономии масштаба	Отношение удельных капитальных затрат АСММ единичной мощностью 300 МВт (э) и атомной станции с большим реактором единичной мощностью 1200 МВт (э) (фактор дисконтирования — 5%)
0,81—0,9	$\times 0,85$	Фактор дисконтирования 5%: $\times 0,92$	$n = 0,6: \times 1,74$	1,10—1,22

Примечание. При расчетах данных этой таблицы были использованы формулы (1)—(3).

Обоснование возможности размещения АСММ вблизи от потребителей их продукции

Возможность снижения или даже полного исключения защитных мер за пределами площадки АС рассматривается для многих проектов АСММ (табл. 7).

Обоснования возможности снижения требований к защитным мерам за пределами площадки атомной станции и уменьшения радиуса защитной зоны вокруг станции в настоящее время выполняются с использованием детерминистических методов и дополнительных к ним расчетов частоты

раннего большого выброса радиоактивности в окружающую среду (Large Early Release Frequency — LERF).

Таблица 7. Радиус зоны планирования защитных мер за пределами площадки, оцененный разработчиками АСММ [9]

Оцененный необходимый радиус защитной зоны	Проект АСММ
Полное отсутствие необходимости защитных мер за пределами площадки	AHWR, 4S
Сниженные или полностью исключенные требования к защитным мерам за пределами площадки	CAREM-25, «mPower», «NuScale», HTR-PM
1 км (эвакуация населения не требуется ни на каком расстоянии от атомной станции)	КЛТ-40С, ВБЭР-300, АБВ
Нет информации	SMART, СВБР-100

В ряде стран разрабатываются риск-информированные (risk-informed) подходы к такого рода обоснованиям, которые могут дать более объективную, менее консервативную оценку требуемых защитных мер и радиуса защитной зоны по сравнению с методами, используемыми в настоящее время [15]. Однако практическая реализация риск-информированных подходов зависит от их признания национальными надзорными органами, чего пока не наблюдается в мире в целом. Единственным исключением является Аргентина, где в настоящее время риск-информированный подход к обоснованию безопасности атомных станций уже стал частью национальной системы нормативных требований [9] (рис. 4).

Частота больших выбросов может быть сделана сколь угодно малой (для атомной станции как с большими, так и с малыми реакторами) за счет применения основанных на различных принципах действия, многократно резервированных активных или активных и пассивных систем безопасности. Параметры же выброса, т. е. последствия, будут существенно меньше именно для реакторной установки малой единичной мощности вследствие меньшей топливной загрузки активной зоны, меньшей запасенной неядерной энергии и меньшей суммарной мощности остаточного тепловыделения. Реализация риск-информированного подхода, в основе которого лежит вероятностный анализ безопасности третьего уровня, позволит отследить количественные различия не только в частоте, но и в соответствующих определенным частотам параметрах выброса, т. е. последствиях. В свою очередь, это позволит должным образом учесть реальные преимущества АСММ в требованиях к защитным мерам за пределами площадки АС.

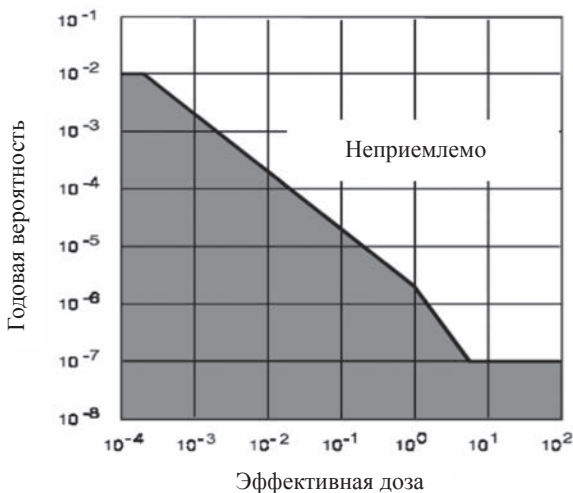


Рис. 4. Риск-информированные нормативные требования для обоснования безопасности атомных станций в запроектных авариях, принятые в Аргентине [9]

Возможный вариант риск-информированного подхода к оценке безопасности АС подробно представлен в публикации МАГАТЭ [15]. В настоящее время такой подход еще не стал консенсусным, т. е. не включен в стандарты безопасности МАГАТЭ.

Неэлектрические применения АСММ

В табл. 8 и 9 представлены данные об энергопродуктах перспективных АСММ. Когенерация тепла предусмотрена в проектах всех российских АСММ. АСММ, разрабатываемые в Республике Корея и Индии, предусматривают работу в режиме когенерации с производством пресной воды. Российские АСММ также предусматривают когенерацию с производством пресной воды в качестве варианта для атомных станций, предназначенных на экспорт. В японском быстром натриевом реакторе 4S предусмотрено производство водорода и кислорода методом высокотемпературного электролиза.

Для перспективных АСММ, разрабатываемых в Китае и США, неэлектрические применения указываются в качестве варианта. Несколько настороженное отношение разработчиков к включению неэлектрических применений в конфигурацию АСММ связано с тем, что недавно проведенные исследования мировых рынков развивающихся стран показали, что основные потребности в АСММ связаны с производством прежде всего электроэнергии [9].

Разработчики таких АСММ стремятся как можно скорее осуществить свои проекты в варианте только с производством электроэнергии и рассматривают неэлектрические применения как опцию для более отдаленной перспективы.

Таблица 8. Энергопродукты АСММ с водоохлаждаемыми реакторами

Проект	Технология	Электрическая мощность, МВт (э)	Тепло, Гкал/ч	Пресная вода, м ³ /день	Технологический пар, т/ч (°С)
PHWR-220 [3]	Тяжеловодный реактор	202	Нет	6300 вариант	Нет
КЛТ-40С [5]	Реактор с водой под давлением	2×35	2×25 при 2×35 МВт (э)	20 000—100 000 вариант	Нет
SMART [1]	Реактор с водой под давлением	90	150 при 90 МВт (э) вариант	40 000	Нет
АБВ [2]	Реактор с водой под давлением	2×7,9	До 2х12	До 20 000 вариант	Нет
ВБЭР-300 [1]	Реактор с водой под давлением	302	150	Вариант	Нет
«NuScale» [8]	Реактор с водой под давлением	540 (12-модульная станция)	Нет	Вариант	209,2 (264°С) вариант
АНВР [1]	Усовершенствованный тяжеловодный реактор	300	Вариант	500 (с использованием сбросного тепла)	Нет

Таблица 9. Энергопродукты АСММ с неводоохлаждаемыми реакторами

Проект	Технология	Электрическая мощность, МВт (э)	Тепло, Гкал/ч	Пресная вода, м ³ /день	Водород, т/день	Технологический пар
СВБР-100 [2]	Быстрый реактор со свинцово-висмутовым теплоносителем	100—1600 в зависимости от числа модулей	520 при 380 МВт (э) (четырёх-модульная станция)	200 000 при 9,5 МВт (э) вариант	Нет	Нет
4S [2]	Натриевый быстрый реактор	10	Вариант	34 000 вариант	6,5 вариант	Вариант

Заключение

Проект АСММ с тяжеловодным реактором PHWR-220, разработанный в Индии, и проект АСММ с реактором с водой под давлением QP-300, разработанный в Китае, предлагаются или могут быть предложены на мировых рынках уже сегодня. Для них накоплен опыт эксплуатации, они были недавно реализованы в Индии (PHWR-220), Китае и Пакистане (QP-300).

Применительно к индийским тяжеловодным реакторам отмечается, что все недавние проекты строительства АЭС были осуществлены в полном соответствии с графиком и в рамках отведенного бюджета.

Около десятка проектов АСММ находятся в продвинутой стадии разработки и имеют шанс быть реализованными в течение нынешнего десятилетия

В России ведется строительство плавучей АЭС с двумя реакторами КЛТ-40С, которую планируется пустить в эксплуатацию в 2013 г. В стадии лицензирования находятся проекты HTR-PM (Китай), SMART (Республика Корея), CAREM-25 (Аргентина). В стадии предлицензионного рассмотрения в надзорных органах находятся проекты «NuScale» (США), «mPower» (США), 4S (Япония, рассматривается в США) и АНWR (Индия); для них предварительно определены сроки начала формального лицензирования.

Примечательно, что среди АСММ, проекты которых могут быть реализованы в самой ближайшей перспективе, не только АС, основанные на реакторах с водой под давлением, но и один высокотемпературный газоохлаждаемый реактор двухконтурной компоновки с перегретым паром в силовом контуре (HTR-PM, Китай).

В качестве привлекательных свойств перспективных АСММ можно отметить следующее:

- АСММ дают возможность существенного расширения рынка мирных применений ядерной энергетики путем привлечения тех пользователей, для которых станции с реакторами большой единичной мощности по той или иной причине недоступны;
- АСММ характеризуются относительно небольшими абсолютными капитальными затратами на реализацию проекта, что обеспечивает меньший финансовый риск и может способствовать привлечению частных инвесторов;
- АСММ обеспечивают эффективную возможность постепенного наращивания мощностей и создания станций гибкой мощностной конфигура-

ции АС, а также разнообразие и гибкость неэлектрических применений при работе в режиме когенерации.

Масштабной реализации проектов АСММ будут способствовать:

- обоснование экономической конкурентности в предполагаемых применениях и привлечение частных инвестиций к разработке и коммерциализации проектов;
- обоснование возможности снижения размеров защитной зоны вокруг АС и размещения АС ближе к потребителям.

Литература

1. Status of Innovative Small and Medium Sized Reactor Designs 2005: Reactors with Conventional Refuelling Schemes / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2006. — (IAEA-TECDOC-1485).
2. Status of Small Reactor Designs without On-site Refuelling / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2007. — (IAEA-TECDOC-1536).
3. *Thakur S.* Positive experience with SMRs in India, lessons learned in previous two decades and future plans / NPCIL, India. — [S. l.], 2007.
4. Design and Development Status of Small and Medium Reactor Systems 1995. — (IAEA-TECDOC-881).
5. Advanced Reactor Information System (ARIS), Pilot Version / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2010 (http://aris.iaea.org/ARIS/reactors.cgi?requested_doc=report&doc_id=73&type_of_output=html).
6. *Zuoyi Zhang, Zongxin Wu, Dazhong Wang* et al. Current status and technical description of Chinese 2×250MWth HTR-PM demonstration plant // Nuclear Engineering and Design. — 2009. — Vol. 239. — P. 1212—1219.
7. Babcock & Wilcox Modular Nuclear Energy, B&W mPower Brochure (2010) // <http://www.babcock.com/library/pdf/E2011002.pdf>.
8. NuScale Power, Overview of NuScale Technology (2008) // <http://www.nuscalepower.com/ot-Scalable-Nuclear-Power-Technology.php>.
9. Design Features to Achieve Defence in Depth in Small and Medium Sized Reactors / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2009. — (Nuclear Energy Series Report NP-T-2.2).

10. *Kuznetsov V., Barkatullah N.* Approaches to Assess Competitiveness of Small and Medium Sized Reactors // Proceedings of the International Conference on Opportunities and Challenges for Water Cooled Reactors in the 21st Century, 27—30 October 2009 / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2010. — (Paper 1S01).
11. Projected Costs for Generating Electricity Paris, 2010.
12. Measuring Worth: <http://www.measuringworth.com/uscompare>.
13. Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants / Intern. Energy Agency and Intern. Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-Operation and Development. — Paris, 2000. — (OECD Publications).
14. *Rouillard J., Rouyer J. L.* Technical and Economic Evaluation of Potable Water Production Through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means / Commissariat à l'énergie atomique, contributor to IAEA-TECDOC-666. — [S. l.], Sept. 1992.
15. Small Reactors without On-site Refuelling: General Vision, Neutronic Characteristics, Emergency Planning Considerations, and Deployment Scenarios: Final Report of IAEA Coordinated Research Project on Small Reactors without On-site Refuelling / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2010. — (IAEA-TECDOC-1652).

Атомные станции с реакторной установкой СВБР-100: формирование требований к продукту

А. В. Кудрявцева
ОАО «АКМЭ-инжиниринг»

В настоящее время в мире растет интерес к атомным комплексам с реакторными установками (РУ) малой и средней мощности. Такие комплексы могут использоваться для тепло- и электроснабжения потребителей, опреснения воды, в нефтехимии и т. д.

Интерес к этому продукту поддерживают многие факторы:

- потенциально более высокая экономическая эффективность по сравнению с крупномасштабной атомной энергетикой, обеспечиваемая в первую очередь снижением рисков инвесторов за счет более низкого уровня инвестиций и более равномерного их распределения, экономическими эффектами от серийного и модульного производства;
- снижение экологических рисков;
- многофункциональность атомного комплекса;
- возможность размещения в непосредственной близости от потребителя;
- повышение надежности энергоснабжения за счет более низкого уровня риска полного останова многомодульной станции по сравнению с традиционной;
- возможность фиксации цены на продукты атомного комплекса на перспективу до 7—10 лет (для малых реакторов с длительной топливной кампанией);
- относительная простота встраивания в существующую энергосистему, возможность длительной работы (на горизонте топливной кампании) в автономном режиме и пр.

Наиболее перспективным рынком для малой атомной энергетики в международном масштабе считаются страны Юго-Восточной Азии и Африки, локальные энергосистемы в странах СНГ. По оценкам Международного агентства по атомной энергии, до 2030 г. в мире может быть построено до 100 реакторов малой и средней мощности.

Разработки таких комплексов ведутся научными и инженеринговыми организациями России, США, Японии, Европы, Южной Кореи, Аргентины и других стран.

В России сложилась очень благоприятная ситуация для развития технологий реакторов малой мощности. Нарботан значительный опыт использования малых реакторов для транспортных установок. Развитие подобных проектов поддерживают как государство, так и частные инвесторы. Так, в 2010 г. Росатом приступил к реализации федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010—2015 годов и на перспективу до 2020 года», задающей основные направления развития технологий атомной энергетики на среднюю и долгосрочную перспективу. Одним из ключевых проектов этой программы является частно-государственный проект по разработке и сооружению опытно-промышленного энергоблока с реакторной установкой на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем установленной электрической мощностью 100 МВт (СВБР-100) — проект СВБР.

Партнерами по проекту выступают Росатом и крупнейшая частная энергетическая компания России «ЕвроСибЭнерго» (принадлежит «En+ Group»), учредившие в декабре 2009 г. совместное предприятие для реализации проекта — ОАО «АКМЭ-инжиниринг».

Опытный энергоблок (ОПЭБ) станет прототипом серийных атомных комплексов для региональных и локальных энергосистем с диапазоном мощностей 100—600 МВт (э).

В рамках реализации работ по проекту ведется разработка предпроектной документации. Начало сооружения запланировано на 2013 г. Эксплуатация опытно-промышленного энергоблока начнется в 2017 г. Наряду с сооружением ОПЭБ к 2018 г. будет разработан типовой проект атомной станции с РУ СВБР-100 и развернута инфраструктура для производства серийных модулей СВБР-100, которое планируется начать с 2019 г. Работа над проектом ведется как с привлечением ведущих российских профильных научно-исследовательских, проектно-конструкторских и производственных организаций (Физико-энергетический институт им. академика А. И. Лейпунского, ОКБ «Гидропресс», Атомэнергопроект и др.), так и с привлечением иностранных партнеров.

Одной из основных задач проекта на текущий момент является формирование ключевых параметров атомных станций с РУ СВБР (технических требо-

ваний к типовому проекту станции с РУ СВБР), которые обеспечат их конкурентоспособность по сравнению с другими технологиями генерации.

Основными требованиями, которые должна обеспечивать технология реакторной установки малой мощности, являются повышенный уровень безопасности, позволяющий размещать атомный комплекс непосредственно рядом с потребителем, маневренность, простота эксплуатации, экономическая эффективность по сравнению с альтернативными типами генерации. Также важно удовлетворение требованиям в отношении нераспространения ядерных материалов. Еще одним важным условием конкурентоспособности является срок выхода на рынок с серийным продуктом и соответствующей сервисной инфраструктурой (горизонт 2016—2020 гг.).

Для реализации проекта была выбрана технология СВБР, обеспечивающая удовлетворение ряда обозначенных выше требований, в том числе:

- принципиально более высокий уровень безопасности реакторной установки, не подверженный влиянию человеческого фактора за счет использования химически инертного теплоносителя с очень высокой температурой кипения;
- возможность выбора потребителем оптимального типа топлива за счет соответствующих свойств физики активной зоны реактора.

Используемые в проекте решения, в том числе многофункциональность станции, модульный принцип сооружения и использование современных технологий управления жизненным циклом проекта (PLM), включая разработку информационной модели жизненного цикла продукта (6D-модель), обеспечивают соответствие атомных комплексов требованиям потребителей в части функциональности и формата продукта.

Технические требования, предъявляемые к энергоблоку, также учитывают необходимость соответствия основных технических решений не только требованиям российского законодательства в области атомной энергии, но и основным требованиям регулирующих органов Европы и США, рекомендациям МАГАТЭ. Это позволит существенно снизить риски, связанные с возможной необходимостью лицензирования типовых проектов в зарубежных странах. Proposal for a Technology-Neutral Safety Approach for New reactor Designs / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2007. — (IAEA TECDOC-1570).

Проекты атомных станций малой и средней мощности, направления их технико-экономической оптимизации

*В. В. Петрунин, Ю. П. Фадеев, Л. В. Гуреева, С. Е. Скородумов
ОАО «ОКБМ Африкантов»*

Ключевым условием внедрения АС малой и средней мощности в энергетику является обеспечение экономических и эксплуатационных преимуществ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе, при этом необходимо учитывать, что уменьшение мощности атомного энергоисточника сопровождается ростом величины удельных капложений в сооружение. Обеспечение конкурентоспособности требует применения инновационных решений, обеспечивающих снижение затрат на сооружение и эксплуатацию атомных станций (АС), а также упрощение эксплуатации таких АС.

По данным Международного агентства по атомной энергии, сегодня имеется более 60 проектов и концепций атомных энергоблоков малой и средней мощности (АСМСМ). Эти проекты характеризуются разной степенью готовности к реализации, но единой направленностью — быстрой реакцией на реальный рыночный спрос. Очевидно, что предложение должно соответствовать запросам и требованиям потребителя.

К числу основных требований для атомных энергоблоков малой и средней мощности можно отнести: гарантированный уровень безопасности и экологичности, позволяющий без неприемлемого риска приблизить АС к потребителям, высокая маневренность для гибкого отслеживания потребностей локального потребителя, гарантированное обеспечение режима нераспространения, простота и надежность в эксплуатации за счет высокой степени автоматизации, минимизация объема обслуживания — переход на сервисное обслуживание станции, модульный подход в конструкции реакторной установки (РУ) и технологии сооружения энергоблока, дающий возможность радикально сократить сроки сооружения путем использования реакторных модулей и укрупненных строительных конструкций заводского изготовления, гибкое изменение состава и конструкции модулей в зависимости от требований заказчика.

Дополнительными специфическими требованиями к АСМСМ являются: обеспечение возможности расширения областей применения энергоисточника помимо производства электричества включая когенерацию тепловой энер-

гии, опреснение морской воды, производство водорода; возможность многоцелевого использования в составе различных объектов (суда, плавучие и наземные АС, буровые платформы и др.), а также минимальная зависимость от наличия высокотехнологичной инфраструктуры и квалифицированной рабочей силы в районе размещения.

Кроме того, решающим аргументом для потребителя является референтность решений, т. е. опыт успешного создания и эксплуатации демонстрационного (прототипного) объекта.

Технической основой создания АСМСМ является использование освоенных технологий судовых ядерных реакторов (опыт эксплуатации более 460 реакторов с общим сроком службы более 6500 реакторо-лет), опыт эксплуатации реакторов типа ВВЭР, разработки и лицензирования реактора КЛТ-40С плавучей атомной теплоэлектростанции, а также разработки проектов АС теплоснабжения крупных городов (АСТ-500).

ОАО «ОКБМ Африкантов» на основе имеющегося опыта разработало ряд проектов реакторных установок, наиболее подходящих для такого вида энергоисточников, — АБВ, КЛТ-40С, РИТМ-200 и ВБЭР-300.

Рассмотрим основные особенности проектов РУ, обладающих наибольшими перспективами реализуемости в настоящее время.

РУ АБВ с $N_{\text{теп}} = 16\text{—}45$ МВт и $N_{\text{эл}} = 4\text{—}10$ МВт. РУ АБВ — это унифицированные РУ с реакторами интегрального типа и стопроцентной естественной циркуляцией первого контура с встроенной парогазовой системой компенсации для наземных и плавучих АС. Основное оборудование реакторной установки сконструировано на баке металло-водной защиты в единый парогенерирующий блок (ПГБ). Обеспечение гарантированного уровня безопасности осуществляется за счет развитых внутренне присущих свойств самозащищенности и систем безопасности пассивного принципа действия. Монтаж установки осуществляется агрегатным способом (сборка в блоки или агрегаты на предприятии-изготовителе), что ведет к сокращению объема сборочных работ на монтаже и сроков строительства. Блоки транспортируются железнодорожным, автомобильным и водным транспортом.

Для дальнейшего совершенствования проекта предусмотрены следующие направления оптимизации: обеспечение возможности использования РУ в более широком диапазоне мощностей 4—18 МВт, увеличение энергозапаса активной зоны до 3,1 ТВт·ч с обеспечением интервала между перегрузками до 10 лет, минимизация состава систем нормальной эксплуатации, безопасности и обслуживающих систем, гибкость состава и конструкции модулей в

зависимости от требований заказчика. Благодаря компактности и широкому диапазону перекрываемых мощностей РУ АБВ может быть использована в качестве энергоисточника для транспортных судов различного назначения, промысловых баз, плавучих станций для тепло- и электроснабжения потребителей в прибрежной зоне, энергоопреснительных комплексов, наземных станций для автономного энергоснабжения труднодоступных районов, автономного энергоснабжения морских нефтедобывающих платформ, энергоснабжения подводных буровых платформ и танкеров.

РУ РИТМ-200М с $N_{\text{теп}} = 150$ МВт и $N_{\text{эл}} = 36$ МВт. РУ РИТМ-200М является модификацией РУ РИТМ-200, адаптируемой под требования заказчика с учетом специфики использования в составе АСММ. В основу РУ РИТМ-200М положен ПГБ интегрального типа с принудительной циркуляцией, расположением кассет ПГ внутри единого корпуса, а циркуляционного насоса первого контура — в отдельных выносных гидрокамерах, низконапряженной кассетной активной зоной с увеличенным энергоресурсом. При этом в данной активной зоне используется низкообогащенное топливо (обогащение по ^{235}U не более 20%), удовлетворяющее требованиям нераспространения. Повышен радиационный ресурс корпуса ПГБ благодаря снижению флюенса нейтронов на корпус ПГБ с $1,5 \cdot 10^{20}$ до $5,2 \cdot 10^{19}$ н/см² при увеличенном сроке службы. В проекте минимизированы объемы радиоактивных отходов за счет перехода на кассетную активную зону, увеличения периода между перегрузками и внедрения системы безотходной технологии. ПГБ транспортируются в полной заводской готовности по железной дороге.

С учетом анализа возможных областей применения предусмотрены следующие направления оптимизации РУ РИТМ-200М: оптимизация параметров первого и второго контуров для увеличения КПД, увеличение энергозапаса активной зоны до 10 ТВТ·ч (при использовании топливной композиции с обогащением по ^{235}U не более 20%) с обеспечением возможности работы до 10 лет без перегрузки, что позволит: сократить объемы хранения отработавшего ядерного топлива и затраты на хранилище в два раза, снизить затраты топливного цикла (за период эксплуатации РУ) в 1,85 раза, снизить себестоимость вырабатываемой электроэнергии на 10—15%.

РУ ВБЭР с $N_{\text{теп}} = 300—1700$ МВт и $N_{\text{эл}} = 100—600$ МВт. В составе РУ ВБЭР применяется блочный реактор на базе судовых технологий, в котором максимально используются проверенные технические решения на основе опыта судового реакторостроения и ВБЭР. В проекте сокращено количество жидких радиоактивных отходов за счет сухого способа перегрузки, отсут-

ствия протечек, минимального водообмена в процессе кампании, ремонтпригодности без вскрытия полостей первого контура. Исключены классы наиболее опасных аварий больших и средних течей первого контура, упрощены системы безопасности. Для тяжелых запроектных аварий с плавлением активной зоны обеспечено удержание расплава активной зоны в пределах корпуса реактора. Применена технология монтажа оборудования «ядерного острова» с использованием укрупненной сборки и модулей заводского изготовления. Продолжительность строительства головного блока (от первого бетона) составляет менее 48 мес. Оборудование РУ может изготавливаться на ОАО «Ижорские заводы» параллельно с оборудованием реакторов АЭС-2006, а также на предприятиях, входящих в кооперацию по судовым РУ, с минимальным количеством технологических пересечений.

В дальнейшем предусматриваются следующие направления оптимизации проектных решений по РУ ВБЭР: увеличение длительности кампании активной зоны, снижение удельных затрат на основное оборудование РУ, сокращение сроков сооружения за счет блочно-модульного исполнения, открытого метода монтажа и др.

На базе четырехпетлевой РУ (4 петли ПГ-ГЦН) возможно создание мощностного ряда энергоблоков единичной мощностью от 150 до 600 МВт (э). Во всех модификациях данного ряда РУ используются аналогичные технические решения по основному оборудованию — парогенераторам, главным циркуляционным насосам, блоку корпусов реактора. При этом мощность РУ изменяется путем уменьшения/увеличения количества модулей ПГ-ГЦН. Данное обстоятельство дает возможность организации крупномасштабного промышленного серийного производства энергоблоков различной мощности с унифицированным составом систем и оборудования, что будет способствовать снижению затрат на изготовление и обслуживание при эксплуатации.

РУ ПГ-МГР. В последние годы в ОАО «ОКБМ Африкантов» активно развивается перспективное направление газоохлаждаемых реакторов. Основными преимуществами этих РУ являются: компоновка оборудования в энергомодуль с упрощением и минимизацией количества оборудования и систем, а следовательно, капитальных и эксплуатационных затрат; возможность создания мощностного ряда установок мощностью от 0,5 до 300 МВт (э) и применения как в крупномасштабной, так и в региональной энергетике; обеспечение производства высопотенциального тепла (до 950°С) для замещения органического топлива в энергоемких технологических производ-

ствах (водород, нефтехимия и нефтепереработка, производство удобрений и синтетического топлива из угля); производство электроэнергии с высоким КПД (до 50%) и низкими тепловыми сбросами в окружающую среду; комбинированное производство электроэнергии и коммунального тепла.

По проекту предусмотрен комплекс НИОКР для подтверждения принятых проектных решений, включающий работы по следующим направлениям: отработка технологии изготовления микротоплива; совершенствование конструкции гелиевых турбин и компрессоров с целью повышения эффективности и уменьшения массогабаритных показателей; совершенствование конструкции высокотемпературного теплообменного оборудования; оптимизация параметров газотурбинного цикла для повышения КПД установки; разработка и внедрение новых теплоустойчивых конструкционных материалов, в том числе на основе нанотехнологий; разработка и внедрение новой нормативной базы использования модульных гелиевых реакторов как в электроэнергетике, так и в промышленных производствах.

ОАО «ОКБМ Африкантов» в содружестве с генпроектантами (ОАО «ЦКБ «Айсберг», ОАО «СПБАЭП», ОАО «НИАЭП» и др.) предлагает широкую линейку проектов наземных и плавучих атомных станций в диапазоне малых и средних мощностей. В их числе проекты на основе технологий атомного судостроения (с РУ типов АБВ, КЛТ-40С, РИТМ, ВБЭР). Это эффективный класс энергоисточников для решения актуальных проблем снабжения электроэнергией, бытовым и промышленным теплом, пресной водой. Проекты РУ имеют высокую степень обоснованности и отвечают современным требованиям безопасности, обеспечивают привлекательные технико-экономические показатели. Это продукция с высоким экспортным потенциалом.

Развивается направление инновационных высокотемпературных газовых реакторов, способных в будущем стать основными энергоисточниками в различных областях промышленности (выработка электроэнергии и коммунального тепла; получение высокопотенциального тепла и пара для технологических целей химической промышленности, нефтепереработки и нефтехимии, производства синтетического жидкого топлива из угля; использование в составе энерготехнологических комплексов для производства водорода).

Плавучие атомные теплоэлектростанции: состояние и перспективы

*М. В. Шурочков, В. А. Созонок,
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»,
«Дирекция строящихся ПАТЭС»*

В настоящее время ОАО «Концерн Росэнергоатом» ведет строительство первой (головной) плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) мощностью 70 МВт с реакторными установками КЛТ-40С.

ПАТЭС (рис. 1) — это энергоисточник нового поколения, созданный на базе российских технологий атомного судостроения и предназначенный для надежного круглогодичного энергоснабжения районов Арктики и Дальнего Востока России, а также других изолированных, топливодефицитных районов в России и Зарубежья.

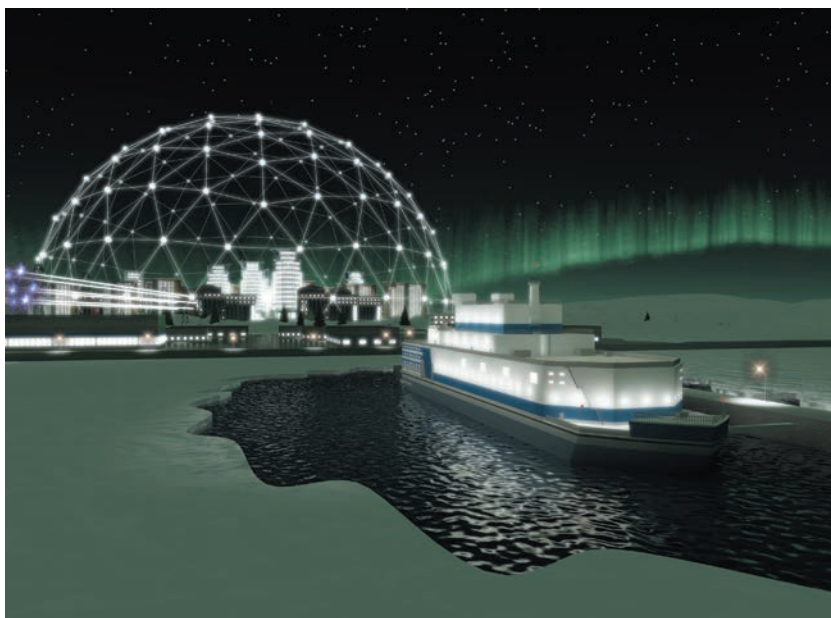


Рис. 1. ПАТЭС

Важнейшие характеристики ПАТЭС — мобильность и возможность размещения практически в любой береговой зоне, в том числе в районах высокой сейсмической активности и в зоне вечной мерзлоты, отсутствие необходимости в развитой инфраструктуре и большом количестве персонала.

Основной элемент станции — плавучий энергоблок (ПЭБ). Он представляет собой самоходное стоечное судно, сооружается промышленным способом на судостроительном заводе и доставляется к месту размещения ПАТЭС морским путем в полностью готовом виде. На площадке размещения станции строятся только вспомогательные береговые и гидротехнические сооружения, обеспечивающие установку плавучего энергоблока и передачу тепла и электроэнергии на берег. Такая технология позволяет существенно сократить сроки строительства, обеспечить контроль качества, минимизировать воздействие на окружающую среду как в ходе строительства, так и в процессе эксплуатации станции.

Проект ПАТЭС вобрал в себя многолетний отечественный опыт создания и эксплуатации транспортных реакторных установок, кораблей и судов с атомными энергетическими установками (АЭУ).

Плавучий энергетический блок, спроектированный с учетом самых современных российских и международных требований безопасности, имеет на борту две реакторные установки КЛТ-40С. Прототипы этих реакторов успешно эксплуатировались на атомных ледоколах «Таймыр» и «Вайгач» и лихтеровозе «Севморпуть». Реакторы КЛТ-40С оснащены современными системами безопасности, в том числе основанными на пассивных (т. е. не зависящих от участия человека и автоматики) принципах срабатывания.

Все операции с ядерным топливом и радиоактивными отходами осуществляются на плавучем энергоблоке; по окончании эксплуатации ПЭБ транспортируется на судоремонтный завод, специализирующийся на ремонте и утилизации кораблей и судов с АЭУ. Береговые сооружения могут использоваться в составе ПАТЭС с новым ПЭБ, переоборудоваться по другому назначению или утилизироваться вплоть до состояния «зеленой лужайки».

Строительство головного плавучего энергоблока проекта 20870 ведется на ОАО «Балтийский завод» (Санкт-Петербург). Закладка ПЭБ на стапеле состоялась 18 мая 2009 г. (рис. 2). К настоящему моменту изготовлена основная часть энергетического оборудования станции: обе реакторные установки энергоблока прошли испытания и поставлены на Балтийский завод, изготовлены и прошли приемочные испытания паротурбинные установки.

30 июня 2010 г. состоялся спуск на воду плавучего энергоблока (рис. 3), ведутся достроечные корпусные, механомонтажные и электромонтажные работы. Пусконаладочные работы и проведение испытаний ПЭБ запланированы на 2012 г. На 1 января 2011 г. общая техническая готовность ПЭБ составляла порядка 60% (рис. 4).

Пунктом размещения головной станции выбран Вилючинск Камчатского края (рис. 5).



Рис. 2. Закладка ПЭБ на стапеле



Рис. 3. Плавучий энергоблок (середина 2010 г.)



Рис. 4. Плавающий энергоблок (зима 2011 г.)



Рис. 5. г. Вилучинск

В настоящее время проектная документация ПАТЭС в Вилючинске выполнена в полном объеме. Получено положительное заключение ФГУ «Главгосэкспертиза России». В 2011 г. запланировано начало работ по строительству береговых, гидротехнических сооружений и энергосетей на площадке размещения станции. Подготовка к эксплуатации ПАТЭС, разработка системы обучения персонала ведутся в соответствии с графиком. Ввод в эксплуатацию головной станции намечен на 2013 г.

Сооружение головной ПАТЭС позволит обеспечить выполнение ряда важных социально-экономических и стратегических задач не только в интересах Вилючинска, Камчатского края, но и в масштабах всей страны:

- обеспечение энергобезопасности, стабильного энергоснабжения и снижения зависимости от привозного топлива Вилючинска, являющегося основным местом базирования кораблей Тихоокеанского флота, а также энергообеспечение других потенциальных потребителей Камчатского края;
- создание дополнительных рабочих мест для высококвалифицированных специалистов при комплектовании персонала ПАТЭС и обслуживающего персонала станции;
- освоение технологии серийного сооружения мобильных атомных энергоисточников для обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией в труднодоступных и изолированных районах страны;
- обеспечение долговременными заказами предприятий отечественного атомного судостроения и поддержание научно-производственной кооперации предприятий атомной отрасли.

Кроме того, ПАТЭС, обеспечивая надежное, стабильное энергоснабжение по конкурентным отпускным ценам, станет точкой роста и создаст условия для реализации сопутствующих проектов развития и создания новых производств в регионе.

В настоящее время осуществляется подготовка к серийному строительству ПАТЭС, ведется работа по обоснованию перспективных площадок размещения ПАТЭС в Чукотском автономном округе, Республике Саха (Якутия) и других регионах России.

ПАТЭС — ключ к коренной модернизации энергетики удаленных регионов России. Строительство серии ПАТЭС позволит:

- уменьшить объемы дорогостоящего и экологически небезопасного завоза органического топлива;

- обеспечить условия для развития промышленно-портовых и инфраструктурных проектов на Севере и Дальнем Востоке;
- обеспечить разработку месторождений полезных ископаемых, в том числе на шельфе арктических и дальневосточных морей;
- резко повысить качество жизни населения.

Существует интерес к использованию таких станций и за рубежом. Перспективы зарубежного применения ПАТЭС в первую очередь учитывают 3 фактора:

- возможностью размещения ПАТЭС в труднодоступных районах (острова, пустынные территории и др.), не имеющих собственных энергоресурсов, но обладающих при этом высоким экономическим потенциалом;
- моделью эксплуатации ПАТЭС, при которой весь жизненный цикл объекта включая утилизацию обеспечивается российской стороной, а заказчик покупает продукцию ПАТЭС на основе долгосрочного контракта;
- возможностью использования ПАТЭС в составе ядерных опреснительных комплексов — мировые потребности в пресной очищенной воде весьма высоки и будут возрастать в дальнейшем.

Интерес к применению таких энергоисточников уже выразили более 20 стран. В настоящее время ведутся детальные переговоры с рядом государств Азиатско-Тихоокеанского региона, Латинской Америки, Африки и Ближнего Востока.

Однако для широкомасштабного внедрения ПАТЭС необходима практическая демонстрация и сертификация технологии мобильных атомных энергетических комплексов на базе действующей установки-прототипа. Поэтому наиболее важной задачей на сегодня является строительство головной ПАТЭС, которая обеспечит демонстрацию эффективности предлагаемой технологии и будет способствовать формированию рынка таких установок в России и за рубежом.

Реакторная технология СВБР для региональной энергетики

*Г. И. Тошинский, О. Г. Комлев, А. Е. Русанов, П. Н. Мартынов
Государственный научный центр «Физико-энергетический институт
им. академика А. И. Лейпунского»
В. С. Степанов, Н. Н. Климов, А. В. Дедуль, С. Н. Болванчиков
ОАО ОКБ «Гидропресс»*

Введение

Целью региональной атомной энергетики является обеспечение энергетической безопасности страны от угроз надежному топливо- и энергообеспечению. Атомная энергетика на региональном уровне на базе атомных станций малой мощности (АСММ) в перспективе позволит регионам достигнуть энергетической самодостаточности, снизить зависимость от внешних поставщиков энергии и энергоресурсов от конъюнктуры на рынке топливных ресурсов и транспортных услуг, обеспечить социально приемлемые тарифы на энергетическую продукцию для населения и промышленности.

Использование ядерной энергетической технологии (ЯЭТ) в региональной энергетике позволит также предотвратить потребление больших объемов органического топлива, что повлечет за собой оздоровление экологической обстановки и высвободит большое количество природного газа для увеличения его экспорта.

Принципиальной особенностью региональных энергосистем является существенное преобладание в их составе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Это обусловлено как потребностью в обоих видах энергии, так и большим экономическим и экологическим эффектом от работы тепловых электростанций (ТЭС) в теплофикационном режиме.

Условием внедрения АСММ в региональную энергетику является их конкурентоспособность по сравнению с ТЭС на органическом топливе. Однако обеспечить конкурентоспособность АСММ значительно сложнее, чем энергоблоков АЭС большой мощности, поскольку при снижении мощности энергоисточника удельные капитальные затраты и себестоимость энергии для ядерных энергоисточников возрастают гораздо интенсивнее, чем для энергоисточников на органическом топливе.

Наиболее полно всей совокупности требований к АСММ для региональной энергетики удовлетворяет инновационная ЯЭТ свинцово-висмутовых бы-

стрых реакторов типа СВБР, развитая Государственным научным центром «Физико-энергетический институт им. академика А. И. Лейпунского» и ОАО ОКБ «Гидропресс» на базе опыта эксплуатации реакторов атомных подводных лодок с химически инертным теплоносителем свинец-висмут, не требующим высокого давления в первом контуре. Эта ЯЭТ позволяет устранить конфликт между требованиями экономики и требованиями безопасности, присущий реакторам традиционных типов.

Ниже сформулированы требования к региональной ядерной энергетике, представлены основные концептуальные положения инновационной ЯЭТ на базе быстрого реактора СВБР-100, приведены результаты расчетов реактора, который может работать на различных видах топлива и в различных топливных циклах, даны обоснования высокого уровня безопасности, проанализированы возможности многоцелевого применения таких реакторных установок (РУ) в условиях рыночной экономики, включая экспортные возможности с учетом требований нераспространения.

Требования к региональной энергетике

Развитие региональной ядерной энергетике выдвигает ряд требований к типу используемой ядерной энергетической технологии.

1. Региональная энергетика — это «большая» энергетика (до 70% общей генерации энергии в России), поэтому широкомасштабное внедрение в нее атомных энергоисточников потребует значительного количества ядерного топлива. В условиях ограниченных запасов природного урана это обуславливает необходимость развития такой энергетике на базе быстрых реакторов, работающих в едином замкнутом топливном цикле крупномасштабной ядерной энергетике.
2. Близость расположения атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ) к населенным пунктам накладывает жесткие требования по безопасности РУ в части внутренне присущей самозащищенности и детерминистического исключения крайне маловероятных тяжелых аварий, требующих эвакуации населения.
3. С учетом большого потенциального зарубежного рынка для энергоблоков малой и средней мощности РУ для АТЭЦ должна быть экспортнопригодна не только с точки зрения обеспечения гарантированной безопасности (в том числе и в условиях террористических воздействий), но и по условиям нераспространения ядерных делящихся материалов. Поэтому перегрузка

топлива должна осуществляться не чаще, чем раз в 7—10 лет. При использовании уранового топлива обогащение не должно превышать 20%.

4. Из-за большого количества энергоблоков, необходимых для регионального энергоснабжения, потребуется серийное производство РУ, изготовление которых должно максимально исключать необходимость использования уникального оборудования, т. е. быть доступно на многих машиностроительных заводах и не создавать помех для развития крупной атомной энергетики на базе легководных реакторов, требующих корпусов высокого давления.

5. Масштабное развитие региональной энергетики означает переход атомных энергоблоков из разряда уникальных в категорию распространенных промышленных объектов. С этой точки зрения эксплуатация РУ должна быть максимально простой в плане требований к квалификации персонала, что должно обеспечиваться среди прочего за счет высокого уровня самозащищенности и пассивной безопасности РУ.

6. В связи с дифференцированными потребностями региональных потребителей в энергоисточниках мощностью 100—600 МВт (э) предпочтительной является модульная структура ядерной паропроизводящей установки (ЯППУ) станции, позволяющая обеспечить любую мощность, кратную мощности одного модуля, и исключить таким образом многотипность реакторных установок.

7. Должна быть минимизирована мощность резервных источников энергии (это особенно относится к источникам тепловой энергии), что также может быть обеспечено модульной структурой АТЭС на основе модулей малой мощности.

8. Для минимизации энергопотерь из-за большой протяженности теплотрасс в отдельных городах может потребоваться рассредоточение ядерных энергоисточников по территории потребителя. Отсюда также вытекает предпочтительность модульности на основе РУ малой мощности — примерно 100 МВт (э).

9. Из требований экономической эффективности вытекает необходимость в максимальном сокращении сроков сооружения станции, что может быть обеспечено, в частности, увеличением объемов заводского изготовления РУ с доставкой готовых блоков к площадке строительства железнодорожным транспортом при минимальном объеме работ на месте.

10. Коммерциализации АТЭЦ для региональной энергетики должны предшествовать сооружение и эксплуатация полностью референтного опытно-промышленного энергоблока с целью подтверждения безопасности, технических и экономических характеристик и эксплуатационных качеств РУ. Это позволит минимизировать технические и инвестиционные риски и обеспечить условия для привлечения частного капитала.

В наиболее полной степени совокупности перечисленных требований, как показано ниже, удовлетворяет инновационная ядерная технология модульных быстрых реакторов малой мощности с теплоносителем свинец-висмут СВБР-100 [1].

Основные положения концепции ЯЭТ на базе РУ СВБР-100

Рассматриваемая ЯЭТ [2] опирается на критически осмысленный уникальный опыт разработки и эксплуатации реакторов с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем (ТЖМТ) свинец-висмут на российских транспортных установках (15 реакторов, 80 реакторо-лет) и на опыт эксплуатации быстрых реакторов с натриевым теплоносителем.

Низкие по сравнению с натрием теплопередающие свойства свинцово-висмутового теплоносителя (СВТ) не позволяют получить достаточно высокую энергонапряженность активной зоны и короткое время удвоения плутония даже при коэффициенте воспроизводства, заметно превышающем единицу. В то же время природные свойства ТЖМТ дают возможность значительно упростить и удешевить реакторную установку. Именно поэтому предлагаемая инновационная ЯЭТ позволяет устранить конфликт между требованиями экономики и требованиями безопасности.

Важной отличительной особенностью рассматриваемой ЯЭТ является использование реакторов малой мощности — около 100 МВт (э) в качестве функционально законченных паропроизводящих модулей, на основе которых могут создаваться ядерные энергоблоки различного назначения любой необходимой мощности, кратной 100 МВт (э).

Такой нетрадиционный подход к формированию ЯППУ энергоблока является наиболее экономически эффективным, если РУ обладает развитыми свойствами внутренней самозащищенности и пассивной безопасности [3].

Реакторная установка СВБР-100

РУ СВБР-100 разработана как унифицированная реакторная установка с мощностью около 100 МВт (э) для многоцелевого применения в составе модульных атомных станций или в качестве автономных энергоисточников [4].

Характерными особенностями РУ СВБР-100 являются:

- Реактор на быстрых нейтронах с химически инертным СВТ — эвтектическим сплавом свинец-висмут в первом контуре. Температура кипения СВТ — 1670°C, температура плавления — 123,5°C.
- Интегральная компоновка реактора, при которой все оборудование первого контура размещено в едином прочном корпусе реакторного моноблока с полным исключением арматуры и трубопроводов СВТ.
- Реакторный моноблок, имеющий защитный кожух, размещен в железобетонной шахте, которая заполняется водой при полном обесточивании для пассивного отвода тепла при расхолаживании РУ.
- Двухконтурная схема теплоотвода и парогенератор (ПГ) с многократной естественной циркуляцией по второму контуру.
- В теплоотводящих контурах реакторного моноблока обеспечена естественная циркуляция теплоносителей, достаточная для пассивного расхолаживания реактора без опасного перегрева активной зоны.
- Значительное сокращение количества специальных систем безопасности, при этом функции безопасности выполняют системы нормальной эксплуатации.
- Основные компоненты реакторного моноблока и реакторной установки выполнены в виде отдельных модулей, при этом обеспечена возможность их замены и ремонта.
- Предусмотрена единовременная покассетная выгрузка топлива по окончании кампании активной зоны и загрузка свежего топлива в виде единого картриджа (новой активной зоны).
- Ремонт оборудования первого контура и перегрузка топлива могут проводиться без дренирования СВТ при поддержании его в жидком состоянии за счет остаточного энерговыделения активной зоны или работы системы обогрева.

На рис. 1 и 2 представлены реакторный моноблок и компоновка оборудования РУ СВБР-100, а в табл. 1 — основные характеристики РУ.

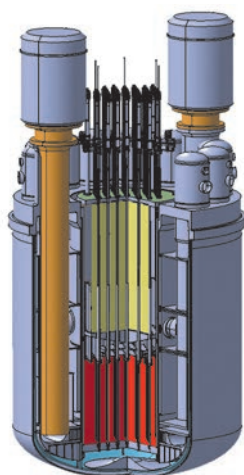


Рис. 1. Реакторный моноблок

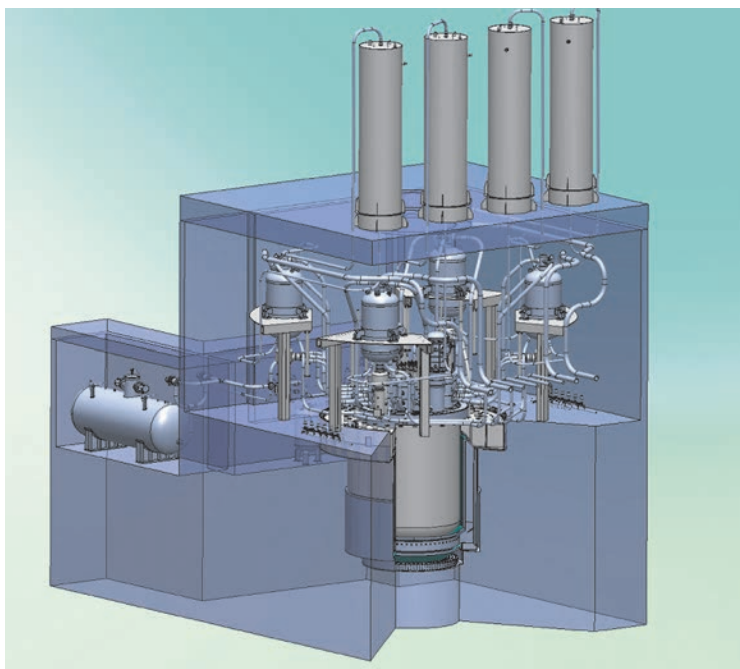


Рис. 2. Компоновка оборудования РУ СВБР-100

Таблица 1. Основные характеристики РУ СВБР-100 (базовый вариант)

Параметр	Значение
Установленная мощность тепловая/электрическая, МВт	280/101,5
Паропроизводительность, т/ч	580
Параметры насыщенного пара:	
давление, МПа	7,0
температура, °С	286
Расход теплоносителя первого контура, кг/с	11760
Температура теплоносителя первого контура, °С:	
выход	490
вход	340
Топливо (UO_2):	
загрузка по ^{235}U , кг	~1470
среднее обогащение по ^{235}U , %	16,1
Изменение реактивности за кампанию, %	-3,74
$\beta_{эф}$, %	-5,72
Изменение реактивности в интервале температур от 200°С до рабочих температур на $N_{ном}$ (начало кампании/конец кампании)	-1,2/-1,45
Размеры активной зоны, м:	
диаметр	1,645
высота	0,9
Средняя объемная энергонапряженность активной зоны, кВт/дм ³	140
Средняя линейная нагрузка на твэл, кВт/м	~ 25,7
Количество твэлов	12 114
Количество стержней системы управления и защиты	37
Кампания активной зоны, тыс. эф. ч	~ 50
Интервал между перегрузками, лет	~ 8
Количество модулей парогенератора	12
Количество главных циркуляционных насосов (ГЦН)	2
Напор ГЦН, МПа	0,7/750
Мощность электродвигателя, кВт	
Объем теплоносителя в первом контуре, м ³	22
Габариты (диаметр и высота) корпуса моноблока реакторного, м	4,53×8,08

Примечание. Приведенные характеристики могут изменяться в зависимости от варианта использования РУ СВБР-100.

Обоснование выбора уровня мощности реактора

Выбор мощности реактора на уровне 100 МВт (э) или 280 МВт (т), а следовательно, и его размеров обусловлен следующими соображениями.

1. Как показывают расчеты, это минимальный уровень мощности, при котором достигается значение коэффициента воспроизводства активной зоны (КВА) больше единицы при использовании МОХ-топлива. Это создает возможность работы реактора в замкнутом ЯТЦ в режиме топливного самообеспечения без потребления природного урана и использования таких реакторов в крупномасштабной ядерной энергетике.
2. С другой стороны, это максимальная мощность, при которой габаритные размеры реакторного моноблока позволяют транспортировать его в заводской готовности, в том числе и железнодорожным транспортом, что значительно расширяет возможности выбора площадок для строительства атомных станций и существенно сокращает трудовые затраты и сроки их сооружения.
3. Выбранный уровень мощности обеспечивает условия пассивного отвода остаточного энерговыделения через корпус реакторного моноблока без опасного повышения температуры твэлов, что принципиально упрощает конструкцию реакторной установки и систем безопасности.
4. Сравнительно небольшая масса моноблока для данного уровня мощности облегчает решение задачи обеспечения сейсмостойкости РУ.

При данном уровне мощности в соответствии с расчетами обеспечиваются [5]:

- продолжительность кампании примерно 50 000 эф. ч при использовании освоенного оксидного уранового топлива ($K_{BA} = 0,84$);
- $K_{BA} \geq 1$ при использовании МОХ-топлива и работа реактора в замкнутом топливном цикле в режиме топливного самообеспечения при продолжительности кампании 76 000 эф. ч;
- продолжительность кампании ~76 000 эф. ч при использовании уранового нитридного топлива ($K_{BA} = 0,91$) и запас реактивности на выгорание меньше $\beta_{эф}$ или продолжительность кампании до 150 000 эф. ч;
- $K_{BA} \geq 1$ при использовании смешанного нитридного топлива и работа реактора в режиме топливного самообеспечения при запасе реактивности на выгорание меньше $\beta_{эф}$ и продолжительности кампании 76 000 эф. ч или работа в режиме расширенного воспроизводства с $K_{BA} = 1,13$ при времени удвоения плутония около 45 лет и продолжительности кампании до 200 000 эф. ч.

Опора на реальный опыт эксплуатации и использование консервативного подхода

Предлагаемая реакторная технология опирается прежде всего на сорокалетний опыт разработки и эксплуатации РУ с СВТ на транспортных установках и наземных стендах-прототипах [6]. Общая наработка ресурса составила 80 реакторо-лет. В ходе освоения этой технологии был решен ряд научно-технических проблем.

Прежде всего, это проблема обеспечения коррозионной стойкости конструкционных материалов, контроля и поддержания качества теплоносителя в процессе эксплуатации. В результате выполненных работ было показано, что для обеспечения надежной работы РУ необходимо измерять и поддерживать в заданном интервале значение всего одного параметра — концентрации растворенного в СВТ кислорода, что может осуществляться в автоматическом режиме.

Была также решена важная проблема обеспечения радиационной безопасности, связанная с образованием ^{210}Po при облучении нейтронами висмута. Персонал, участвовавший в работах, подвергался периодическим медицинским обследованиям, и на основе многочисленных радиометрических анализов биопроб персонала (как военного, так и гражданского) было объективно установлено отсутствие случаев носительства инкорпорированного полония в организме людей выше допустимых пределов. Это подтверждает высокую эффективность применявшихся средств индивидуальной и коллективной защиты, правильность выбора технологии и организации ремонтно-восстановительных работ [7].

Следует отметить, что для РУ СВБР-100 течи теплоносителя практически исключены моноблочной (интегральной) компоновкой оборудования первого контура и наличием защитного кожуха на корпусе моноблока. Значительно снижена и вероятность утечки радиоактивного газа, поскольку давление аргона в газовой системе практически равно атмосферному.

В одной из работ, опубликованных в США [8], приводятся данные ретроспективного анализа смертности среди когорты работников (около 4500 человек), занятых на работах с ^{210}Po в 1944—1972 гг. и контролировавшихся по внутреннему облучению ^{210}Po . Авторы сделали вывод об отсутствии связи между полученными дозами внутреннего облучения за счет инкорпорированного полония вплоть до 1 Зв (100 бэр) и уровнем смертности по причинам злокачественных образований. Практически все тренды, характеризующие смертность от различных раковых заболеваний в изучав-

шейся когорте работников были отрицательны, т. е. смертность была даже несколько меньше, чем в контрольных группах, не связанных с полонием.

Количество жидких радиоактивных отходов, как показал опыт эксплуатации, очень мало в связи с отсутствием необходимости дезактивации первого контура.

Была также решена проблема многократного «замораживания-размораживания» СВТ при сохранении работоспособности оборудования РУ.

При разработке РУ СВБР-100 использовался консервативный подход. Он заключался в том, что в проект реактора заложены, в основном, заимствованные или масштабированные с небольшими коэффициентами проверенные опытом эксплуатации транспортных и других реакторных установок технические решения. Это относится практически ко всем основным элементам, узлам и ряду единиц оборудования РУ: топливным таблеткам, оболочкам ТВЭЛОВ, тепловыделяющим сборкам, поглощающим стержням, внутрикорпусным устройствам, исполнительным механизмам поглощающих стержней, устройствам системы технологии СВТ, парогенераторам с трубами Фильда, вырабатывающим насыщенный пар, сепараторам, конденсаторам автономного расхолаживания, конденсаторам газовой системы, оборудованию системы перегрузки топлива и др.

Консервативный подход также характеризуется использованием освоенных режимных параметров по первому и второму контурам и ориентацией на существующие топливную инфраструктуру и технологические возможности машиностроительных предприятий.

Такой подход позволяет значительно снизить технический и финансовый риски, уменьшить вероятность ошибок и неудач, характерных при внедрении инновационных ядерных технологий, существенно снизить объем, сроки выполнения и затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР).

Внутренняя самозащищенность и пассивная безопасность РУ

Основной эффект в обеспечении заданного в требованиях международного проекта «Инновационные ядерные реакторы и топливные циклы» уровня безопасности (внутренняя самозащищенность, гарантированное исключение тяжелых аварий) в РУ СВБР-100 достигается за счет использования реактора на быстрых нейтронах, тяжелого жидкометаллического теплоносителя и интегральной конструкции реактора, что подтверждается выполненными расчетами и проработками [9].

Реактор обладает отрицательным пустотным эффектом реактивности и отрицательными обратными связями, а эффективность самого сильного поглощающего стержня не превышает $\beta_{эф}$, что в совокупности с техническим исполнением системы управления и защиты исключает разгон на мгновенных нейтронах.

Высокая точка кипения теплоносителя повышает надежность теплоотвода от активной зоны и безопасность в связи с отсутствием явления кризиса теплосъема и в сочетании с предусмотренным защитным кожухом моноблока исключает аварии типа LOCA и радиоактивные выбросы высокого давления. Низкое давление в первом контуре снижает риск нарушения его герметичности и позволяет уменьшить толщину стенок корпуса реактора и снизить ограничения на скорость изменения температуры по условиям термодинамической прочности.

В составе РУ отсутствуют материалы, выделяющие водород в результате термического и радиационного воздействия и химических реакций с теплоносителем, водой и воздухом. Все это исключает возможность возникновения химических взрывов и пожаров при разгерметизации первого контура. Схема циркуляции СВТ обеспечивает исключение попадания воды/пара в активную зону при течи ПГ за счет эффективной сепарации пара на свободном уровне СВТ в моноблоке.

Результаты расчетов и проработок показали [9], что предельно допустимая температура оболочек твэлов не превышаетя при следующих постулированных аварийных ситуациях:

- несанкционированном извлечении самого эффективного поглощающего стержня;
- блокировке 50% проходного сечения теплоносителя на входе в реактор;
- остановке всех главных циркуляционных насосов;
- прекращении приема пара на турбоустановку и подачи питательной воды;
- разрыве полным сечением нескольких трубок ПГ;
- течи корпуса реакторного моноблока;
- постулированном «замораживании» СВТ в одном из двух ПГ;
- полном обесточивании атомной станции.

Других потенциально реализуемых аварийных сценариев, которые могут привести к опасным последствиям, не обнаружено.

Безопасность РУ не зависит от состояния систем и оборудования турбогенераторной установки, которая может проектироваться и изготавливаться по общепромышленным правилам и нормам. Свойства внутренней самозащищенности РУ позволили совместить выполнение большинства функций безопасности и функций систем нормальной эксплуатации.

При этом системы безопасности не содержат элементов, отказ которых или влияние на которые человеческого фактора могут заблокировать их срабатывание:

- отвод остаточного энерговыделения при отсутствии теплоотвода через ПГ обеспечивается пассивно при естественной циркуляции СВТ в первом контуре путем передачи тепла через корпус реакторного моноблока в воду, подаваемую в шахту моноблока, и далее за счет кипения воды с отводом пара в атмосферу (период невмешательства около двух суток без превышения допустимых температур);
- локализация течи ПГ при разрыве нескольких трубок или в случае прекращения работы конденсатора газовой системы обеспечивается пассивно при повышении давления пара в газовой системе более 1 МПа за счет разрушения разрывной мембраны и сброса пара в барботер (следует отметить, что, как показал опыт эксплуатации, малая течь ПГ не требует срочной остановки РУ);
- установленные в «сухих» каналах стержни системы дополнительной аварийной защиты, не имеющие приводов на крышке реактора, пассивно срабатывают под действием силы тяжести при повышении температуры СВТ выше установленного значения за счет плавления замков, выполненных из сплава с соответствующей температурой плавления, удерживающих стержни в верхнем положении при нормальных температурных режимах.

Потенциал безопасности РУ СВБР-100, как показали расчеты, характеризуется тем, что даже при сочетании таких постулированных исходных событий, как разрушение защитной оболочки, железобетонного перекрытия над реактором и разгерметизации газовой системы первого контура с прямым контактом «зеркала» СВТ в корпусе моноблока с атмосферным воздухом, полное обесточивание атомной станции — не происходит ни разгона реактора, ни взрыва, ни пожара, а выброс радиоактивности в окружающую среду не достигает значений, при которых требуется эвакуация населения за пределами площадки атомной станции. Вероятность тяжелого поврежде-

ния активной зоны, по оценкам, значительно ниже значения, установленного нормативной документацией.

Это позволяет говорить об устойчивости РУ не только к отказам оборудования и ошибкам персонала и их множественному наложению, но и к злонамеренным действиям, при которых все специальные системы безопасности преднамеренно выводятся из строя.

Важно, что свойства внутренней самозащищенности и пассивной безопасности будут подтверждены не только расчетами, но могут быть продемонстрированы без экономического и радиационного ущерба.

Модульная структура ЯППУ энергоблока

Модульная структура паропроизводящей установки:

- позволяет обеспечить более высокую степень надежности (отказоустойчивости энергоблока как системы отдельных РУ) и безопасности (снижение потенциального радиационного риска) по сравнению с энергоблоком на базе одного реактора большой мощности;
- дает возможность не создавать резервный энергоисточник для региональных атомных станций в зонах децентрализованного энергоснабжения;
- при большой продолжительности работы реактора без перегрузки топлива позволяет обеспечить коэффициент использования установленной мощности не менее 90%, который будет определяться показателями надежности турбоустановки; при поочередной остановке РУ на перегрузку топлива или для технического обслуживания мощность энергоблока снижается в значительно меньшей степени по сравнению с энергоблоком на базе одного реактора большой единичной мощности;
- обеспечивает возможность организации крупносерийного (конвейерного) производства реакторных моноблоков (десятки единиц в год) и стабильную загрузку машиностроительных заводов, что значительно снижает затраты на изготовление; так как для изготовления реакторного моноблока РУ не требуется уникального машиностроительного оборудования, как для корпусов высокого давления тепловых реакторов, возникает возможность формирования конкурентного рынка производителей;
- позволяет использовать методы типового проектирования энергоблоков различной мощности и поточные методы организации строительно-монтажных работ; это наряду с высокой серийностью производства РУ обеспечивает снижение сроков и стоимости сооружения энергоблоков

до значений, сопоставимых с аналогичными показателями современных парогазовых ТЭС при значительно меньшей себестоимости вырабатываемой электроэнергии;

- позволяет размещать модульные АЭС малой и средней мощности в центрах энергопотребления, что исключает затраты на сооружение мощных линий электропередачи;
- обеспечивает возможность поэтапного ввода энергоблока в эксплуатацию очередями со ступенчатым наращиванием мощности по мере завершения монтажа и пуско-наладочных работ на группе модулей, что позволяет уменьшить время окупаемости капиталовложений за счет более ранних сроков выдачи товарной продукции и начала погашения кредита по сравнению с энергоблоком на основе реактора большой единичной мощности.

Все это многократно увеличивает потребительские качества РУ СВБР-100.

Сокращение инвестиционного цикла строительства АС, обеспечиваемое модульной структурой ЯППУ и заводской поставкой готовых модулей, имеет огромное значение для приближения технико-экономических показателей АС к соответствующим показателям современных парогазовых станций с короткими инвестиционными циклами, позволяя значительно снизить финансовые риски.

Поскольку РУ имеет всего два состояния — включена/выключена, управление модульной ЯППУ может осуществляться одним оператором от общего датчика мощности энергоблока. При возникновении какой-либо неисправности на одной из реакторных установок, она автоматически выводится из рабочего режима и расхолаживается автономно от систем турбоустановки.

Реакторная установка имеет всего три автоматических регулятора: два регулятора расхода питательной воды, подаваемой в сепараторы ПГ, поддерживающие постоянный уровень воды в сепараторах независимо от уровня мощности, и регулятор уровня мощности реактора, поддерживающий заданный задатчиком мощности энергоблока уровень мощности РУ независимо от расхода питательной воды. Эта независимость и настройка индивидуальных регуляторов с необходимыми статическими характеристиками исключают причины возникновения неустойчивости режима при работе группы модулей, параллельно включенных на одну турбину.

По завершению срока службы РУ (50—60 лет) основной элемент РУ — реакторный моноблок — после выгрузки отработавшего ядерного топлива и СВТ может быть демонтирован и помещен в хранилище твердых радиоак-

тивных отходов, а на его место установлен новый реакторный моноблок. Также могут быть демонтированы и заменены другие элементы РУ и энергоблока, т. е. проведена его реновация. При этом срок службы модульной АЭС будет ограничиваться только сроком службы строительных железобетонных конструкций и может достигнуть не менее 100—120 лет при затратах, значительно более низких по сравнению со стоимостью строительства нового энергоблока. При окончательном выводе энергоблока из эксплуатации в здании ЯППУ после демонтажа реакторных моноблоков радиоактивных материалов практически не остается, что значительно снижает затраты на вывод из эксплуатации.

Возможности многоцелевого применения

Качества РУ СВБР-100 создают следующие возможности ее многоцелевого применения в виде унифицированных реакторных модулей единичной электрической мощности около 100 МВт:

1. Реновация блоков АЭС, реакторы которых исчерпали срок службы. Под реновацией понимается размещение необходимого количества РУ СВБР-100 в освобождаемых помещениях ПГ и ГЦН, которые генерируют то же количество пара и тех же параметров, что и РУ, исчерпавшая срок службы. Как показали технико-экономические исследования возможности и экономической целесообразности реновации второго, третьего и четвертого блоков Нововоронежской АЭС на базе РУ СВБР-75 [10], реновация в два раза снижает удельные капитальные затраты по сравнению со строительством новых замещающих мощностей. Кроме того, при реновации АЭС на базе этих установок резко снижаются затраты на вывод энергоблоков из эксплуатации. Последовательное проведение реновации позволит также сохранить жизнеспособными города-спутники АЭС и электросетевую, транспортную и водную инфраструктуру.
2. Создание региональных АЭС и АТЭС малой и средней мощности, размещаемых вблизи городов, в том числе в развивающихся странах, не имеющих развитых сетей для передачи и распределения электроэнергии, а также финансовых возможностей для строительства энергоблоков большой мощности, требующих неподъемных для их экономики единовременных капиталовложений.
3. Строительство энергоблоков АЭС модульного типа большой мощности [3] с учетом общей тенденции повышения их конкурентоспособности по сравнению с ТЭС с увеличением мощности энергоблоков.

4. Снабжение по стабильным ценам электроэнергией и паром энергоемких технологических производств.

5. Использование в составе ядерных опреснительных энергокомплексов или плавучих атомных станций. В этом случае в развивающихся странах реализуется принцип «строю — владею — передаю в аренду (или эксплуатирую)» [11].

Эти возможности обеспечиваются следующими качествами:

- приемлемым уровнем удельных капитальных вложений при малой и средней мощности энергоблока, обеспечивающим конкурентоспособность в регионах с повышенной стоимостью органического топлива;
- осуществимостью транспортировки реакторных моноблоков на площадку АС в готовом виде;
- унификацией РУ, т. е. возможностью без изменения конструкции получать требуемые параметры пара и работать на различных видах топлива;
- высоким уровнем внутренней самозащищенности и пассивной безопасности, детерминистически исключающем ряд тяжелых аварий, требующих эвакуации населения, за пределами площадки атомной станции при одновременных множественных отказах оборудования, моделировании ошибок персонала или злонамеренных действиях людей;
- простотой схемы РУ, обусловленной сокращением количества и снижением сложности специальных систем безопасности, что упрощает и удешевляет обслуживание РУ, резко снижает вероятность ошибок персонала, последствия которых не влияют на безопасность;
- большой продолжительностью кампании активной зоны реактора (8—10 лет).

Высокий потенциал совершенствования

Инновационный проект АЭС с реакторными установками СВБР-100 по существу представляет собой разработку первого поколения, основанную на консервативном подходе. Это предопределило высокий потенциал дальнейшего совершенствования проекта, который будет реализовываться по мере выполнения соответствующих НИОКР и накопления опыта эксплуатации. В частности:

- повышение температуры СВТ на выходе из реактора при увеличении максимальной температуры оболочки твэла с 620°C до 650°C, к чему есть все предпосылки, обеспечит, как показывают расчеты, увеличение

тепловой мощности реактора примерно на 10% без изменения его конструкции и стоимости;

- применение прямоточного ПГ, вырабатывающего перегретый пар, позволит повысить КПД термодинамического цикла примерно на 10% отн., уменьшить капитальные затраты и упростить конструкцию РУ;
- использование нитридного топлива может обеспечить увеличение кампании реактора до двух раз (при подтверждении работоспособности твэлов) и соответственно уменьшить топливные затраты.

Концепция коммерциализации

Несмотря на максимально возможное использование опыта эксплуатации реакторов с СВТ на транспортных установках, условия эксплуатации оборудования РУ транспортных установок и РУ АЭС значительно различаются. Для РУ транспортных установок характерен режим эксплуатации в основном на низких уровнях мощности при пониженных температурах СВТ, в то время как для РУ АЭС характерен режим эксплуатации главным образом на номинальной мощности. Кроме того, требования к ресурсу оборудования РУ АЭС существенно выше, чем к РУ транспортных установок. Требуют прямого подтверждения также технико-экономические показатели. Все это делает необходимым создание опытно-промышленного энергоблока с РУ СВБР-100.

На опытно-промышленной РУ, которая будет оснащена дополнительными датчиками и устройствами, могут быть продемонстрированы в контролируемых условиях свойства внутренней самозащищенности и пассивной безопасности реакторной установки при любых сочетаниях отказов оборудования, ошибок персонала и моделировании умышленных злонамеренных действий.

После проведения сертификационных испытаний опытно-промышленного энергоблока и подтверждения проектных характеристик РУ СВБР-100 будет готова к коммерциализации и широкому применению в составе энергоблоков атомных станций различной мощности и назначения.

Заключение

Инновационная ядерная энергетическая технология на базе унифицированных модульных многоцелевых быстрых реакторов с химически инертным свинцово-висмутовым теплоносителем (СВБР-100), обладающих развитыми свойствами внутренне присущей безопасности (детерминистическое исключение тяжелых аварий), позволяет обеспечить высокий уро-

вень социальной приемлемости таких реакторов и расширить область их применения в ядерной энергетике.

Модульная структура ЯППУ создает возможность перехода на прогрессивные технологии типового проектирования энергоблоков различной мощности на базе серийно изготавливаемых в заводских условиях унифицированных реакторных модулей и на поточные методы выполнения строительно-монтажных работ. Это позволит значительно сократить сроки строительства атомных станций, а также перейти к техническому обслуживанию реакторных модулей на сервисной основе для снижения численности эксплуатационного персонала и соответствующих затрат.

Консервативный подход, принятый при разработке реакторной установки, predetermined высокий потенциал ее дальнейшего совершенствования (повышение температуры оболочки твэла, переход на прямоточный ПГ, использование нитридного топлива и др.). Реализация намеченных мер, требующая выполнения соответствующих НИОКР, позволит приблизить удельные капитальные затраты в строительство модульной атомной станции и сроки строительства до значений, характерных для парогазовых ТЭС. Это повысит ее конкурентоспособность на рынке инвестиций и будет при широком внедрении этой ЯЭТ сдерживать рост цен на электроэнергию.

Научно-технический совет № 1 Росатома 15 июня 2006 г. рассмотрел перспективы использования реакторов СВБР-100 в атомной энергетике и рекомендовал продолжить в 2007 г. разработку технического проекта опытно-промышленного энергоблока с РУ СВБР-100 с привязкой к конкретной площадке.

Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010—2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусматривает создание головного опытно-промышленного энергоблока с реакторной установкой типа СВБР-100. Затраты на демонстрацию данной ЯЭТ носят однократный характер, так как на базе испытанного унифицированного реакторного модуля могут создаваться ядерные энергоблоки различной мощности и назначения без проведения дополнительных НИОКР. Для реализации этой технологии Росатом и ООО «ЕвроСибЭнерго» создали совместное государственно-частное предприятие ОАО «АКМЭ-инжиниринг». Опытно-промышленный энергоблок с реактором СВБР-100 предположительно должен быть введен в эксплуатацию в 2017 г.

Литература

1. *Zrodnikov A. V., Toshinsky G. I., Stepanov V. S. et al.* Innovative nuclear technology based on modular multi-purpose lead-bismuth cooled fast reactors // *Progress in Nuclear Energy*. — 2008. — Vol. 50. — P. 170—178.
2. *Gromov B. F., Toshinsky G. I., Stepanov V. S. et al.* Use of Lead Bismuth Coolant in Nuclear Reactors and Accelerator-Driven Systems // *Nuclear Engineering and Design*. — 1997. — Vol. 173. — P. 207—217.
3. *Zrodnikov A. V., Toshinsky G. I., Dragunov Yu. G. et al.* Nuclear power development in market conditions with use of multi-purpose modular fast reactors SVBR-75/100 // *Nuclear Engineering and Design*. — 2006. — Vol. 236. — P. 1490—1502.
4. *Зродников А. В., Драгунов Ю. Г., Степанов В. С. и др.* Многоцелевой свинцово-висмутовый модульный быстрый реактор малой мощности СВБР-75/100: Доклад на Международной конференции МАГАТЭ «Инновационные ядерные технологии и инновационные топливные циклы», IAEA CN-108-36, 2003 г.
5. *Novikova N. N., Komlev O. G., Toshinsky G. I.* Neutronic and physical characteristics of reactor SVBR-75/100 with different types of fuel // *Proceedings of ICAPP'06, Reno, NV USA, June 4—8, 2006*. — (Paper 6355).
6. *Тошинский Г. И., Степанов В. С., Никитин Л. Б. и др.* Анализ опыта эксплуатации реакторных установок с теплоносителем свинец-висмут и имевших место аварий // *Труды конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях» ТЖМТ-98*, г. Обнинск, 1999 г. — Т. 1. — С. 63—69.
7. *Панкратов Д. В., Ефимов Е. И., Тошинский Г. И., Рябая Л. Д.* Анализ полониевой опасности в ядерных энергетических установках со свинцово-висмутовым теплоносителем // *Доклад на второй Международной конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях (ТЖМТ-2003)*, г. Обнинск Калужской области, 11—12 декабря 2003 г.
8. *Wiggs L. D., Cox-De Vore C. A., Voelz G. L.* Mortality among a Cohort of Workers Monitored for Po-210 Exposure: 1944—1972 y. *Epidemiology*

- Section Occupational Medicine Group». Los-Alamos National Laboratory // Health physics. — 1991. — Vol. 61, № 1.
9. *Toshinsky G. I., Komlev O. G., Stepanov V. S.* et al. Principles of Providing Inherent Self-Protection and Passive Safety Characteristics of the SVBR-75/100 Type Modular Reactor Installation for Nuclear Power Plants of Different Capacity and Purpose // International Conference Advanced Nuclear Fuel Cycles and Systems (Global'07), September 9—13, 2007, Boise, Idaho, USA. — (Paper No. 175598).
10. *Игнатенко Е. И., Зродников А. В., Степанов В. С.* и др. Реновация выводимых из эксплуатации блоков АЭС первого поколения после исчерпания их ресурса путем размещения в боксах парогенераторов реакторных установок СВБР-75 с жидкометаллическим теплоносителем свинец-висмут: Доклад на восьмой ежегодной конференции Ядерного общества России, г. Екатеринбург, 1997.
11. *Gromov B. F., Toshinsky G. I., Zrodnikov A. V.* et al. Nuclear Power Complex Based on SVBR-75/100 Small Reactors Cooled by Lead-Bismuth Liquid Metal Coolant. Competitiveness, Simplified Life Cycle, Safety, Non-Proliferation // IAEA International Seminar on Status and Prospects for Small and Medium Sized Reactors (Еgypt, Cairo 2001).

Список сокращений

- АТЭЦ — атомная теплоэлектроцентраль
- АЭС — атомная электростанция
- БН — быстрый натриевый реактор
- ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор
- ГЦН — главный циркуляционный насос
- КВА — коэффициент воспроизводства активной зоны
- МА — младшие актиниды
- МОХ-топливо — смешанное уран-плутониевое оксидное топливо
- НИОКР — научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- ОЯТ — отработавшее ядерное топливо

ПГ — парогенератор

ПГУ — парогазовая установка

РУ — реакторная установка

СВБР — свинцово-висмутовый быстрый реактор

СВТ — свинцово-висмутовый теплоноситель

СПОТ — система пассивного отвода тепла

ТВС — тепловыделяющая сборка

ТЖМТ — тяжелый жидкометаллический теплоноситель

ТЭС — тепловая электростанция

ЯППУ — ядерная паропроизводящая установка

ЯТЦ — ядерный топливный цикл

ЯЭ — ядерная энергетика

ЯЭТ — ядерная энергетическая технология

ЛОСА — авария с потерей теплоносителя

Комплексное использование технических решений, отработанных при 45-летней эксплуатации энергоблока с реактором ВК-50, для создания современных АТЭЦ с реакторами ВК-100 в региональной атомной энергетике

*А. С. Курский, В. М. Ещеркин, М. Н. Святкин
ОАО «Государственный научный центр — Научно-исследовательский институт атомных реакторов»*

*В. А. Мохов, И. Н. Васильченко, В. М. Махин, ОАО ОКБ «Гидропресс»
В. И. Каширин, В. А. Янчук, ОАО «Ижорские заводы»*

Концепция создания реакторной установки (РУ) с корпусным кипящим реактором ВК-100 для региональной атомной энергетике основана на том, что в ближайшем будущем будут востребованы более окупаемые и экономичные источники для теплоэнергоснабжения городов.

В России экономическая целесообразность и социальная значимость использования атомных энергоисточников в региональной энергетике для тепло- и электроснабжения различных потребителей актуальны по следующим причинам:

- ожидаемый рост внутренних цен на углеводородное топливо (показательно, что даже руководство РАО «Газпром» рассматривает варианты использования атомных теплоэлектростанций и энергоопреснительных комплексов малой мощности на полуострове Ямал);
- необходимость замены выбывающих из эксплуатации мощностей тепловых электростанций;
- обеспечение роста потребностей в электрической и тепловой энергии восточных регионов страны.

Ключевым условием внедрения атомных станций малой мощности в региональную энергетике является обеспечение экономических преимуществ по сравнению с традиционными энергоисточниками на органическом топливе. Поэтому для региональной атомной энергетике необходим проект, который можно реализовать в короткие сроки, при этом он должен давать полезный продукт более низкой себестоимости, чем традиционные источ-

ники. В атомной энергетике это более чем актуально при КПД современных АЭС 32—33% и планируемом повышении КПД к 2030 г. лишь до 36%.

Наиболее экономически выгодным является использование атомных станций для региональной энергетике в режиме когенерации — одновременной выработки электроэнергии и тепла от отборов турбины. Отбор пара на теплофикацию значительно повышает коэффициент использования тепла в тепловом цикле энергоустановок с турбинами насыщенного пара до уровня парогазовых установок — 65—70%. Это позволяет увеличить производство товарной продукции более чем вдвое по сравнению с чисто «электрическим» режимом работы, не прибегая к дорогостоящим работам, связанным с повышением КПД.

Возможность перераспределения нагрузки между электроэнергией и теплом позволяет оптимизировать коэффициент использования установленной мощности атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ) до 90% и, как следствие, повышать эффективность использования ядерного топлива. Без использования когенерации региональные атомные станции малой мощности не могут конкурировать с другими источниками энергии.

Анализ теплофикационных систем российских городов показывает, что для регионов необходимо развивать станции совместной выработки тепла и электроэнергии с преобладающим уровнем единичных мощностей для АТЭЦ 100—120 Гкал/ч (э) в чисто конденсационном режиме и максимальной мощностью теплофикации 100—150 Гкал/ч.

Для обеспечения пиковых нагрузок по выработке тепла и на случай внеплановой остановки одного реактора АТЭЦ должна иметь в своем составе три-четыре энергоблока, при этом тепловая продукция многоблочной АТЭЦ должна быть востребована в близлежащих населенных пунктах. Потребное количество таких энергоблоков — более 100 по России. Речь идет о Владимире (население — 330 тыс. человек), Саранске (313 тыс.), Тамбове (308 тыс.), Костроме (286 тыс.), Петрозаводске (285 тыс.), Волжском (278 тыс.), Орске (275 тыс.), Дзержинске (273 тыс.), Стерлитамаке (268 тыс.), Рыбинске (238 тыс.), Великом Новгороде (225 тыс.), Старом Осколе (215 тыс.), Новороссийске (203 тыс.), Пскове (200 тыс.), Чите (320 тыс.), Биробиджане (100 тыс.), Благовещенске (240 тыс.), Якутске (226 тыс.), Магадане (100 тыс.), Кургане (325 тыс.), Воркуте (130 тыс.), Ханты-Мансийске (80 тыс.), Норильске (207 тыс.), Петропавловске-Камчатском (200 тыс.), Кирове (450 тыс.), Чебоксарах (440 тыс.), Йошкар-Оле (250 тыс.), Бел-

городе (350 тыс.), Орле (345 тыс.), Ставрополе (355 тыс.), Сызрани (180 тыс.), Сыктывкаре (230 тыс. человек).

В целях анализа конкурентоспособности подобного энергоблока сравним его КПД, себестоимость энергопродукции и капитальные вложения в сооружение с аналогичными по мощности дизельной электростанцией (ДЭС) и электростанцией, работающей на природном газе.

Дизельные электростанции составляют основу электроснабжения в арктических районах России. Только в этом регионе работает примерно 47 тыс. малых ДЭС. Однако большинство дизельных или газомоторных электростанций имеют низкий КПД — до 47%, что превышает показатели газотурбинных установок (35—37%), однако уступает показателям парогазовых установок (58—64%) и АТЭЦ (65—75%). Кроме того, ДЭС имеют ограниченный ресурс службы и высокие удельные расходы дорогого дизельного топлива (в шесть-семь раз дороже газа и в два раза дороже топочного мазута). Несмотря на меньшую стоимость сооружения по сравнению с другими малыми электростанциями (900 долл./кВт), при эксплуатации ДЭС имеют сверхнормативные значения выбросов загрязняющих веществ, а себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии достигает 6—12 руб./кВт·ч (на парогазовых станциях — 1—1,2 руб./кВт·ч, на АТЭЦ типа ВК-100 — 0,4—0,5 руб./кВт·ч).

Эффективные когенерационные электростанции с парогазовыми установками включают большую номенклатуру оборудования: газовую турбину, паровой котел-утилизатор, паровую турбину, конденсатор, систему водоподготовки, что делает их сооружение соизмеримым с АТЭЦ. Стоимость строительства современной газовой теплоэлектростанции «под ключ» составляет 45 тыс. руб./кВт (1500 долл./кВт): например, стоимость двух швейцарских газовых ТЭЦ «Power Plant Solution» по 56 МВт каждая составляет 106,4 млн евро, или около 4 млрд руб. без НДС. Предварительные расчеты показывают, что проектирование и сооружение одного блока АТЭЦ типа ВК-100 оценивается в 5,4—7,5 млрд руб. в зависимости от места сооружения и развитости инфраструктуры.

Турбины современных газовых электростанций предназначены для постоянной работы в течение 30—40 лет при условии соблюдения всех регламентных работ и правильного технического обслуживания. А опыт эксплуатации отечественной реакторной установки ВК-50 показал возможность эксплуатации корпусного кипящего реактора малой мощности с естественной циркуляцией теплоносителя не менее 60 лет.

Приведенные сравнения показывают, что АТЭЦ стоимостью 1800—2000 долл./кВт вполне конкурентоспособны с когенерационными электростанциями, работающими на органическом топливе, поскольку имеют большие преимущества по себестоимости, окупаемости в длительном сроке эксплуатации, по надежности и экологическим характеристикам.

Вопрос же замещения дизельных электростанций в районах очень низкого уровня потребления электроэнергии связан с проектированием несерийного энергоблока для каждого конкретного случая — от 6 до 50 МВт (э). Окупаемость таких энергоблоков, усугубляющаяся тяжелыми условиями и ограничениями доставки реакторного и турбинного оборудования и малой потребностью в тепле в населенных пунктах (что резко снижает КПД АТЭЦ), является сдерживающим фактором развития «сверхмалой» атомной энергетики.

К реакторам малой мощности (РММ), которые предполагается использовать в различных целях включая режим теплофикации, страны-члены Международного агентства по атомной энергии предъявляют следующие требования:

- Это должен быть современный реактор с большим сроком эксплуатации при окупаемости инвестиций;
- Реактор должен быть радиационно безопасным, что даст возможность разместить его рядом с потребителями энергопродукции;
- Реактор, расположенный недалеко от потребителей продукции, должен иметь высокий уровень пассивной или внутренне присущей безопасности;
- Надежность и простота эксплуатации реактора должна быть обязательно подтверждена многолетним опытом работы прототипных установок: риск размещения в 5—7 км от жилой зоны должен быть оправдан. В США, например, для проверки расчетов проектных аварий энергоблока АЭС «NuScale» был построен прототип в масштабе 1:3. Реакторы-прототипы в настоящее время проектируются в Аргентине, Бразилии, Индии и других странах;
- С точки зрения нераспространения ядерного оружия, необходимо либо минимизировать наработку различных изотопов плутония, либо полностью исключить доступ к свежему и облученному топливу, содержащему оружейное топливо.

Предлагаемый вариант корпусного кипящего реактора ВК-100 с естественной циркуляцией теплоносителя удовлетворяет всем перечисленным требованиям:

- Одноконтурные реакторные установки обладают значительно большим потенциалом упрощения и «удешевления», чем реакторы с водой под давлением, и могут быть использованы прежде всего в малой атомной энергетике;
- Экономически реакторная установка типа ВК оптимальна для АТЭЦ, так как когенерация наиболее эффективна на турбинах насыщенного пара [1];
- Возможна длительная эксплуатация реакторной установки, поскольку отсутствуют термические и радиационные условия для ухудшения свойств материалов: при низком нейтронном потоке 10^{13} н/(см²·с) накопленный флюенс составляет менее 10^{18} н/см², максимальная повреждающая доза на внутрикорпусные устройства — 10^{-5} сна, на корпус реактора — 2,5 сна;
- Малая мощность и уникальная установка подавления активности позволят близко разместить АТЭЦ с ВК-100 к потребителям продукции [2];
- Выбор реактора типа ВК-100 в составе АТЭЦ обоснован 45-летним опытом безаварийной эксплуатации российской реакторной установки ВК-50 [3; 4; 5; 6]: 30 лет в режиме АТЭЦ. В настоящее время ведутся работы по продлению срока ее эксплуатации до 60 лет;
- В одноконтурной установке с корпусным кипящим реактором изменение нагрузки влечет за собой только изменение расхода пара из реактора. Давление и, соответственно, температура насыщения теплоносителя и температура корпуса реактора остаются неизменными, т. е. нет циклических нагрузок на металлоконструкции и топливо. Это требуемая в будущем «технология, обеспечивающая маневренность АЭС и позволяющая атомным станциям гибко реагировать на изменение графика нагрузки без угрозы снижения надежности и безопасности их работы» [12]. Наличие в одноконтурной схеме быстродействующей редуцированной установки позволяет за секунды без резкого снижения мощности реактора обеспечить изменение нагрузки более 50% от исходной.

Корпусной кипящий реактор с естественной циркуляцией теплоносителя обладает уникальными внутренними свойствами надежности и безопасности:

- простой, пассивный и надежный способ охлаждения активной зоны на основе всережимной естественной циркуляции;
- высокие свойства саморегулирования и самоограничения мощности за счет отрицательных значений температурного и парового эффектов реактивности; например, на реакторе ВК-50 уже в первый год эксплуатации были демонтированы рабочие органы автоматического регулирования, что значительно упростило систему управления и защиты реактора [7];
- низкий уровень содержания радиоактивных продуктов в теплоносителе;
- хорошая коррозионная стойкость различных конструкционных материалов при использовании простых водно-химических режимов [8; 9];
- непрерывное удаление с паром газообразных продуктов деления и радиоллиза из реактора с утилизацией водорода на специальной установке каталитического сжигания;
- установка подавления активности позволяет поддерживать выбросы газов в окружающую среду при нормальной эксплуатации реактора на уровне выбросов современных АЭС — 1—3 Ки/сут. (35—110 ГБк/сут.);
- низкое, по сравнению с двухконтурными реакторными установками, рабочее давление (7 МПа), позволяющее минимизировать последствия ситуаций с разгерметизацией контура.

Концепция строительства АТЭЦ в городской черте предполагает не превышение пределов безопасной эксплуатации по выходу радиоактивных веществ в окружающую среду при самом консервативном нарушении нормальной эксплуатации, т. е. отсутствие факта проектной аварии как таковой.

Пример — концепция радиационной безопасности реактора ВК-50, многократно прошедшая экспертизу «Ростехнадзора». На реакторных установках типа ВК превышение пределов безопасной эксплуатации возможно только при запроектных авариях с вероятностью ниже $1 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹. При этом предельно допустимый аварийный выброс по ¹³¹I для реактора ВК-100 составит 2 ТБк, что почти на порядок меньше показателей реакторов с водой под давлением.

Технические характеристики РУ ВК-100 приведены в табл. 1.

Таблица 1. Технические характеристики РУ ВК-100

Параметр	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	340
Электрическая мощность, МВт	до 120
Мощность теплофикационного узла, Гкал/ч	150
Рабочее давление, МПа	7,0
Расход пара из реактора, т/ч (кг/с)	562 (156)
Температура теплоносителя, °С (К)	286 (559)
Диаметр активной зоны, м	2,35
Высота активной зоны, м	2
Удельная мощность активной зоны, кВт/л	до 40
Кампания работы между перегрузками активной зоны, лет	2
Глубина выгорания топлива, МВт-сут./кг	45
Обогащение топлива, %	5
Скорость циркуляции теплоносителя, м/с	1—1,1
Диаметр корпуса реактора, м	3,8
Высота корпуса реактора, м	14,5
Толщина стенки корпуса реактора, мм	70
Масса реактора в сборе, т	240
Диаметр контейнента, м	6
Расчетное давление контейнента, МПа	3,1

Инновационность проектных решений АТЭЦ с реактором ВК-100 заключается в следующем:

- Корпусной кипящий реактор типа ВК малой мощности имеет срок эксплуатации до 100 лет, что достигается за счет малой мощности и достаточного слоя железобетонной защиты для снижения флюэнса на корпус;
- Относительно небольшой срок сооружения и окупаемости обеспечивается за счет нового подхода к формированию систем безопасности, не имеющего аналогов в мировой практике проектирования и эксплуатации корпусных кипящих реакторов;
- Модульная транспортабельная конструкция основных компонентов реакторной установки при их заводском изготовлении позволяет уйти при строительстве АТЭЦ с реактором ВК-100 от традиционной технологии сооружения атомных станций;
- Для сооружения АТЭЦ вблизи городов будет рассмотрена система охлаждения конденсаторов турбины с применением «сухих» градирен. Их использование помимо получения экономического эффекта в резуль-

тате минимизации водопользования и уменьшения капитальных затрат на строительство гидротехнических сооружений позволит российской атомной энергетике участвовать в решении проблемы снижения количества «парникового» водяного пара.

Будет использована классическая схема одноконтурной установки с корпусным кипящим реактором (рис. 1). Отличием от традиционных в отечественном реакторостроении подходов является то, что реактор и часть не отсекаемых от реактора трубопроводов будут расположены в небольшом металлическом контейнменте, рассчитанном на максимальное давление 3 МПа при самой консервативной запроектной аварии. Размещение всех систем, кроме реактора, вне контейнмента позволяет значительно уменьшить размеры первичной защитной оболочки [7]. Использование для реактора ВК-100 отработанных на ВК-50 принципов минимальной достаточности и металлоемкости систем нормальной эксплуатации и систем безопасности, а также максимальное использование при аварийных ситуациях систем нормальной эксплуатации (самого основного контура в режиме «Выбег генератора») позволят минимизировать количество систем безопасности и размеры оборудования.

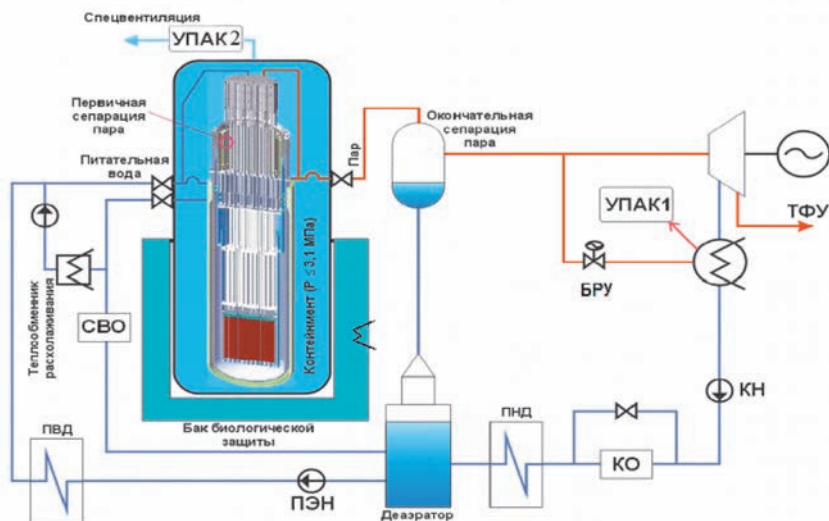


Рис. 1. Принципиальная схема РУ ВК-100

Алгоритм работы систем безопасности реактора ВК-100 сформирован исходя из опыта эксплуатации и модернизации РУ ВК-50. Этот алгоритм отли-

чается от традиционных для реакторов с водой под давлением принципов локализации аварии поддержанием расхода теплоносителя в реактор и конденсацией пара в первичной защитной оболочке. Локализация аварий на ВК-100 направлена:

- на сохранение уровня в реакторе для устойчивой работы контура естественной циркуляции;
- на расхолаживание реактора и контейнента за счет ускоренного сброса давления и за счет постоянного удаления неконденсируемых газов в систему очистки.

В случае запроектной аварии с разгерметизацией корпуса реактора и наложением отказа по внешнему электроснабжению режим «Выбег генератора» позволяет ускоренно сбросить давление, максимально сохранить воду в контуре и тем самым значительно уменьшить количество остальных систем подпитки и расхолаживания реактора, а также объемы воды в них. Таким образом, сама схема основного контура является первым каналом расхолаживания и подпитки реактора: уменьшаются потери теплоносителя в обрыв в первые, самые необходимые 3 мин за счет работы электронасосов на «собственном паре», подаваемом из реактора на турбогенератор. Режим «Выбег генератора» трижды имел место на ВК-50 и продемонстрировал надежность работы оборудования одноконтурной кипящей реакторной установки.

Гидроемкости (рис. 2) — системы безопасности пассивного типа — обеспечивают эффективную естественную циркуляцию в активной зоне при подаче в реактор холодного борного раствора. Подача борного раствора необходима в случае отказа рабочих органов системы защиты — это второй канал аварийной защиты, расхолаживания и подпитки реактора.

При исчерпании запасов гидроемкостей автоматически включается третий канал расхолаживания и поддержания реактора в подкритическом состоянии — слив борного раствора из борного бака (ББ) в реактор либо самотеком, либо с помощью насоса, запитанного от аккумуляторных батарей сейсмостойкого исполнения.

Отвод остаточного тепловыделения осуществляется с помощью прямоточного парогенерирующего устройства, расположенного под крышкой реактора, а неконденсированные газы малым расходом направляются из реактора на систему очистки — четвертый канал расхолаживания реактора.

При снижении давления в реакторе при необходимости (как и по технологии ВК-50) осуществляется подпитка реактора из деаэратора самотеком из-за более высокого расположения последнего — пятый канал расхолаживания реактора.

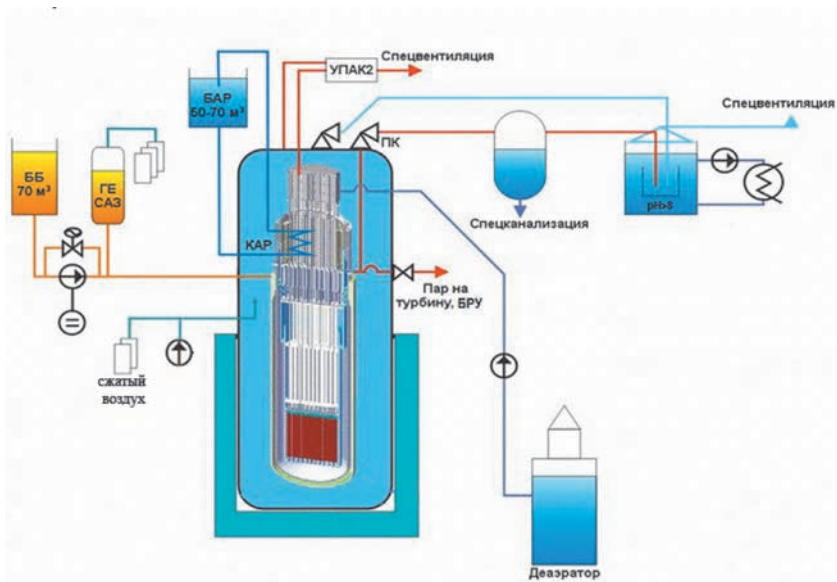


Рис. 2. Системы безопасности ВК-100

Металлический контеймент не требует систем охлаждения в ситуациях разгерметизации контура. Расхолаживание контеймента осуществляется совместно с реактором за счет конденсации пара и сдувки парогазовой смеси из реактора: реактор расхолаживается и расхолаживает контеймент. Сам контеймент при разгерметизации корпуса реактора или не отсекаемых от него трубопроводов является пассивным каналом стабилизации уровня в реакторе при заполнении внутреннего пространства контеймента теплоносителем до уровня патрубков. Такая же схема за счет заполнения бетонной шахты реактора предусмотрена на реакторе ВК-50. Это шестой, «завершающий» способ (канал) расхолаживания реактора за счет контура естественной циркуляции.

Таким образом, немногочисленное количество систем безопасности с учетом внутренних свойств самозащищенности, основанных на принципе естественной циркуляции теплоносителя, позволяет при самой тяжелой запроектной аварии без вмешательства персонала поддерживать реактор в безопасном

подкритичном состоянии любое время до включения систем нормального расхолаживания и подпитки и ограничивать предельно допустимый аварийный выброс радионуклидов ^{131}I не более 2 ТБк (50 Ки), что как минимум на порядок меньше, чем на реакторах большой мощности типа ВВЭР.

С учетом особенностей конструкции оборудования и прежде всего контейнента в концепции создания ВК-100 использованы все значимые наработки технических решений РУ ВК-50. Некоторые эксклюзивные решения будут использованы без существенных изменений: это установка подавления активности, водно-химические режимы при различных конструкционных материалах и главное — алгоритм работы систем безопасности.

В табл. 2 приведены производственные показатели РУ ВК-100. Первая строка в таблице соответствует работе с чистой выработкой электроэнергии, вторая — предполагаемому режиму с выработкой тепла на демонстрационном энергоблоке в Димитровграде, третья — возможному режиму с максимальной выработкой тепла. С увеличением теплофикационной нагрузки значительно возрастают КПД и доходная часть от отпуска продукции. Работа одного блока сокращает потребление органического топлива, используемого только на отопление, на 100—150 тыс. т условного топлива в год.

Таблица 2. Показатели РУ ВК-100

Режим работы	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Выработка тепла, тыс. Гкал	Отпуск энергопродукции, млн руб.	КПД, %	Увеличение доходов по сравнению с конденсационным режимом
Конденсационный	870	—	796	33	1,00
С выработкой 80 Гкал/ч тепла	788	416	990	48	1,24
С выработкой 120 Гкал/ч тепла	708	624	1105	55	1,38

Стоимость сооружения демонстрационной АТЭС с реактором ВК-100 на оборудованной площадке Научно-исследовательского института атомных реакторов (НИИАР) оценивается в 5,4 млрд руб. (1500 долл./кВт), на новой площадке — 7,4 млрд руб. (2100 долл./кВт).

С учетом тарифов (2010 г.) по отпуску и передаче электроэнергии и тепла (чистая прибыль — 800 млн руб. в год) окупаемость первого энергоблока на площадке НИИАР при норме дисконта 8% составит 12 лет [11], для новой площадки — 16 лет.

Численность персонала для одного энергоблока составит 200 человек, а для будущей четырехблочной АТЭЦ с реакторами типа ВК-100 и всей необходимой инфраструктурой — 1500 человек.

Выводы

ВК-100 удовлетворяет потребностям мощностного ряда для решения проблемы теплофикации многих регионов России.

Комплексное использование технических решений, отработанных при длительной эксплуатации ВК-50, гарантирует радиационную безопасность и длительную эксплуатацию новых современных АТЭЦ с РУ ВК-100.

Отработка инновационных технических решений позволит сократить сроки и стоимость серийного сооружения до уровня мировых достижений: три-четыре года, 1100—1300 долл./кВт.

Спрос на АТЭЦ с РУ ВК-100 будет иметь место за рубежом: потребность в таких установках в мире по оценкам зарубежных специалистов составляет порядка 500 блоков.

Литература

1. *Шмелев В. Е., Ещеркин В. М.* и др. Технологические испытания теплофикационного стенда на реакторной установке ВК-50. — Димитровград, 1981. — Препринт НИИАР-15 (468).
2. *Краснов А. М., Коняшов В. В.* и др. Контроль герметичности оболочек твэлов на РУ ВК-50 // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов. — 2005. — Вып. 1. — С. 39—46.
3. *Соколов И. Н.* и др. Опытный реактор корпусного типа и некоторые результаты его энергопуска // Теплоэнергетика. — 1969. — № 5. — С. 62—67.
4. *Хакимов А. А., Соловьев Ю. А.* и др. Опыт эксплуатации реакторной установки ВК-50: Доклад ИАЕА-М-140/35. Осло, 1971.
5. *Соколов И. Н.* и др. Обзор основных результатов исследований установки ВК-50 // Труды семинара стран-членов СЭВ «ВВЭР-68». — Т. 1. — М., 1968. — С. 367—396.
6. *Ещеркин В. М.* и др. Опыт эксплуатации атомной энергетической установки ВК-50. — Димитровград, 1981. — Препринт НИИАР-5 (1958).

7. *Афанасьев В. А., Соколов И. Н.* и др. Исследование системы автоматического регулирования атомной энергетической установки с кипящим реактором // *Атом. энергия.* — 1968. — Т. 25, вып. 6. — С. 57—59.
8. *Ананьев Е. П., Андреева А. Б.* и др. Эффективность применения нейтрально-кислородного водно-химического режима при эксплуатации АЭС с кипящим реактором // *Атом. энергия.* — 1982. — Т. 52, вып. 1. — С. 7—11.
9. *Забелин А. И., Андреева А. Б.* и др. Опыт применения углеродистых сталей при бескоррекционном водно-химическом режиме на АЭС ВК-50 // *Атом. энергия.* — 1980. — Т. 49, вып. 4. — С. 229—232.
10. *Шмелев В. Е., Забелин А. И.* Радиолиз теплоносителя в кипящем реакторе ВК-50 // *Атом. энергия.* — 1986. — Т. 60, вып. 4. — С. 248—251.
11. *Кузнецов Ю. Н., Каширин В. И., Курский А. С.* и др. Концептуальные основы создания инновационной реакторной установки с кипящим реактором (ВК-100) для региональной атомной энергетики // *Сборник тезисов / МНТК «Региональная атомная энергетика (АтомРегион-2009)», ОАО «ОКБ Африкантов», 2009.* — 37 с.
12. *Энергетика России 2030: целевое издание / Под общ. ред. Б. Ф. Вайнзихера.* — М.: Альпина Бизнес Букс, 2008.

Положительный опыт создания и 36-летней эксплуатации АСММ — Билибинской АТЭЦ

*В. И. Каширин, Н. А. Чугунов, В. А. Янчук, ОАО «Ижорские заводы»
Ю. Д. Баранев, Л. А. Кочетков, Л. М. Парафило
Государственный научный центр «Физико-энергетический институт
им. академика А. И. Лейпунского»*

Билибинская АЭС (БиАЭС) — первый, но тем не менее наиболее удачный из реализованных проектов АСММ. Все ее четыре блока успешно отработали в удаленном изолированном районе Заполярья (Билибино Чукотского автономного округа) весь назначенный срок службы (30 лет), и их эксплуатация продлена еще на 15 лет. Следует отметить, что для ядерных энергетических установок, как правило, имеющих незаменимые или требующие больших затрат для замены компоненты, это одна из основных инженерных задач.

Опыт проектирования, строительства и эксплуатации БиАЭС должен быть предметно проанализирован при решении вопроса о целесообразности масштабного использования АСММ, о чем в последнее время ведутся не утихающие дискуссии.

Ниже кратко изложены особенности конструктивных и проектных решений, определивших высокий уровень эксплуатационной надежности станции, а также дана ретроспектива основных этапов ее проектирования, строительства и эксплуатации.

Проектирование

Работы по проектированию велись на основании постановления Совета Министров СССР № 744-279 от 8 октября 1965 г. Научное руководство работами осуществлял Физико-энергетический институт им. А. И. Лейпунского (ФЭИ), Обнинск. Главным конструктором реакторной установки являлось техническое бюро «Энергоблок» (в настоящее время его функции выполняет ОКБ ОАО «Ижорские заводы»), генеральным проектировщиком станции — Уральское отделение ВГНИПИИ «Атомтеплоэлектропроект» (ныне сопровождение эксплуатации БиАЭС в части проектных вопросов осуществляет институт «Атомэнергопроект», Москва). Рабочее проектирование и испытание оборудования системы управления и защиты (СУЗ) реактора проводились институтом ВНИИэлектропривод.

Расположение площадки, специфика района строительства и ее учет в проекте БиАЭС

БиАЭС расположена на крайнем северо-востоке России, за полярным кругом, в географической точке с координатами $68^{\circ}4'$ северной широты и $166^{\circ}31'$ восточной долготы в зоне вечной мерзлоты в северо-западной части Чукотского автономного округа, в 3,9 км восточнее города Билибино — административного центра Билибинского района (рис. 1). Для района Билибина характерны суровые климатические, сложные геологические, гидрологические и географические условия:

- длительная (до восьми месяцев в году) зима с температурами до -60°C ;
- вечномерзлые грунты, горные породы, пронизанные линзами льда на большую глубину;
- маловодность района при отсутствии в нем не промерзающих в зимнее время рек и естественных озер;
- большая удаленность (тысячи километров) от промышленных районов, расстояние до ближайших портов Северного морского пути 300 и 550 км.



Рис. 1. Обзорная схема Билибинского района

Чаун-Билибинская энергосистема (ЧБЭС), для работы в которой создавалась БиАЭС, имеет протяженные (примерно 800 км) электрические сети, проходящие по гористой тундре, что обуславливает их повышенную аварийность (особенно в летнее время, когда идет оттаивание грунта).

Она имеет малую мощность, так что БиАЭС составляет примерно 50% ее общей мощности. Для нее характерна также значительная неравномерность графика электрической нагрузки (четыре дневных максимума-минимума в летний период с отношением минимума к максимуму 0,6) [2].

В связи с указанной спецификой района при разработке проекта БиАЭС был решен ряд новых инженерных задач, в том числе:

- разработана канальная водографитовая реакторная установка на основе трубчатых твэлов, генерирующая насыщенный пар по одноконтурной схеме, с естественной циркуляцией кипящей воды на всех уровнях мощности, обладающая необходимой надежностью при систематической работе в режиме переменных нагрузок (энергоблоки должны участвовать в покрытии переменной части графика нагрузки энергосистемы);
- впервые для заполярных условий разработана замкнутая система технического водоснабжения станции на основе сухих градирен, требующих очень малых расходов воды (в размере подпитки контуров, компенсирующей утечки из них);
- обеспечена посадка здания крупного промышленного объекта на рыхлые горные породы в условиях вечной мерзлоты.

Особенности проектирования БиАЭС

БиАЭС проектировалась, когда возможности численного моделирования были еще крайне ограничены. В то же время некоторые проектные решения вызывают сомнения относительно их работоспособности у части специалистов и по настоящее время, несмотря на то, что энергоблоки станции обеспечили проектные показатели и не только успешно отработали назначенный срок службы, но и превысили его. Сомнения вызывают, в частности, устойчивость естественной циркуляции в контуре с кипящим теплоносителем и транспорт теплоносителя с достаточно высоким паросодержанием по трубам с горизонтальными участками. Для обоснования выбранных проектных решений в ФЭИ был создан полномасштабный по высотным отметкам стенд предназначенный для исследований тепло-гидравлических процессов применительно к условиям реакторной установки (РУ) ЭГП-6. Относящаяся к моделируемой активной зоне реактора ЭГП-6 часть стенда содержала два макета тепловыделяющих сборок (ТВС) с шестью твэлами каждый, подключенных с помощью изогнутых горизонтальных трубопроводов, моделирующих горизонтальные подводящие и отводящие тракты РУ.

Специальные эксперименты, проводившиеся на стенде, подтвердили высокие динамические качества контура естественной циркуляции установки. При этом было показано, что естественная циркуляция теплоносителя не ограничивает скорость переходных процессов в заданном диапазоне изменения мощности энергоблока.

Результаты экспериментов на полномасштабном стенде подтверждены экспериментами непосредственно на энергоблоках БиАЭС.

Общая характеристика БиАЭС

Установленная электрическая мощность БиАЭС — 48 МВт при одновременном отпуске теплоты 78 МВт (67 Гкал/ч). Максимальный по возможностям отбора пара из турбины и теплообменного оборудования отпуск теплоты — до 116 МВт (100 Гкал/ч) при снижении электрической мощности станции примерно до 40 МВт. В качестве паропроизводительных установок на БиАЭС применены канальные водографитовые реакторные установки, генерирующие насыщенный пар по одноконтурной схеме [1].

БиАЭС состоит из четырех однотипных энергоблоков. Первый из них пущен в январе 1974 г., четвертый — в декабре 1976 г. Каждый энергоблок включает:

- реакторную паропроизводительную установку номинальной тепловой мощностью 62 МВт, или 12 МВт (э), паропроизводительностью 95 т/ч при давлении 6,37 МПа и температуре питательной воды 104°C;
- теплофикационную турбоустановку, работающую на насыщенном паре с давлением 5,88 МПа с промежуточной сепарацией влаги; электрогенератор, трансформатор, схему выдачи мощности в электрическую сеть ЧБЭС;
- теплофикационное оборудование и систему выдачи теплоты в тепло-сеть, систему технического водоснабжения, вспомогательное оборудование реакторного и машинного отделений.

Принципиальная схема АЭС с реактором ЭГП-6 приведена на рис. 2, характеристики реактора ЭГП-6 — в табл. 1.

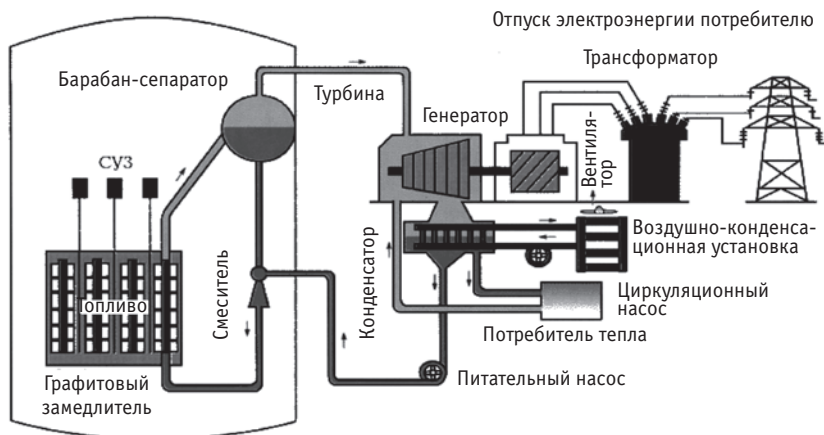


Рис. 2. Принципиальная схема АЭС с реактором ЭГП-6

Таблица 1. Характеристики реактора ЭГП-6

Параметр	Величина
Высота активной зоны, м	3
Эквивалентный диаметр активной зоны, м	4,1
Шаг квадратной решетки ТВС, мм	200
Число ТВС	273
Число каналов СУЗ	60
В том числе:	
аварийной защиты	8
автоматических регуляторов	8
Загрузка урана, т	7,2
Обогащение урана, %	3 и 3,6
Длительность кампании ТВС с учетом частичных перегрузок, эф. сут.	1150
Глубина выгорания (максимальная), МВт-сут./кг	20
Наружный диаметр ТВС, мм	88
Длина ТВС полная, мм	7700
Опускная труба ТВС (сталь 0X18H10T), мм	25×1
Количество твэлов в ТВС	6
Трубчатый твэл с керметной топливной композицией:	
размеры внутренней трубы (сталь 0X18H10T), мм	120×0,6
размеры наружной оболочки (сталь 0X18H10T), мм	22×0,3
топливо (в виде крупки)	UO ₂
контактный материал	Магний
Газ, заполняющий графитовую кладку	Азот
Максимальная мощность ТВС, кВт	360
Средняя мощность ТВС, кВт	227

Табл. 1. Окончание

Максимальный тепловой поток, кВт/м ²	800
Максимальная температура топлива, °С	380
Максимальная температура графитового замедлителя, °С	550
Расход воды через ТВС, кг/ч	2000—2500
Температура воды на входе в ТВС, °С	~250
Массовое паросодержание на выходе из ТВС (максимальное/среднее), %	30/16

Факторы, обеспечивающие надежность и самозащищенность РУ типа ЭГП

Применение трубчатых твэлов обуславливает:

- отсутствие в контуре продуктов деления, в том числе в аварийных ситуациях (подтверждено опытом эксплуатации Первой АЭС и Белоярской АЭС); в контуре накапливаются продукты коррозии (при четырехгодичном цикле дезактивации барабана-сепаратора их суммарная активность во всем контуре РУ ЭГП-6, по измерениям, составляет примерно 50 Ки);
- хороший термический контакт твэла с графитовым замедлителем, имеющим в совокупности с отражателем большую тепловую емкость;
- малые проходные сечения для теплоносителя в ТВС, что обуславливает относительно малые расходы истечения теплоносителя в реакторное пространство при разрушении твэлов в аварийных ситуациях.

Нейтронно-физические характеристики активной зоны:

- быстрый мощный коэффициент реактивности отрицателен во всем диапазоне мощностей в течение всего межперегрузочного периода реактора;
- опорожнение части ТВС и всех ТВС дает отрицательное изменение реактивности в течение всего межперегрузочного периода реактора;
- обеспечивается пространственно-временная устойчивость полей энерговыделения из-за относительно малых размеров активной зоны (соответственно, нет необходимости в специальных системах локального регулирования полей энерговыделения).

Теплотехнические характеристики:

- относительно малые размеры активной зоны ($H/D = 3,0 \times 4,1$ м) обуславливают относительно большую растечку теплоты при разогревах зоны в ряде аварийных процессов и рассеяние теплоты остаточного тепловыделения и аккумулированной теплоты в окружающее пространство;

- масса графита на единицу мощности относительно велика (в 2,4 раза больше, чем в реакторе РБМК-1000), что обуславливает большую теплоаккумулирующую способность активной зоны;
- ячейки СУЗ чередуются в графитовой кладке с ячейками ТВС; ТВС и каналы СУЗ охлаждаются различными независимыми контурами.

Основной циркуляционный контур реакторной установки:

- теплосъем при естественной циркуляции кипящей воды на всех уровнях мощности вплоть до номинальной; отсутствие главных циркуляционных насосов и арматуры в основном контуре РУ (в нем нет ни одной единицы действующей арматуры);
- контур секционирован на независимые групповые петли, замкнутые на барабан-сепаратор (шесть петель); питательная вода и вода от систем аварийного расхолаживания подаются в каждую групповую петлю;
- сборные коллекторы групповых петель подсоединены к перепускному коллектору, обеспечивающему подачу воды к группе ТВС, если раздаточный коллектор этой группы разрушен.

Каналы и контур охлаждения СУЗ:

- все поглощающие стержни перемещаются в сухих полостях каналов СУЗ;
- стержни аварийной защиты падают под действием силы тяжести, время их ввода в активную зону (по измерениям) — 2,4 с;
- в рабочих режимах контур охлаждения СУЗ отводит из реактора 2—2,5% тепловой мощности.

Следует отметить, что контур охлаждения каналов СУЗ замкнут на деаэратор, чем достигается утилизация тепла.

Сооружение

Работы по строительству БиАЭС велись на основании постановления Совета Министров СССР от 29 июня 1966 г. № 800-252.

Оборудование реакторной установки изготавливалось на Ижорском заводе, Подольском машиностроительном заводе им. С. Орджоникидзе, Барнаульском котельном заводе. Часть вспомогательного оборудования изготавливалась специализированными заводами различных ведомств.

В разработке и изготовлении оборудования для БиАЭС участвовали и другие страны-члены Совета экономической взаимопомощи: теплофикационные турбины были разработаны и изготовлены Первым Брненским заводом (ЧССР), воздушно-радиаторные охладители для системы технического

водоснабжения разработаны с участием института HOTERV (ВНР), а теплопередающие колонны изготовлены венгерскими предприятиями.

Строительство станции осуществляло Управление строительства Билибинской АЭС треста «Магаданэнергострой». Монтаж реакторного, турбинного и другого энергетического оборудования станции выполнен Билибинским участком треста «Востокэнергомонтаж».

Основными участниками пуско-наладочных работ по реакторной установке были ЦНИП Белоярской АЭС, ФЭИ, Билибинская АЭС.

Координацию проектных, строительно-монтажных работ, пуско-наладочных работ по станции осуществляло ВПО «Союзатомэнерго».

При сооружении Билибинской атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) (рис. 3) была решена проблема доставки на площадку оборудования, имеющего относительно большую массу и габариты. Это оборудование доставлялось на площадку по зимнику из порта Певек. Самыми массивными единицами оборудования были барабаны-сепараторы (диаметр 2 м, длина 11,3 м, масса 45 т).



Рис. 3. Общий вид Билибинской АТЭЦ

Эксплуатация

БиАЭС работает в изолированном Чаун-Билибинском энергоузле (ЧБЭУ). В состав узла, кроме АЭС, входит Чаунская ТЭЦ (Певек) (установленная $N_{\Sigma} = 34,5$ МВт, в том числе 7,5 МВт ДЭС). Системообразующей линией электропередачи является ВЛ-110 кВ.

В настоящее время эксплуатирующей организацией БиАЭС является ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Выработка электрической энергии

Ввиду того, что основной целью сооружения атомной станции в условиях Крайнего Севера было развитие горнодобывающей промышленности в регионе, максимальные объемы производства электрической энергии энергоблоками БиАЭС приходится на 1980-е годы (рис. 4), в период пика развития золотодобывающей отрасли.

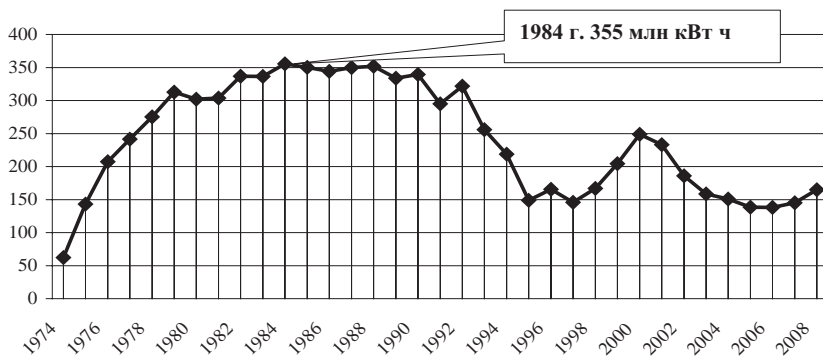


Рис. 4. Выработка электроэнергии в 1974—2008 гг., млн кВт·ч

В связи с использованием в системе технического водоснабжения БиАЭС сухих градирен — воздушно-радиаторных охладителей (ВРО) допускалась возможность ограничения электрической мощности турбогенераторов в летний период при температуре наружного воздуха 10°C и выше. Такое решение, принятое для сокращения поверхностей ВРО, находилось в противоречии с летним графиком нагрузки энергоузла, обусловленным наибольшей интенсивностью работы горнодобывающих предприятий в летний период. На БиАЭС не только освоена проектная схема ВРО, но и разработана и внедрена система интенсификации теплоотдачи к воздуху от поверхностей ВРО путем распыления воды. Это практически устранило ограничения мощности БиАЭС в летний период [2].

Начиная с 1990 г. наблюдается резкий спад производства электроэнергии, вызванный снижением объемов работ по добыче золота в Билибинском и Чаунском районах, банкротством и развалом отдельных золотодобывающих компаний и старательских артелей. В 1997—2000 гг. происходил рост потребности в электрической энергии, напрямую связанный с частичным восстановлением золотодобывающей промышленности в постперестроечный период, а затем спад потребления в 2000—2006 гг. В 2007 г. с пуском оборудования крупной золотодобывающей компании ОАО «Рудник Каральвеем»

наблюдалось некоторое увеличение объемов отпускаемой электроэнергии. Сегодня ОАО «Рудник Каральвеем» является самым крупным потребителем электрической энергии, вырабатываемой Билибинской АЭС (примерно 30% отпускаемого объема).

В период устойчивой экономики (до 1991 г.) коэффициент использования установленной мощности (КИУМэ) БиАЭС достигал 85%, коэффициент готовности — 90—92%. С 2003 г. по настоящее время КИУМэ (общий по станции) не превышает 40% (рис. 5).

В последние годы БиАЭС обеспечивает отпуск в сети более 75% вырабатываемой в ЧБЭУ электроэнергии (рис. 6).

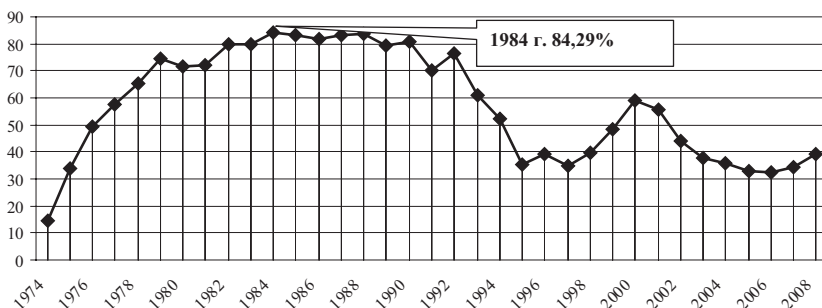


Рис. 5. КИУМэ по станции в 1974—2008 гг., %

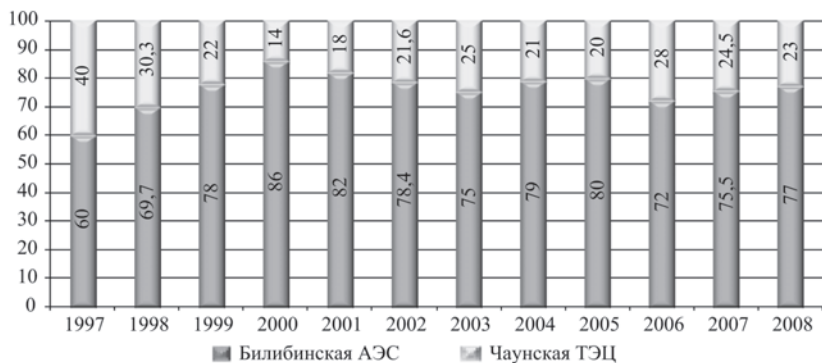


Рис. 6. Доля выработки БиАЭС в ЧБЭУ в 1997—2008 гг., %

В общем виде распределение электрической энергии по потребителям в ЧБЭУ на примере первого полугодия 2009 г. представлено на рис. 7.

БиАЭС с момента пуска первого энергоблока участвует в покрытии переменной части графика нагрузки ЧБЭС, т. е. работает по диспетчерскому графику. Характерный график изменения нагрузки приведен на рис. 8.

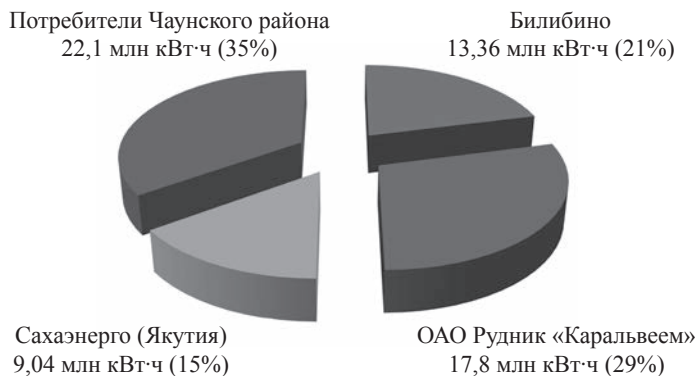


Рис. 7. Распределение потребления электроэнергии в ЧБЭУ за первое полугодие 2009 г.

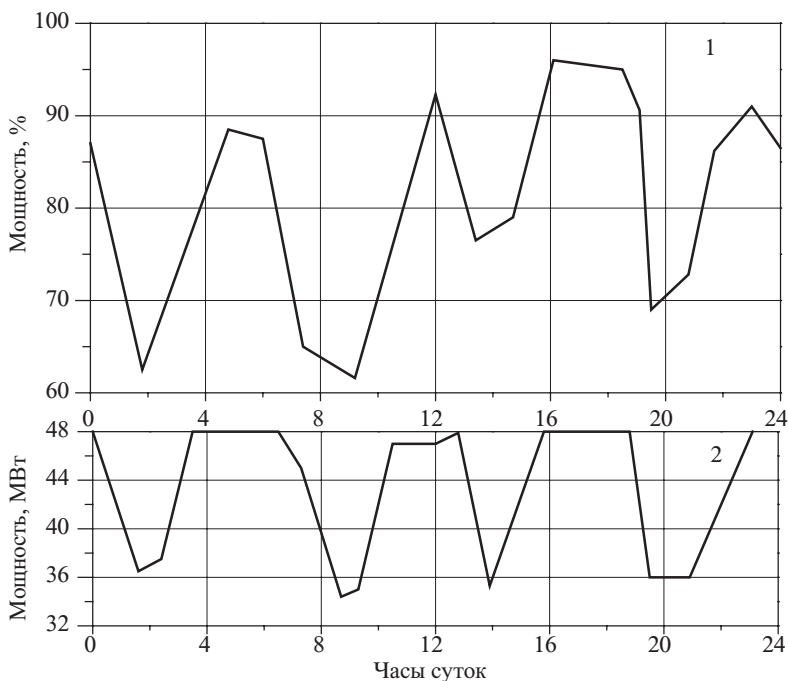


Рис. 8. Характерный летний график электрических нагрузок ЧБЭС (1) и БиАЭС (2)

Выработка тепловой энергии

Ввод в эксплуатацию Билибинской АЭС позволил в период с 1976 по 1979 г. вывести из работы все четыре городские угольные тепловые котельные, чем значительно были сокращены затраты на обеспечение теплом города с учетом сложной транспортной схемы доставки угля.

В проекте БиАЭС предусмотрена трехконтурная схема теплоснабжения. Греющей средой является пар, генерируемый в реакторе и поступающий на теплофикационную установку из отборов турбины. Пар подогревает воду теплосети до 150°C (второй контур), по которой она направляется на расстояние 3,5 км к сетевым водо-водяным теплообменникам теплового пункта поселка и затем возвращается на АТЭЦ при температуре 80°C. Отопительная сеть поселка является третьим контуром системы теплоснабжения. Для предотвращения попадания радиоактивных веществ из первого контура в третий давление во втором контуре в пределах подогревателей поддерживается более высоким (до 1,8 МПа), чем в первом контуре (до 1,5 МПа). При этом давление в отопительной сети не более 0,6 МПа [2].

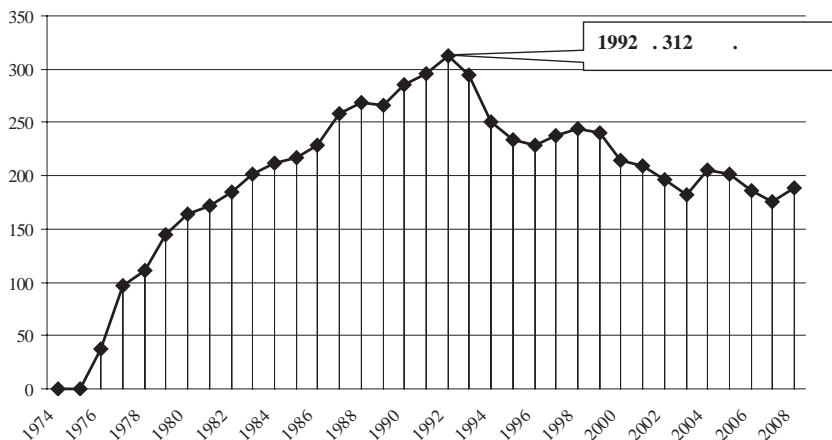


Рис. 9. Отпуск тепловой энергии с коллекторов Билибинской АЭС в 1974—2008 гг., тыс. Гкал

На БиАЭС проведены специальные исследования составляющих радиоактивных примесей греющего пара, воды теплосети, радиационно-гигиеническая оценка систем централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения от АТЭЦ. Результаты исследований и данные систематического контроля службы внешней дозиметрии свидетельствуют об отсутствии ка-

кой-либо дополнительной опасности для потребителя теплоснабжения от АТЭЦ по сравнению с теплоисточниками на органическом топливе.

С 1979 по 1992 гг., в период крупномасштабной застройки жилого и производственного секторов Билибина, возростала и потребность в тепловой энергии (рис. 9). С 1992 г. по настоящее время наблюдается спад потребления тепловой энергии, связанный с оттоком населения в центральные регионы страны, отключением от центрального отопления и сносом высвободившегося ветхого жилья, снижением производственных мощностей и прекращением функционирования ряда организаций вследствие тяжелого социально-экономического положения в регионе.

Безопасность БиАЭС

Физический пуск первого реактора БиАЭС в 1973 г. совпал с завершением разработки первого варианта основного нормативного документа ОПБ-73. По этой причине проект РУ ЭГП-6 имел (и имеет) значительное количество отступлений от требований современных нормативных документов. После пуска энергоблоков БиАЭС усилия разработчиков были сосредоточены в следующих направлениях:

- анализ фактической безопасности РУ (до и после проведения ряда мероприятий по повышению безопасности);
- ликвидация (или частичная компенсация) отступлений от нормативных документов (прежде всего проведением мероприятий в соответствии с принятой концепцией реконструкции);
- обоснование возможности эксплуатации БиАЭС при наличии неустранимых отступлений.

Для анализа фактической безопасности РУ и разработки мероприятий по повышению безопасности использовались современные программные средства — АТУ2, АСАДЕМ, ТАПВГР, RELAP, COSMOS. Это позволило создавать более адекватные модели РУ, оборудования и элементов оборудования. Такие модели использовались также при разработке отчета по углубленной оценке безопасности и обосновании возможности продления эксплуатации БиАЭС сверх проектного срока.

Оборудование БиАЭС продемонстрировало в целом очень высокий уровень надежности и безопасности. За все время эксплуатации зарегистрирована только одна авария «мокрого» типа — разрушение одного твэла внутренним рабочим давлением теплоносителя в реакторе блока № 2. Заметных радиационных последствий для персонала и населения авария не имела.

Аварийная ТВС была успешно выгружена из реактора в бассейн выдержки. Кроме того, зафиксирована повышенная утечка азота из газового контура блока № 1 вследствие нарушения его герметичности. Это нарушение было устранено в 2010 г. Также имели место протечки бака биологической защиты (ББЗ) на энергоблоке № 1. Борьба с ними проводилась с использованием сложного робототехнического оборудования. Для определения места утечки ООО «Пролог» (Обнинск) разработало систему и методику телевизионного визуального контроля. С помощью этой системы выполнен контроль наружных поверхностей кожухов и ББЗ реакторов. Контроль производился через две проходки ББЗ демонтированных трубопроводов диаметром 76×14 (Dy48) вентиляции пространства между кожухом и ББЗ при температуре в ББЗ 35—40°С и радиационном фоне 150—200 Р/ч.

Продление эксплуатации энергоблоков БиАЭС сверх проектного срока

Проектный 30-летний срок эксплуатации первого энергоблока БиАЭС истек 11 января 2004 г., второго — 31 декабря 2004 г., третьего — 31 декабря 2005 г., четвертого — 31 декабря 2006 г. Вопрос о продлении эксплуатации первой очереди БиАЭС сверх проектного срока возник в связи с невозможностью реализации по ряду причин проекта второй очереди. Работы по обоснованию возможности продления эксплуатации БиАЭС сверх проектного срока развернуты в 2000 г. по следующим направлениям:

- технико-экономическое или социальное обоснование целесообразности (необходимости) продления срока эксплуатации БиАЭС;
- обоснование безопасности БиАЭС при продлении срока ее эксплуатации;
- обследование объектов БиАЭС с целью оценки технического состояния и возможностей продления срока ее эксплуатации;
- обработка результатов обследования объектов БиАЭС, оформление лицензий на эксплуатацию энергоблоков сверх проектного срока.

Результатом этих работ явилось продление срока службы энергоблоков на 15 лет сверх проектного.

Уроки БиАЭС

Высокая надежность БиАЭС как энергоисточника, с одной стороны, и существенно более высокие ее технико-экономические показатели по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе — с другой, подтвердили высокую эффективность применения ядерных энергоисточников для

тепло- и электроснабжения труднодоступных бесплодных районов страны. В период устойчивой экономики России себестоимость электроэнергии на БиАЭС была в 1,5 раза ниже, чем на электростанциях на органическом топливе, расположенных в наиболее благоприятных местах по стоимости органического топлива в данном регионе — на побережье Ледовитого океана, стоимость теплоты — в 2—2,5 раза ниже, чем на ведомственных котельных Билибина, работавших на привозном органическом топливе.

БиАЭС является мощным по масштабам Чукотки энергоисточником, работа которого не требует привлечения большого количества транспортных средств (десятков морских танкеров или углевозов, а также сотен автомашин с соответствующим персоналом). Количество тепловой энергии, которое может быть выработано реакторами БиАЭС за год, соответствует сжиганию 210—230 тыс. т условного топлива. Перевозка эквивалентного количества ядерного топлива на БиАЭС (тепловыделяющих сборок вместе с транспортными контейнерами) составляет около 50 т в год и обеспечивается авиарейсами.

Работы по созданию БиАЭС от выдачи задания на проектирование и разработки технико-экономического обоснования до пуска первого блока заняли около десяти лет. Если рассматривать проект БиАЭС не изолированно, а в хозяйственном комплексе Чукотского автономного округа и страны в целом, то, по-видимому, он является самым выгодным из энергетических проектов атомной отрасли. Тем не менее изменение экономической ситуации в стране поставило БиАЭС на грань выживания и вынудило концерн фактически передать ее на баланс государства. Тариф, по которому оплачивает электроэнергию ОАО «Чукотэнерго» за счет собственных средств, составляет примерно 20% экономически обоснованного, остальные средства выделяются Чукотскому АО из федерального бюджета. Из изложенного можно сделать следующие выводы.

- Экономика АСММ, предназначенной для изолированной энергосистемы, намного жестче связана с экономической конъюнктурой района размещения, чем экономика атомной станции, работающей в централизованной энергосистеме. Поэтому проекты АСММ должны быть увязаны с долговременными планами экономического развития районов их размещения. Из этого следует, что роль государства в таких проектах возрастает.
- Включение АСММ в структуру концерна «Росэнергоатом» — организации, эксплуатирующей атомные станции большой мощности, не способ-

стует рациональному выбору типа этих энергоисточников (это видно на примере плавучей АЭС) и не учитывает специфику их эксплуатации. В случае развертывания программы широкого использования АСММ следовало бы создать специализированную организацию для их эксплуатации.

- Для АСММ, работающей в изолированной энергосистеме, особенно в отдаленных районах Крайнего Севера, ее надежность как энергоисточника важнее высокой экономичности. Многоблочность увеличивает надежность.
- Проекты АСММ, предназначенные для изолированных энергосистем, должны обеспечивать работу в маневренном режиме.
- Когенерация для АСММ должна быть не опцией, а обязательным условием, позволяющим не только улучшить экономические показатели, но и повысить безопасность атомного энергоисточника.
- С учетом имеющегося задела, опыта и современных инструментов проект АСММ на базе легководного реактора вполне возможно создать и реализовать за относительно короткий срок. Однако, учитывая, что до остановки первых двух блоков БиАЭС осталось менее 10 лет, работы по созданию замещающих мощностей следует развернуть незамедлительно.

Перспективы

Чаун-Билибинская промышленная зона имеет перспективу экономического развития при наличии надежного и относительно дешевого энергоисточника. Здесь располагаются как освоенные (с возможностью расширения), так и еще не освоенные месторождения различных полезных ископаемых. Еще до периода радикальных экономических преобразований в стране разрабатывались планы реконструкции ЧБЭС на базе проекта РУ АТУ2 (ФЭИ, Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники им. Н. А. Доллежала, ОАО «МоАЭП») в качестве блока замещения БиАЭС.

Однако этим планам не суждено было сбыться. Начиная с 1990 г. произошел резкий спад производства электроэнергии, вызванный снижением объемов работ по добыче золота в Билибинском и Чаунском районах, банкротством и развалом отдельных золотодобывающих компаний и старательских артелей. С 1994 г. наступило резкое снижение КИУМэ БиАЭС (до 35,4% в 1995 г. при примерно 85% в 1985 г.). В 2002 г. КИУМэ БиАЭС составил около 44%. Есть симптомы, что БиАЭС остается в ЧБЭС одна.

В 2002 г. официально объявлено о выводе из эксплуатации плавучей электростанции «Северное сияние». Администрация ЧАО обсуждает вопрос о сроке остановки Чаунской районной энергосистемы, износ оборудования которой давно вышел за пределы, определяемые его ресурсом. С 2002 г. Чаунская районная энергосистема отказалась от участия в регулировании частоты в электрических сетях ЧБЭС.

С другой стороны, в связи с пуском в 2007 г. оборудования крупной золото-добывающей компании ОАО «Рудник Каральвеем» наблюдается некоторое увеличение объемов электрической энергии отпускаемой БиАЭС. Планы развития экономики Чукотского АО предполагают существенное увеличение энергопотребления. В настоящее время замещение мощностей в ЧБЭС предусматривается путем установки в Чаунском заливе вблизи Певека плавучей АЭС из двух энергоблоков на основе корпусных реакторных установок КЛТ-40С. Электрическая мощность, выдаваемая станцией внешнему потребителю, — 70 МВт, мощность теплоснабжения — 72 Гкал/ч. Что касается БиАЭС, то рассматривается вопрос о ее эксплуатации в режиме без генерации энергии. При этом для снабжения теплом Билибина предполагается построить электрокотельную.

Позиция ОАО «Ижорские заводы»

Мы также считаем дальнейшее продление эксплуатации энергоблоков БиАЭС сверх 15 лет нецелесообразным. Однако наша позиция относительно замещающих мощностей кардинально отличается. Мы полагаем, что замещающие мощности целесообразно разместить непосредственно на площадке действующей станции или поблизости от нее. Для такого решения есть ряд веских причин.

Надежность локальных резервированных источников энергии по снабжению электричеством и теплом Билибина и других потребителей. Вариант с электрической котельной имеет существенные недостатки. Один из них — это необходимость передачи электроэнергии по линии электропередачи. Последняя в условиях гористой тундры крайнего северо-востока склонна к аварийности и может выходить из строя по общей причине (оттаивание грунтов, обледенение, ураган и др.). Кроме того, ее стоимость будет соизмерима со стоимостью блока замещения.

- Инфраструктура БиАЭС, которую можно частично использовать для блока замещения и сэкономить таким образом затраты.

- Квалифицированный персонал БиАЭС, практически подготовленный для работы на новых блоках. Одновременно решается проблема трудоустройства.
- Рациональное решение финансовых и кадровых проблем вывода из эксплуатации блоков РУ ЭГП-б. Демонтаж, вывоз оборудования ОЯТ и т. д. в этом случае при необходимости можно растянуть на весь срок службы замещающих мощностей, использовать для этого тот же эксплуатационный персонал.
- Разрешенность транспортной проблемы: имеются летние и зимние дороги, аэропорт, принимающий и большегрузные транспортные самолеты; водное сообщение по реке Малый Ануй в летнее время.
- Расположение площадки в центре Чаун-Билибинской энергосистемы, что обеспечивает наилучшие возможности для передачи энергии потребителям.
- Менее затратное обеспечение физической защиты атомной станции, чем на побережье океана.

Это согласуется с мнением администрации Чукотского АО, изложенным губернатором округа на выездном совещании Совета безопасности России в Южно-Сахалинске [4], а также содержащемся в письме [5].

В качестве замещающей мощности, наиболее подходящей по безопасности, минимальному составу оборудования, весогабаритным характеристикам, затратам, срокам проектирования, строительства и др., могла бы быть использована установка модульного типа с кипящим корпусным реактором и естественной циркуляцией легководного теплоносителя. Она не требует разработки, экспериментального обоснования и исследований нового топлива, каких-либо материалов, теплоносителя и т. д. и может базироваться на уже освоенных технологиях топлива, конструктивных материалов, легководного теплоносителя, освоенных технологиях изготовления и существующей производственной базе.

Следует упомянуть, что для такого варианта замещения имеется референтная установка ВК-50, успешно отработавшая в Научно-исследовательском институте атомных реакторов (НИИАР) даже больший срок, чем БиАЭС. В отличие от БиАЭС эта установка имеет статус исследовательского реактора. Однако фактически она также используется в режиме АТЭС. В настоящее время обсуждается проект ВК-100 для площадки НИИАР.

Когда мы говорим о ВК-100, то имеем в виду опытно-промышленный блок, позволяющий отрабатывать технологию и проводить экспериментальные работы, связанные с перспективными направлениями использования кипящих корпусных реакторов. К отработке технологии следует отнести в первую очередь создание модульной реакторной установки для целей теплофикации и использование встроенной инерционной системы сепарации пара, а к перспективным направлениям так называемой новой технологической платформы — использование уплотненной решетки твэла (технология RMWR).

В ОКБ ОАО «Ижорские заводы» выполнена предпроектная оценка, показавшая возможность создания РУ с легководным корпусным кипящим реактором в модульном исполнении мощностью до 200 МВт (э) [6].

В случае БиАЭС речь идет о замещающих мощностях. Поэтому можно ограничиться практически полной референтностью с ВК-50, в том числе внутрикорпусной гравитационной сепарацией пара. Это позволит упростить конструкцию и обслуживание реактора. По предварительным оценкам, масса корпуса кипящего легководного реактора мощностью до 24 МВт (э) не превысит массы барабана-сепаратора БиАЭС.

Заключение

Опыт проектирования, строительства и эксплуатации БиАЭС является несомненным инженерно-техническим достижением. Он доказывает техническую и хозяйственную возможность сооружения и успешной эксплуатации ядерных энергоисточников в труднодоступных изолированных районах, подтверждает высокую эффективность применения ядерных энергоисточников для электро- и теплоснабжения в труднодоступных и бесплодных районах страны, позволяет сформулировать технические требования к атомным станциям удаленных районов и к их системам и агрегатам.

Литература

1. Долгов В. В. и др. Опыт эксплуатации Билибинской АТЭЦ для выработки электрической энергии и тепла в районе Крайнего Севера // Международная конференция по опыту, накопленному в ядерной энергетике. МАГАТЭ, Вена 13—17 сентября 1982. Доклад IAEA-C-42/35. — 509 с.

2. *Минашин М. Е.* и др. Опыт эксплуатации Билибинской АТЭЦ // Атом. энергия. — 1984. — Т. 56, вып. 6. — 370 с.
3. *Санковский Г. А.* и др. Исследование работы энергоблоков Билибинской АТЭЦ в режиме автоматического регулирования мощности и частоты в изолированной энергосистеме // Атом. энергия. — 1981. — Т. 51, вып. 3. — 147 с.
4. <http://www.rkopin-chukotka.ru/news/article.storyid/140.htm>.
5. Письмо Представительства правительства Чукотского автономного округа, исх. № 11-08/80 от 19 октября 2010 г.
6. *Каширин В. И.* и др. Некоторые расчетные оценки приемлемости концепции модульности для кипящих корпусных реакторов / ОАО «Ижорские заводы», МНТК-2010, Концерн «Росэнергоатом». — М., 2010.

Автономные, экологически безопасные атомные энергоисточники малой мощности на базе реакторных установок типа «УниTERM»

*Ю. Г. Драгунов, Е. Н. Гольцов, Г. И. Гречко, В. А. Шишкин
ОАО «Научно-исследовательский и конструкторский институт
энерготехники им. Н. А. Доллежалея»*

Введение

Общепринято эффективность энергоисточников определять по стоимости вырабатываемой энергии. По этому критерию энергетические станции малой мощности, в том числе и атомные, проигрывают крупным станциям, что закономерно.

Однако станции малой мощности обладают рядом качеств, наличие которых позволяет считать их использование экономически целесообразным, а в ряде случаев единственно возможным направлением при решении задач экономического развития огромных территорий Российской Федерации, расположенных в зоне децентрализованного энергоснабжения, улучшения в них демографической и экологической обстановки, повышения качества жизни, что способствовало бы решению стратегической цели сохранения российской государственности.

Среди энергоисточников малой мощности особое положение занимают атомные станции, которым в последнее время уделяется все больше внимания как разумной альтернативе традиционным энергоисточникам, базирующимся на углеводородном топливе.

Атомные станции малой мощности обладают следующими отличительными качествами:

- полностью автономным функционированием, позволяющим разместить станцию на любой территории, характеризующейся отсутствием развитой энергетической и транспортной инфраструктуры, в том числе в труднодоступных местах, например, с целью освоения месторождений природных ресурсов;
- повышенными требованиями к экологической чистоте, безопасности и надежности;

- длительным временем работы без перегрузки топлива — десятки лет в экстремальных климатических условиях;
- возможностью использования местного населения в обслуживании станции, что позволяет создать дополнительные рабочие места, снизить отток населения, стабилизировать социально-демографическую обстановку.

Решить упомянутые выше задачи и тем самым продемонстрировать международному сообществу практическое освоение пустующих территорий России возможно только при поддержке государства и осуществимо в ближайшие семь-восемь лет при использовании атомных станций малой мощности.

Данный доклад посвящен одной из таких станций — атомной станции малой мощности «УниTERM». Концепция атомной станции основывается на 30-летнем опыте создания и эксплуатации судовых и корабельных ядерных реакторных установок.

АСММ «УниTERM», соответствуя требованиям Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) к перспективным атомным станциям четвертого поколения, отвечает самым современным критериям безопасности, надежности, экологической чистоты, условиям нераспространения ядерных оружейных материалов, обладает уникальными свойствами, выделяющими ее из ряда атомных станций малой мощности.

Надежность и предельно достижимая безопасность

Энергетической основой АСММ «УниTERM» является автономная высоконадежная длительного действия реакторная установка с мощностью одного энергоблока до 10 МВт (э). Ее характеризуют следующие особенности:

- интегральный водо-водяной реактор (рис. 1);
- трехконтурная схема передачи тепла от активной зоны к потребителю, где промежуточный контур является дополнительным барьером безопасности на пути распространения радиоактивности, позволяя для обслуживания неактивируемого третьего контура и всей инфраструктуры атомной станции за пределами защитной оболочки реакторной установки использовать постоянно работающий персонал из местного населения;
- все системы безопасности установки — пассивного типа, функционируют на основе естественных процессов;

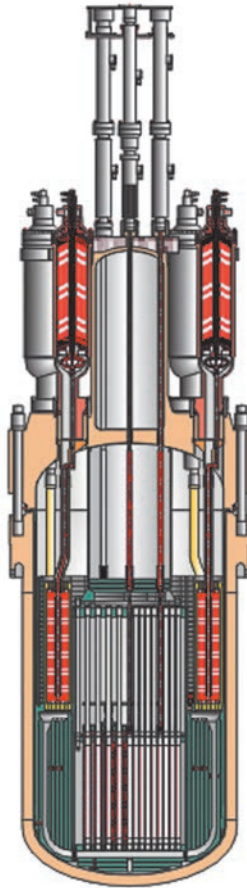


Рис. 1. Водоводяной реактор АСММ «УниTERM»

- использование естественной циркуляции теплоносителя во всех контурах реакторной установки, обеспечивающих ее автономное функционирование при отключенном потребителе и, в случае необходимости, полное расхолаживание установки;
- изменение мощности реакторной установки в период непрерывной работы (в течение одного года) в зависимости от нагрузки потребителя происходит без участия оператора;
- отсутствует необходимость в техническом обслуживании реакторной установки в период непрерывной работы (в течение одного года); после каждого года эксплуатации проводятся профилактические работы;

- защищенность от ошибок обслуживающего персонала, а также преднамеренных действий, направленных на вывод АСММ из строя (в течение непрерывного необслуживаемого периода работы полностью блокируется доступ в помещения реакторной установки, где размещены все ее жизненно важные системы);
- отсутствие перегрузки активной зоны в процессе эксплуатации реакторной установки (20—25 лет);
- малые размеры защитной оболочки реакторной установки (около 10 м в диаметре), внутри которой размещены все ее жизненно важные системы, позволяют получить высокую степень защищенности объекта от угрозы терроризма и снизить затраты на обеспечение его физической защиты (рис. 2).

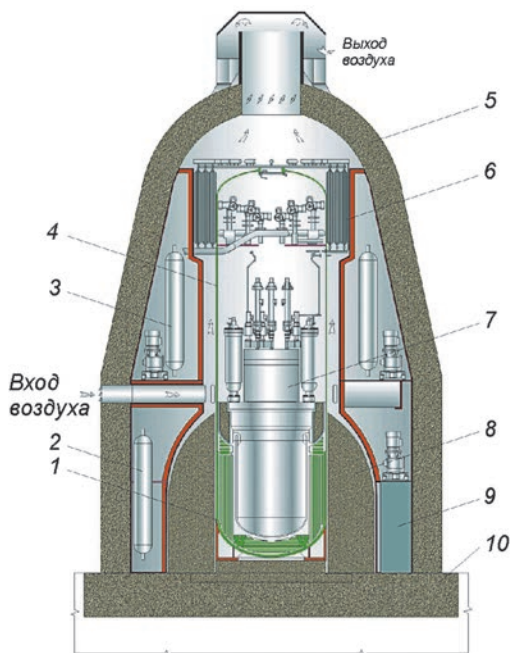


Рис. 2. Реакторная установка: 1 — бак железородной защиты; 2 — баллоны хранения газообразных радиоактивных отходов; 3 — система подачи жидкого поглотителя; 4 — защитная оболочка; 5 — оболочка противоударной защиты; 6 — теплообменник системы расхолаживания; 7 — парогенерирующий агрегат; 8 — блоки радиационной защиты; 9 — хранилище жидких и твердых радиоактивных отходов; 10 — фундамент

Комплекс этих свойств позволяет говорить о качественно новом уровне энергетической установки «УниTERM» по надежности и безопасности.

Конструкция реакторного блока характеризуется прагматизмом и современным техническим уровнем. Они заключаются в максимальном использовании отработанной технологии транспортных атомных установок и инновационных решений, обеспечивающих конкурентоспособность.

Экологическая безопасность

Экологическая безопасность характеризуется следующими свойствами:

- малой зоной противоаварийного реагирования, позволяющей размещать жилые строения на границе санитарно-защитной зоны; при максимальной проектной аварии, не говоря уже о нормальных условиях эксплуатации, величина мощности эффективной дозы на наружной поверхности защитной оболочки и во всех остальных помещениях блоков станции соответствует интенсивности естественного фона ионизирующих излучений;
- отсутствием радиационной активности в контурах потребителей за счет введения дополнительного барьера безопасности (трехконтурная схема передачи тепла потребителю);
- применением воздушного охлаждения конденсаторов и теплообменников расхолаживания без использования водных источников, что обеспечивает работу станции в любое время года (существенно для северных регионов России) и практически не влияет на окружающую среду;
- минимальным воздействием на природу в процессе доставки и монтажа оборудования по причине малой площади, занимаемой станцией (около 1 га).

Удобство эксплуатации

Удобство эксплуатации определяется следующими факторами:

- в течение автономного периода работы реакторная установка функционирует без вмешательства оператора и не требует обслуживания;
- за пределами защитной оболочки реакторной установки допускается обслуживать всю инфраструктуру атомной станции постоянно работающим персоналом, в том числе из местного населения;

- профилактические работы на реакторной установке проводятся один раз в год выездной бригадой специалистов-атомщиков в течение одной-двух недель;
- маневрирование мощностью во всем диапазоне нагрузки, задаваемой потребителем, происходит без участия оператора за счет саморегулирования реакторной установки, а при полном сбросе нагрузки установка продолжает работать на минимальной мощности в режиме ожидания.

Технико-экономические показатели

С целью улучшения технико-экономических показателей АСММ «УниTERM» при ее проектировании в максимальной степени использованы оборудование, отдельные узлы и элементы, отработанные в процессе строительства и проверенные практикой длительной эксплуатации ядерных энергетических транспортных установок, с использованием освоенных российской промышленностью конструкционных материалов.

Удельные капитальные вложения для АСММ «УниTERM» с учетом топливной загрузки на единицу установленной мощности составят около 9000 долл./кВт. Срок окупаемости двухблочной АСММ «УниTERM» при размещении ее в районе Верхоянска при тарифе на электроэнергию 7 руб./кВт·ч (данные 2007 г.) составит около 10 лет.

В настоящее время оценка потребности в таких станциях для России составляет от 40 до 90 единиц при общем количестве энергоблоков от 100 до 200 единиц.

Заключение

АСММ «УниTERM» обладает следующими уникальными потребительскими качествами:

- сохранение природы во всех формах, в том числе здоровья человека;
- высочайший уровень безопасности, надежности и удобства эксплуатации станции за счет возможности длительной работы реакторной установки в автоматическом режиме без вмешательства оператора;
- допустимость размещения АЭС около жилых массивов или непосредственно в них;
- использование накопленного опыта проектирования, изготовления и эксплуатации транспортных атомных энергоустановок;

- способность отечественного энергомашиностроения изготавливать оборудование реакторной установки, что позволяет создать автономные, с новыми качествами по экологической чистоте атомные энергоисточники за шесть-восемь лет (без проведения научно-исследовательских работ).

Таким образом, полное соответствие АСММ «УниTERM» требованиям МАГАТЭ к перспективным атомным станциям четвертого поколения XXI в., обладающей уникальными потребительскими качествами, позволяет отнести ее к числу инновационных проектов, внедрение которых могло бы содействовать успешному решению задачи развития энергетической инфраструктуры и экономики регионов России с децентрализованным энергоснабжением.

Стационарные АСММ на базе судовых реакторных установок, технологий и потенциала судостроительной промышленности

В. П. Струев, С. П. Малышев, ФГУП «Центральный научно-исследовательский институт им. академика А. Н. Крылова»

Стационарные атомные станции малой мощности, спроектированные и построенные с использованием судовых реакторных установок, судостроительных технологий и научно-производственного потенциала судостроительной промышленности, могут занять достойное место в системе атомных станций малой мощности и обеспечить гарантированное тепло- и электрообеспечение в регионах, удаленных от систем централизованного энергообеспечения и источников углеводородных ресурсов.

На протяжении своего более чем векового существования ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова является головной и ведущей научно-исследовательской организацией судостроительной отрасли страны, обеспечивающей концептуальное обоснование развития военного и торгового флота, проведение комплексных исследований с использованием уникальной, во многом не имеющей аналогов в мире экспериментальной базы проектирования и строительства кораблей, судов и морских сооружений, их эксплуатацию и утилизацию, т. е. полный жизненный цикл.

При прямом и непосредственном использовании интеллектуального потенциала института к началу 1990-х годов было обеспечено создание первоклассного военно-морского флота и одного из крупнейших торгового и рыболовецкого флотов мира, которых страна прежде не имела.

Значительное место в работах института занимают исследования в области создания перспективных корабельных и судовых ядерных энергетических установок (ЯЭУ) включая экспериментальные. Работы по созданию первой атомной подводной лодки проекта 627 К-3 и атомного ледокола проекта 92 «Ленин» начинались в стенах ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова.

На протяжении десятков лет на многоцелевом исследовательском ядерном реакторе У-3, критическом стенде МЭР (модель энергетического реактора третьего поколения), критическом стенде Г-1 (модель судового высокотемпературного газоохлаждаемого реактора), макете корабельного отсека и многих других физических и теплофизических стендах институтом со-

вместно с предприятиями Минсредмаша СССР были проведены сотни научно-исследовательских работ и экспериментов в обеспечении создания отечественного атомного флота.

Последними работами института в этой области были исследования, направленные на повышение теплотехнической эффективности ЯЭУ атомных ледоколов и плавучих энергоблоков, плавучих АСММ нового поколения:

- совершенствование принципиальных схем ЯЭУ;
- проработка применения тепловых аккумуляторов для повышения маневренных качеств ЯЭУ;
- формирование перечня внешних воздействий;
- построение сценариев развития аварийных ситуаций и определения конечного состояния ЯЭУ;
- определение радиационных последствий аварий при внешних воздействиях.

Включение в состав института ЦКБ «Балтсудопроект», разработавшего проект атомного лихтеровоза «Севморпуть» и плавучей атомной теплоэлектростанции «Волнолом» на базе реакторной установки АБВ-67, юридически возложило на институт функции проектанта этих атомных объектов флота. Институт уже более 25 лет занимается (в основном в инициативном порядке) проблемой создания атомных станций малой мощности на базе судостроительных технологий.

Технология судостроения — это совокупность приемов и способов изготовления судовых конструкций и постройки судна в целом как сложного инженерного сооружения. Она включает в себя принципиальную технологию и отдельные производственные процессы. Принципы судостроительных технологий реализуются на предприятиях, которые освоили комплекс собственных только судостроительной отрасли технологических процессов и имеют специализированное оборудование и обученные кадры.

Прогнозируемые высокие технико-экономические показатели АСММ и сжатые сроки их строительства определяются следующими факторами, в основном обусловленными применением судостроительных технологий:

- использованием апробированных судовых реакторных установок и серийно выпускаемого оборудования;
- максимальным использованием научного и проектного потенциала судостроительной промышленности в обеспечении создания атомных объектов флота и ведомственной нормативной технической документации;

- использованием существующих производственных мощностей предприятий судостроительной промышленности и сложившейся внутриотраслевой кооперации и кооперации с предприятиями других ведомств, прежде всего Госкорпорации «Росатом»;
- использованием освоенных судостроительных технологий и оснастки, в том числе модульно-агрегатного метода проектирования, изготовления и монтажа энергетических блоков и вспомогательного оборудования АСММ крупными транспортабельными блоками, модулями и агрегатами 100%-ной заводской готовности;
- возможностью параллельного ведения работ по строительству сооружений АСММ и изготовлению указанных блоков, модулей и агрегатов 100%-ной заводской готовности с последующим монтажом их в сданные под монтаж помещения АСММ;
- применением высокоэффективной организации и технологий судовых электромонтажных работ, позволяющих выполнить затяжку кабельных трасс в сданные под электромонтаж помещения АСММ;
- проведением 100% объема пуско-наладочных работ на комплексных системах управления техническими средствами АСММ с использованием монтажных кабельных трасс с заранее распаянными разъемами в условиях предприятий-изготовителей;
- возможностью ведения работ по сооружению АСММ вахтовым методом, что исключает необходимость строительства поселка-спутника и создания значительной по площади промплощадки;
- решением проблемы утилизации АСММ, отслуживших назначенные сроки эксплуатации, с применением технологий и существующей инфраструктуры утилизации атомных подводных лодок, атомных судов, надводных кораблей с ядерными энергетическими установками и судов атомного технологического обслуживания;
- возможностью органически вписаться в топливный цикл, принятый для корабельных и судовых ЯЭУ.

Это только основные элементы судостроительных технологий, которые могут быть использованы при реализации широкомасштабной программы создания АСММ.

Предпосылками развития стационарных АСММ являются:

- наличие в России значительных территорий (около 70% площади страны), не охваченных централизованными системами электроснабжения;

- экологическая эффективность использования стационарных АСММ в региональных системах тепло- и электрофикации, удаленных от мест добычи или производства углеводородов, за счет снижения выбросов вредных веществ;
- имеющийся в России научный, проектный и производственный потенциал атомного судостроения и машиностроения, поддержание и развитие которого возможно только при реализации конверсионных программ;
- освоение в серийном производстве реакторных установок КЛТ-40С, адаптированных для применения на АСММ;
- наличие гаммы реакторных установок малой тепловой мощности нового поколения, разработанных «ОКБМ Африкантов», Научно-исследовательским и конструкторским институтом энерготехники им. Н. А. Доллежалея» и ОКБ «Гидропресс»;
- неподдельный интерес к созданию и поточному строительству АСММ на Западе, а также в США;
- возможность экспорта АСММ после строительства и демонстрационного периода эксплуатации пилотных проектов в России;
- наличие перспективной схемы финансирования создания АСММ с привлечением инвесторов, в том числе финансовых ресурсов Внешэкономбанка, с использованием принципов государственно-частного партнерства.

Стационарные АСММ могут иметь следующие варианты размещения:

- наземное;
- подземное;
- котлованное.

Вариант размещения стационарной АСММ для конкретной площадки должны определяться на этапе разработки обоснования инвестиций, исходя из критериев экономической эффективности и безопасности.

Наземное размещение АСММ в принципе не отличается от архитектуры атомных электростанций большой мощности. Проведенная ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова сравнительная оценка удельных показателей АСММ и АЭС большой мощности, приведенных к единице установленной электрической мощности (кВт), таких как энергонасыщенность помещений ($\text{м}^3/\text{кВт}$) и площадей территорий ($\text{м}^2/\text{кВт}$), примерно одинаковы. Представляется необходимым провести углубленные исследования масштабных эффектов в области большой и малой энергетики по другим удельным показателям (отношению массы материалов к единице вырабатываемой электрической

мощности и др.), что в принципе должно доказать экономическую эффективность малой энергетики.

С 1995 г. институт занимался проблемами создания подземных атомных электростанций на базе судостроительных технологий, получив в этой работе большую поддержку со стороны Минатома России и лично министра В. Н. Михайлова, а также Российского научного центра «Курчатовский институт» и Института проблем безопасного развития атомной энергетики РАН.

По поручению президента России Б. Н. Ельцина институт разработал проект Федеральной целевой программы «Подземные атомные теплоэлектростанции на базе судостроительных технологий». В соответствии с распоряжением председателя экспертного совета Правительства РФ от 15 июля 1996 г. № 25 была создана комиссия для проведения экспертизы указанной федеральной целевой программы. В заключении комиссии, подписанном генеральным конструктором ОКБМ, академиком РАН Ф. М. Митенковым и другими ведущими специалистами России, в частности, отмечено:

«4.2. Экспертная комиссия предлагает:

4.2.1. Разработку Головных проектов ПАТЭС — осуществлять по унифицированному проекту энергоблока.

4.2.2. Рекомендовать проведение экологической экспертизы ПАТЭС на этапе ТЭО в соответствии с законом Российской Федерации “Об экологической экспертизе” на предмет соответствия действующим нормами АЭС и АСТ.

4.2.3. Определить Государственным заказчиком указанной Программы Миноборонпром России.

В целях проведения единой технической политики при создании ПАТЭС на базе судостроительных технологий возложить функции головной организации — координатора Программы на ГНЦ РФ — ЦНИИ им. акад. А. Н. Крылова.

4.2.8. Рекомендовать ознакомить с указанной Программой и Заключением по ней соответствующие Комитеты Госдумы России.

5. Выводы экспертной комиссии

Рекомендовать:

5.1. Утвердить в установленном порядке Федеральную целевую программу «Подземные атомные теплоэлектростанции — на базе судостроительных технологий» («ПАТЭС на базе судостроительных технологий»), для чего подготовить Поручение Правительства РФ о разработке и согласовании Постановления Правительства РФ по утверждению и реализации указанной Программы.

5.2. Придать настоящей Программе статус Президентской в рамках президентских программ “Технологии двойного назначения”, для чего Минобороны РФ подготовить соответствующий указ Президента РФ.

5.3. Минэкономики РФ принять к рассмотрению бюджетную заявку по указанной Программе на 1997 г.

5.4. Минфину РФ рассмотреть вопрос о приоритетном финансировании настоящей Программы с 1997 г.

Указанная федеральная целевая программа не была реализована в связи со сложной экономической обстановкой в России.

Одним из перспективных вариантов размещения стационарных АСММ является котлованное размещение, он в настоящее время активно прорабатывается во Франции и США.

Отечественная судостроительная промышленность использует аналогичные технологии для сооружения сухих доков. Удельные стоимости строительного объема построенного сухого дока составляют 200—400 долл./м³. По предварительным оценкам размещение реакторных установок и энергетических блоков в котловане по стоимости сопоставимо с размещением таких же реакторных установок и энергоблоков в наземных сооружениях.

Институт проработал возможность размещения стационарных АСММ в моногородах с находящимися вблизи от них стратегически важными для экономики России и успешно развивающимися предприятиями горнодобывающей промышленности и судостроительной промышленности (табл. 1).

Таблица 1. Предложения по размещению в Мурманской области стационарных АСММ на базе реакторной установки КЛТ-40С

Наименование АСММ	Основные населенные пункты в зоне теплофикации	Основные промышленные предприятия в зоне теплофикации	Количество энергоблоков
Заполярная	Заполярный, Никель, Печенга — 44 тыс. человек	Комбинат «Печенганикель»	2—3
Нерпа	Скалистый, Полярный, Снежногорск — 31 тыс. человек	СРЗ «Нерпа», «10 СРЗ», объединения СФ	2—3
Мончегорск	Мончегорск, Оленегорск — 80 тыс. человек	ОАО «Североникель», ОАО «Оленегорский ГОК»	2—3
Апатиты	Апатиты, Кировск — 100 тыс. человек	ОАО «Апатит», КНЦ РАН	3—4
Ковдор	Ковдор — 20 тыс. человек	ОАО «Ковдорский ГОК»	2

Реализация программы серийного выпуска комплектного оборудования для энергетических блоков и строительства стационарных АСММ возможно только при условии четко налаженной кооперации организации предприятий — участников проекта. Для этого целесообразно рассмотреть возможность создания двух региональных центров по выпуску комплектного оборудования для энергетических блоков и строительства стационарных АСММ в Санкт-Петербурге и Нижнем Новгороде.

В условиях бюджетных ограничений вопросы финансирования, развития и реконструкции систем децентрализованного тепло- и электрообеспечения и инфраструктуры жилищно-коммунального хозяйства имеют приоритетное значение с точки зрения социальной и экономической стабильности и могут быть решены при условии долгосрочных гарантий региональных местных бюджетов в рамках государственно-частного партнерства.

В качестве наиболее перспективного механизма финансирования строительства стационарных АСММ должна рассматриваться модель государственно-частного партнерства, реализуемая с привлечением банка развития — государственной корпорации «Банк развития и экономической деятельности (Внешэкономбанк)».

Деятельность Внешэкономбанка регулируется федеральным законом «О банке развития» от 17 мая 2007 г. № 82-ФЗ. Закон декларирует цели деятельности и функции Внешэкономбанка, среди которых с точки зрения реализуемых проектов стационарных АСММ основными являются:

- повышение конкурентоспособности экономики Российской Федерации;
- стимулирование инвестиционной деятельности;
- поддержка экспорта российских товаров, работ и услуг.

Для достижения цели своей деятельности Внешэкономбанк прежде всего осуществляет финансирование инвестиционных проектов, направленных на развитие инфраструктуры и реализацию инновационных проектов, в том числе в форме предоставления кредитов и участия в капитале коммерческих организаций.

Финансовой основой деятельности Внешэкономбанка являются значительные объемы финансирования средств, аккумулируемых на его счетах Правительством РФ. Гарантии их сохранения и приумножения — реализация высокоэффективных инновационных проектов и повышение экспортного потенциала отраслей промышленности. В соответствии со ст. 10 закона

«О банке развития» председателем наблюдательного совета Внешэкономбанка по должности является председатель Правительства РФ.

Основные направления и показатели инвестиционной и финансовой деятельности Внешэкономбанка более подробно сформулированы в «Меморандуме о финансовой политике государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)», утвержденном распоряжением Правительства РФ от 27 июля 2007 г. № 1007-р. Среди них наиболее значительными для воплощения в жизнь проектов стационарных АСММ являются:

- реализация инвестиционных проектов, направленных на устранение инфраструктурных ограничений экономического роста, включая развитие энергетической и транспортной инфраструктуры, инфраструктуры жилищно-коммунального хозяйства;
- реализация проектов, направленных на развитие инноваций;
- участие в реализации проектов, направленных на повышение эффективности использования природных ресурсов, охрану окружающей среды и улучшение экологической обстановки, а также проектов, направленных на повышение энергоэффективности.

Меморандум определяет критерии отбора инвестиционных проектов:

- соответствие принципам и основным направлениям инвестиционной деятельности Внешэкономбанка;
- срок окупаемости проекта — более 5 лет;
- общая стоимость проекта — более 2 млрд руб.;
- минимальный размер участия Внешэкономбанка — 1 млрд руб.

Проектные проработки стационарных АСММ, выполненные институтом, показали соответствие указанным критериям и подтвердили инвестиционную привлекательность стационарных АСММ в различных вариантах размещения.

Как уже указывалось, строительство стационарных АСММ может в настоящее время рассматриваться как одно из основных направлений развития децентрализованной энергетики в районах Крайнего Севера, Дальнего Востока, а также в крупных населенных пунктах, удаленных от магистральных электрических сетей и трубопроводов углеводородного сырья. Это прежде всего моногорода, сформированные около предприятий, как правило, являющихся стратегически важными для функционирования и развития экономики страны.

В инвестиционном проекте, реализуемом с использованием кредитов Внешэкономбанка и других инвесторов, предусматривается участие следующих юридических лиц:

- инициатора проекта;
- получателя средств (им может быть инициатор проекта);
- поручителя (залогодатель, гарант);
- генерального подрядчика;
- кредитора;
- иных юридических лиц, удовлетворяющих условиям Внешэкономбанка.

Механизм финансирования стационарных АСММ с использованием государственно-частного партнерства предусматривает трехстороннее соглашение органов исполнительной власти (на территории которого планируется разместить стационарную АСММ), инициатора проекта и Внешэкономбанка. Трехстороннее соглашение оформляется с участием юридических консультантов Внешэкономбанка. Основанием для принятия решения о финансировании проекта является гарантия органов исполнительной власти, прописанная в бюджете муниципального образования и/или субъекта Федерации.

Основными бюджетными строками, служащими основанием для гарантии возврата кредитов на строительство стационарной АСММ, могут являться тарифы на тепловую и электрическую энергию, а также «северный завоз». Институт выполнил предварительные оценки реализуемости модели государственно-частного партнерства при реализации проектов стационарных АСММ в конкретных районах Мурманской области, которые дали положительные результаты:

- тепловая мощность реактора — 175 МВт;
- количество энергетических блоков — два;
- количество вырабатываемой тепловой и электрической энергии — определить потребность потребителя в пределах тепловой мощности реакторных энергоблоков (для более гибкой адаптации стационарных АСММ к потребителям в части объемов тепловой и электрической энергии в составе энергоблоков предлагается использование турбогенераторов электрической мощностью 12 МВт с различной степенью теплофикации производства ОАО «Киров-Энергомаш», Санкт-Петербург);
- срок окупаемости — 10—12 лет;

- общая стоимость проекта — 12—15 млрд руб.

В качестве примера можно привести формирующуюся в последнее время по модели государственно-частного партнерства Центром государственно-частного партнерства Ненецкого автономного округа инвестиционную заявку во Внешэкономбанк на строительство значительного количества объектов электрогенерации малой мощности. Также ведется оформление заявок на международные и российские гранты, связанные с проектированием строительства энергообъектов. Инициатором заявки на грант выступает администрация Ненецкого АО.

В общую стоимость проектов, реализуемых за счет инвестиций с участием Внешэкономбанка, могут быть внесены затраты на:

- подготовку проекта;
- предпроектные работы (получение необходимых согласований и разрешений, проектно-изыскательные работы и т. д.);
- проектные работы включая подготовку проектно-сметной документации и экспертизы;
- капитальные вложения (приобретение оборудования, строительного-монтажные и пуско-наладочные работы и т. д.);
- подбор и обучение персонала;
- инвестиции в оборотный капитал.

В табл. 2 показаны взаимодействие и основные функции участников проекта строительства стационарной АСММ, соответствующие «Примерному порядку совместной реализации программ типовых проектов государственно-частного партнерства».

В составе проектного предложения по стационарной АСММ во Внешэкономбанк должны быть представлены:

- инвестиционная заявка;
- бизнес-план в соответствии с требованиями банка и финансовой модели;
- заключения и рекомендации, полученные по проекту, а также результаты исследований по проекту;
- бухгалтерские документы по финансовой отчетности инициатора проекта.

Таблица 2. Взаимодействие и основные функции участников проекта строительства стационарной АСММ

Участник	Статус	Основные функции
Инициатор проекта	Муниципальное образование	1. Обосновывает необходимость создания АСММ на территории муниципального образования. 2. Составляет инвестиционную заявку в Внешэкономбанк. 3. Выбирает на конкурсной основе инвестора. 4. Разрабатывает организационную схему строительства и эксплуатации АСММ. 5. Учреждает управляющую компанию
Поручитель	Субъект Российской Федерации	1. Предоставляет региональные бюджетные гарантии. 2. Координирует деятельность муниципального образования. 3. Принимает решение о размещении АСММ
Инвестор	Банк, крупное промышленное предприятие, заинтересованные в строительстве АСММ	Принимает долевое участие в проекте АСММ
Кредитор	Внешэкономбанк	Выделяет кредиты, контролирует условия реализации проекта АСММ и погашения кредитов
Управляющая компания	Акционерное общество, учрежденное участниками проекта	Является генеральным подрядчиком проектирования и строительства АСММ
Эксплуатирующая организация	Юридическое лицо, имеющее необходимые лицензии и разрешения для эксплуатации АСММ	Является заказчиком-застройщиком, арендатором АСММ

Представляется, что некоторые работы должны быть выполнены за счет бюджетного финансирования. К ним можно отнести:

- углубленные исследования по безопасности стационарных АСММ;
- анализ существующих нормативных актов по стационарным АЭС и разработка необходимых правовых и технических актов для всех этапов создания стационарных АСММ;
- анализ научного и проектного задела по стационарным АСММ;
- анализ возможностей существующей производственной базы судостроительной промышленности и смежных отраслей, которые планируется привлечь к участию в реализации проектов стационарных АСММ;
- выбор реакторных установок для пилотных проектов стационарных АСММ;

- разработка концепции и технического облика стационарных АСММ для различных вариантов размещения;
- исследовательское проектирование типовых энергетических блоков стационарных АСММ для различных вариантов размещения.

Основные прогнозируемые технико-экономические характеристики стационарных АСММ:

- стоимость 1 кВт установленной электрической мощности — 120,0—150,0 тыс. руб./кВт;
- срок окупаемости — 10—12 лет;
- время проектирования и строительства головной стационарной АСММ — 6 лет;
- срок службы оборудования энергетического блока стационарной АСММ — до 50 лет;
- срок службы сооружений — около 70 лет;
- кампания активной зоны реакторной установки КЛТ-40С — 2,5—3 года;
- утилизация оборудования реакторной установки с использованием опыта и применением технологий и инфраструктуры утилизации атомных подводных лодок, надводных кораблей с ядерными энергетическими установками и судов атомного технологического обслуживания.

Основные этапы создания проекта опытной стационарной АСММ на базе реакторной установки КЛТ-40С:

- разработка концепции;
- разработка нормативной базы на проектирование и строительство;
- подписание «Декларации о намерениях по проектированию, сооружению и вводу в эксплуатацию стационарной АСММ»;
- разработка «Обоснования выбора площадки для сооружения стационарной АСММ»;
- разработка «Обоснования инвестиций в сооружение стационарной АСММ»;
- разработка «Обоснования воздействия на окружающую среду стационарной АСММ»;
- разработка проектной и технологической документации;
- государственная экспертиза проектной документации;
- параллельные работы: изготовление энергетического оборудования, строительство сооружений;

- монтаж, пуско-наладка энергетических блоков и поблочный ввод стационарной АСММ в эксплуатацию.

Перспективы развития стационарных АСММ с использованием судостроительных технологий:

первое поколение стационарных АСММ — АСММ на базе энергетического блока с реакторной установкой КЛТ-40С максимальной электрической мощностью 38,5 МВт и возможностью выработки тепловой энергии до 25 Гкал/ч;

второе поколение стационарных АСММ — АСММ на базе энергетических блоков с реакторными установками максимальной электрической мощностью 50—75 МВт и возможностью выработки тепловой энергии до 50 Гкал/ч;

третье поколение стационарных АСММ — АСММ на базе энергетического блока с перспективной реакторной установкой максимальной электрической мощностью 125—150 МВт и возможностью выработки тепловой энергии до 80—100 Гкал/ч.

Необходима поддержка Госкорпорации «Росатом» регионального инвестиционного проекта по созданию опытной стационарной АСММ на базе РУ КЛТ-40С с использованием потенциала судостроительной промышленности в Северо-Западном федеральном округе и Санкт-Петербурге.

Целесообразна разработка методики оценки технико-экономической эффективности стационарных АСММ с учетом требований «Внешэкономбанка» по использованию механизма государственно-частного партнерства.

Возможна разработка специальных технических условий на проектирование и строительство опытной стационарной АСММ.

Целесообразно создание межведомственной группы экспертов для проведения оценочных исследований по обоснованию технико-экономической эффективности стационарных АСММ при различных вариантах размещения энергоблоков.

Выражаем надежду на то, что Российская академия наук, РНЦ «Курчатовский институт», ведущие организации и предприятия Госкорпорации «Росатом» и Минпромторга России на паритетной основе сумеют найти или создать межведомственную организацию, способную реализовать масштабную программу малой атомной энергетики с сохранением и развитием существующего научного, проектного и производственного потенциала отечественной промышленности.

Транспортабельная ядерная энергоустановка ГРЭМ для производства электроэнергии и тепла мощностью 1000 кВт (э)

*Ю. Г. Драгунов, В. С. Емельянов, Е. Л. Ромадова, В. П. Сметанников
ОАО «Научно-исследовательский и конструкторский институт
энерготехники им. Н. А. Доллежалея»*

Транспортабельная атомная станция малой мощности ГРЭМ предназначена для электро- и теплоснабжения локальных потребителей, в основном, объектов инфраструктуры промышленного и бытового назначения. Особенность этой установки состоит в том, что в основу ее положены технические решения, принятые для реализации проекта Комиссии президента России по модернизации экономики и технологическому развитию «Создание транспортно-энергетического модуля на основе ядерной энергодвигательной установки мегаваттного класса». Это принципиально новая инновационная концепция, не имеющая мировых аналогов, основанная на применении высокотемпературного и высокоплотного топлива, позволяющего создать малогабаритный реактор и разместить энергетическую установку на транспортном средстве высокой проходимости.

ГРЭМ — одноконтурная установка с газоохлаждаемым высокотемпературным реактором и газовой турбиной замкнутого цикла с теплофикационным теплообменником и воздушным концевым охладителем.

Техническими особенностями ядерной энергетической установки (ЯЭУ) ГРЭМ являются:

- высокотемпературный быстрый газоохлаждаемый реактор с активной зоной на основе наноструктурированного карбонитридного топлива, разработанного в рамках программы развития космической энергетики;
- газотурбинный цикл преобразования энергии в замкнутом цикле, обеспечивающий практически полное использование энергии реактора для производства электроэнергии и теплоснабжения;
- отработанные узлы и агрегаты большинства элементов ЯЭУ как в реакторных условиях, так и на других типах энергоисточников, в частности турбогенераторный блок — на запущенной в октябре 2007 г. на ТЭС-26 в Москве парогазовой энергостанции;

- сформированная кооперация исполнителей, обладающих многолетним опытом создания образцов новейшей техники, как правило, не имеющих мировых аналогов или превосходящих по потребительским характеристикам лучшие мировые образцы;
- параметры теплофикации, которые могут быть достаточно высокими ($T = 600 \text{ K}$, $P \cong 3 \text{ МПа}$) для использования в технологических процессах различных производств.

Готовность технологии к организации производства:

- выполняется комплекс расчетно-конструкторских работ по обоснованию технического облика космической ЯЭУ, которая может служить прототипом установки ГРЭМ;
- отработывается технология создания высокотемпературного топлива с улучшенными эксплуатационными характеристиками, позволяющая обеспечить возможность эксплуатации транспортабельных ЯЭУ в течение 20—25 лет без перегрузки топлива;
- отработана методика подготовки и проведения реакторных испытаний, а также послепусковых исследований прошедших испытания объектов;
- экспериментально отработаны опытные технологии производства твэлов и тепловыделяющих сборок активной зоны реактора, исполнительных и рабочих органов регулирования реактора, материалов блока радиационной защиты, бокового бериллиевого отражателя;
- создана элементная база замкнутой газотурбинной установки, проведен комплекс экспериментальных исследований этой установки;
- экспериментально отработана система отвода тепла транспортабельной ЯЭУ.

Срок создания ЯЭУ ГРЭМ от технического задания до пуска первой опытной установки (в стационарном исполнении) оценивается в шесть-семь лет. Изготовление опытного и всех последующих образцов может осуществляться в основном в Научно-исследовательском и конструкторском институте энерготехники им. Н. А. Доллежаля (НИКИЭТ, НИИ НПО «Луч», Исследовательском центре им. М. В. Келдыша (Центр Келдыша)) с привлечением предприятий, поставляющих специальные материалы, и на предприятиях Белоруссии.

Поскольку создание энергоблока для ядерной энергодвигательной установки мегаваттного класса запланировано на 2015 г., есть основания полагать, что опытный образец ЯЭУ ГРЭМ может быть создан к 2017—2018 гг.

Основные технические характеристики ЯЭУ «ГРЭМ»:

тепловая мощность, МВт	— 2,6
электрическая мощность, МВт	— 1,0
мощность теплофикации, МВт	— 1,35 (1,2·10 ⁶ Ккал/ч)
КПД (э)	— 0,38—0,40
коэффициент использования тепла	— 0,95
масса установки (без трубопроводов теплофикации и кабелей электропередачи), т	— 40—60
срок службы	— не менее 20 лет (без перегрузки топлива)
годовая выработка (при коэффициенте использования установленной мощности, равном 0,9):	
электроэнергии, кВт·ч	— 1,7·10 ⁷
тепла, Гкал	— 2,9·10 ⁴
система сброса неиспользованного тепла цикла	— воздушное охлаждение с механической прокачкой воздуха; местных источников воды не требуется

Компоновка ЯЭУ ГРЭМ осуществляется на трех полуприцепах ЧМЗАП-99990 на базе тягача МАЗ-537 «Ураган» грузоподъемностью 60 т каждый:

- на первом — ядерная энергетическая установка с радиационной и биологической защитой, теплофикационным оборудованием и концевым воздушным охладителем;
- на втором — электротехническое хозяйство, трансформаторы, кабель с опорами (до 10 км), система управления ЯЭУ;
- на третьем — комплект трубопроводов с теплоизоляцией и опорами для передачи тепла потребителям, запасные части, инструменты и принадлежности и пр.

Стоимость отработки и создания мобильной ЯЭУ «ГРЭМ» на основе газоохлаждаемого реактора с турбомашинным способом преобразования энергии оценивается в 500 млн долл.

Стоимость серийного изделия при размере серии 10 штук оценивается в 40—50 млн долл., а при серии из 20 штук — менее чем в 30 млн долл.

Расчетные технико-экономические показатели:

- себестоимость электроэнергии — 3,5 руб./кВт·ч, тепла — 1150 руб./ Гкал;
- тариф на электроэнергию — 12—20 руб./кВт·ч, тепло — 3750 руб./ Гкал;
- срок окупаемости при коэффициенте дисконтирования 10% — 9 лет (рис. 1).

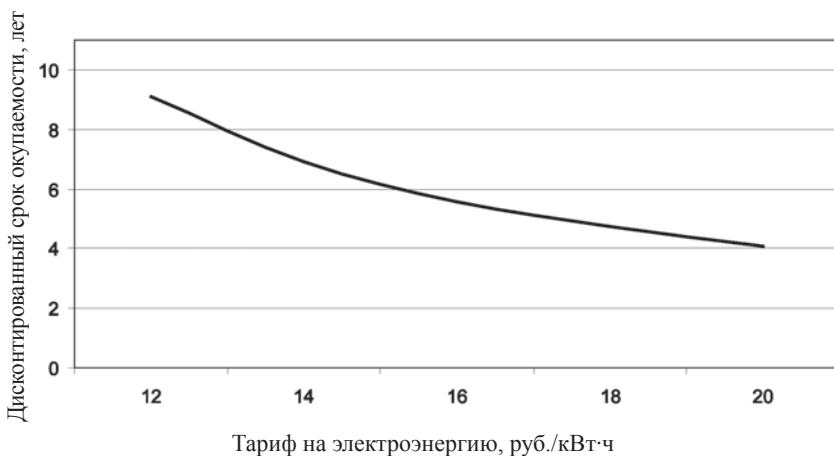


Рис. 1. Зависимость срока окупаемости от изменений тарифа на электроэнергию

Кооперация по созданию транспортабельной установки ГРЭМ. Российские предприятия: разработка проектов, создание реактора и замкнутой газотурбинной установки, проведение комплекса поэлементной экспериментальной отработки (НИКИЭТ, НИИ НПО «Луч», РНЦ «Курчатовский институт», ГНЦ ФЭИ, Научно-исследовательский институт атомных реакторов, «Центр Келдыша», Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана).

Предприятия Белоруссии: разработка и изготовление оборудования системы отвода тепла, создание системы автоматического управления и системы электроснабжения, компоновка транспортабельной ЯЭУ на полуприцепах ЧМАЗП-99990 (Объединенный институт энергетических и ядерных исследований «Сосны», КБ «Академическое», НПО «Интеграл», машиностроительные предприятия).

Статус проекта транспортабельной установки ГРЭМ:

- Проект ЯЭУ ГРЭМ зарегистрирован в базе данных Международного агентства по атомной энергии по ЯЭУ малой мощности. В рамках проекта «Инновационные ядерные реакторы и топливные циклы» (задача 4.2) ведется работа по анализу правовых и институциональных вопросов для обеспечения системы ядерной энергетики на основе транспортабельных атомных установок, результаты которой могут служить основой для дальнейшей проработки ЯЭУ ГРЭМ.
- Проект создания ЯЭУ ГРЭМ в марте 2009 г. доложен на 10-м заседании Комиссии государств — участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях и получил поддержку Комиссии, которая рекомендовала проект к реализации государствами — участниками проекта.
- Проект создания ЯЭУ ГРЭМ в рамках программ Союзного Государства докладывался на IV и V форумах проектов союзных программ (в 2009 и 2010 гг.) и в настоящее время при поддержке Постоянного представительства Совета министров Союзного Государства готовится программа, нацеленная на создание опытно-демонстрационного образца установки.

Газоохлаждаемый реактор с высоким коэффициентом полезного действия

В. М. Котов, Институт атомной энергии Национального ядерного центра Республики Казахстан, Курчатов (Восточно-Казахстанская область Казахстана),

Д. И. Зеленский, ЗАО «МЭТР», Москва

Введение

Одним из путей повышения экономической эффективности атомной энергетики является увеличение коэффициента полезного действия цикла преобразования тепловой энергии в механическую. В реакторах с водным теплоносителем КПД на уровне 45% приводит к повышению давления в контуре до 20 МПа и выше [1]. Реакторы с таким КПД и газовым теплоносителем требуют повышения температур до 1200 К и выше [2; 3]. В проектах высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов используется, как правило, графитовый замедлитель. Достоинством такого решения является возможность эффективного гашения реактивных аварий, недостатком — трудности утилизации графита.

Предлагаемое техническое решение основано на двух посылках:

- В качестве преобразователя тепловой энергии в механическую используется поршневой двигатель, работающий по модифицированному циклу Брайтона [4]. Такой двигатель позволяет получать КПД до 50% при максимальной температуре цикла около 773 К (500°C).
- В качестве замедлителя используется вода. Канальный реактор с разделенными трактами замедлителя и теплоносителя позволяет реализовать возможность эффективного гашения реактивных аварий не хуже графитового реактора [5].

Эти посылки дают возможность создать реактор с высоким КПД и высокой безопасностью на основе хорошо отработанных в атомной энергетике технологий и материалов. Для реакторов сравнительно малой мощности это позволит свести к минимуму время разработки и внедрения и впоследствии использовать полученный опыт в энергетике больших масштабов. Мощность первых реакторов может быть связана с оптимальной мощностью единичных агрегатов поршневого двигателя.

Особенности газотурбинных преобразователей и двигателей Стирлинга

Характеристики различных циклов удобно рассматривать в графическом отображении с логарифмическим масштабом изменяемых давления и объема рабочего тела. Приняты следующие буквенные обозначения процессов в циклах: А — адиабатический, Р — изобарический, Т — изотермический, V — изохорический.

На рис. 1 представлены четыре цикла:

- цикл на основе адиабатических и изобарических процессов АРАР-Р с малым расширением, при котором возможно и необходимо осуществлять рекуперацию тепловой энергии между изобарическими процессами; применяется в газотурбинных установках ВТГР;
- цикл TVTV, являющийся идеальным отображением процессов в двигателе Стирлинга [6];
- цикл АРАР с большим расширением, при котором рекуперация между изобарическими процессами невозможна;
- цикл T_2ART_2AR , являющийся модификацией цикла АРАР, в которой осуществляется дискретное приближение к циклу ТАТА (Карно) [7; 8].

Наклонные красные линии на графиках отображают изотермы.

В общем в цикле АРАР возможно изменение степени расширения от единицы до некоего максимального значения, при котором температура в конце такта рабочего расширения будет равна минимальной температуре цикла. В средней части этого диапазона расширений имеется критическое значение расширения $\varepsilon_{кр}$, при котором характеристики рекуперационного цикла равны характеристикам цикла с большим расширением.

Коэффициент полезного действия цикла Брайтона в зависимости от степени расширения, полноты использования механической энергии в процессах и температурного перепада в рекуперационном теплообменнике можно рассчитать по формулам, в которых приняты следующие обозначения параметров: ε — степень расширения газа в адиабатном процессе; k — показатель адиабаты; μ — молекулярный вес газа, г/моль; $a_{мех}$ — уровень потерь механической энергии в отдельных процессах, о. е.; T_1 — максимальная температура цикла, К; T_3 — минимальная температура цикла, К; C_p — теплоемкость газа, Дж/г; dT — перепад температур между потоками газа в рекуперативном теплообменнике с противоточным течением, К; R — универсальная газовая постоянная.

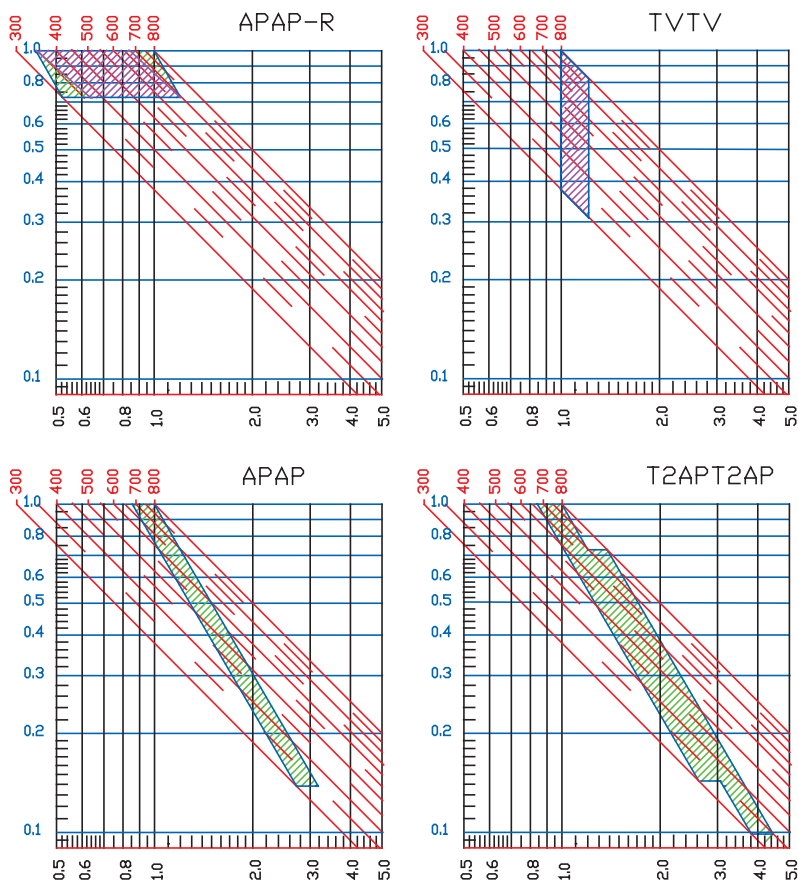


Рис. 1. Характеристики циклов Брайтона (APAP, APAP-R), идеализованного цикла двигателей Стирлинга (TVTV) и модифицированного цикла на основе AP процессов с приближением к циклу Карно (T₂APT₂AP)

Формулы для расчета КПД имеют вид

$$\text{КПД} = \begin{cases} \varepsilon < \varepsilon_{\text{кр}}, & \frac{R}{\mu} \frac{k}{k-1} \frac{\varepsilon^{k-1} \frac{T_3}{T_1} \left(a_{\text{meh}} \frac{k-2}{k} - 1 \right) - \frac{1}{\varepsilon^{k-1}} \left(a_{\text{meh}} \frac{k-2}{k} + 1 \right) + 1 + \frac{T_3}{T_1} - a_{\text{meh}} \left(1 - \frac{T_3}{T_1} \right)}{C_p \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{k-1}} + \frac{dT}{T_1} \right)}, \\ \varepsilon \geq \varepsilon_{\text{кр}}, & \frac{R}{\mu} \frac{k}{k-1} \frac{\varepsilon^{k-1} \frac{T_3}{T_1} \left(a_{\text{meh}} \frac{k-2}{k} - 1 \right) - \frac{1}{\varepsilon^{k-1}} \left(a_{\text{meh}} \frac{k-2}{k} + 1 \right) + 1 + \frac{T_3}{T_1} - a_{\text{meh}} \left(1 - \frac{T_3}{T_1} \right)}{C_p \left(1 - \frac{T_3}{T_1} \varepsilon^{k-1} \right)}, \end{cases}$$

$$\varepsilon_{\text{кр}} = \left(\frac{-dT + \sqrt{dT^2 + 4T_1T_3}}{2T_3} \right)^{1-k}$$

Для нескольких значений уровней потерь механической энергии и перепадов температур в рекуператорах построены графики изменения КПД цикла Брайтона в зависимости от степени расширения. На рис. 2 представлены зависимости КПД для максимальной температуры цикла, характерной для реакторов ВТГР, на рис. 3 — для максимальной температуры цикла 773 К (500°С), характерной для современных тепловых электростанций.

Красными линиями представлены графики КПД с величиной механических потерь, характерных для газотурбинных агрегатов. Видно, что максимум КПД достигается в области малых расширений, а отношение реального КПД таких агрегатов к идеально достижимому в цикле АРАР находится на уровне примерно 69%, а по сравнению с циклом Карно — на уровне примерно 60%.

Приблизительно такая же ситуация в отношении КПД складывается и при использовании поршневых двигателей Стирлинга. Причинами малых КПД двигателей Стирлинга, несмотря на то, что в идеале их КПД равен КПД цикла Карно, являются неидеальность воспроизводства процессов TVTV в двигателе, использование малых расширений, в которых приближение к идеальному TVTV максимально, но потери даже в идеальном цикле велики.

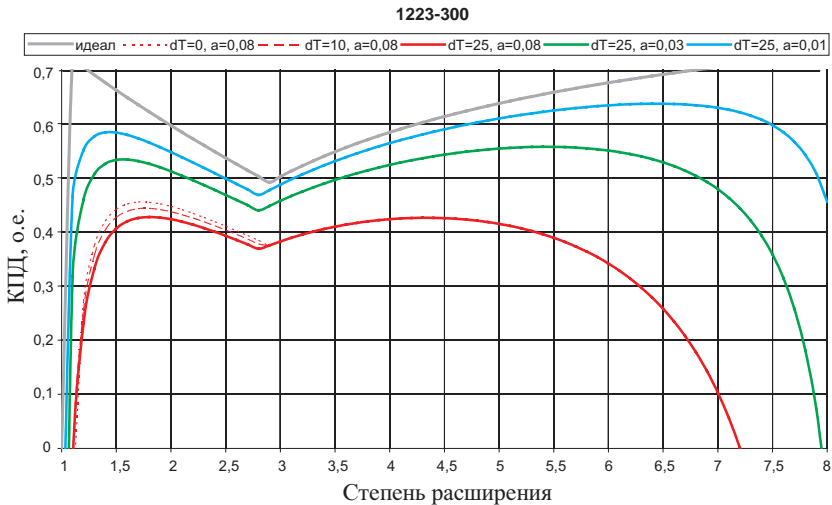


Рис. 2. Зависимости КПД цикла Брайтона для максимальной температуры цикла 1223 К (950°С) и минимальной температуры цикла 300 К (27°С). Рабочее тело — гелий

На рис. 4 представлено изменение КПД цикла TVTV в области малых расширений, в которых осуществляется приемлемое воспроизводство изотермических и изохорических процессов в двигателях Стирлинга.

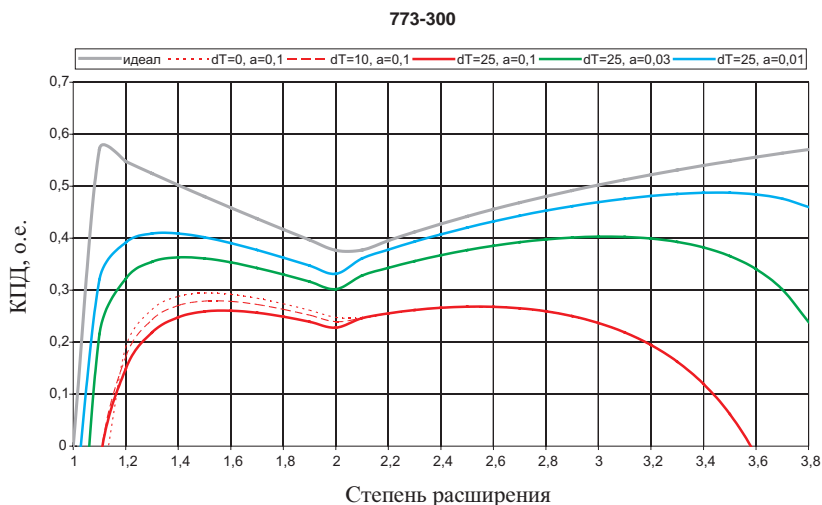


Рис. 3. Зависимости КПД цикла Брайтона для максимальной температуры цикла 773 К (500°C) и минимальной температуры цикла 300 К (27°C).
Рабочее тело — гелий

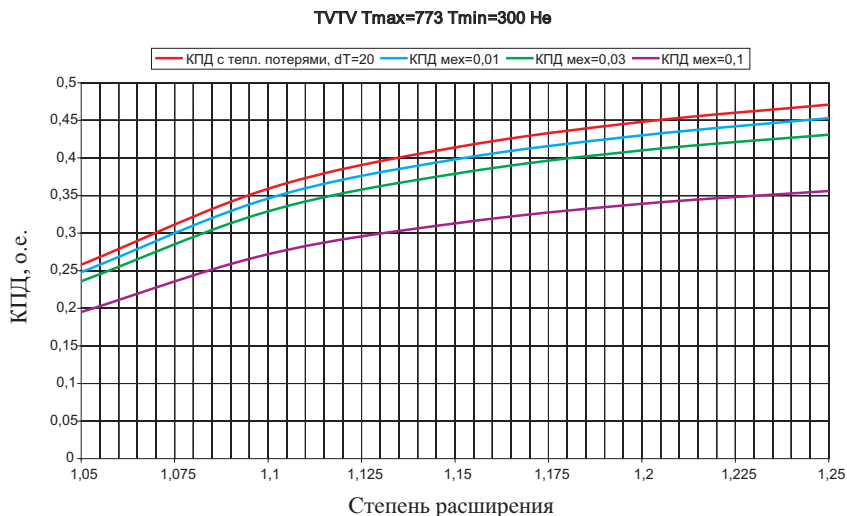


Рис. 4. КПД идеального цикла TVTV в зависимости от степени расширения.
Рабочее тело — гелий

Особенности поршневых машин на основе циклов АРАР

В поршневых двигателях с использованием цикла АРАР возможно уменьшение механических потерь в отдельных процессах до уровня 1%. В таком случае величина КПД преобразования тепловой энергии в механическую становится существенно больше. Максимум КПД приходится на область больших расширений, где нет необходимости рекуперации тепловой энергии. Отношение реального КПД к КПД цикла Карно достигает 79% при $T_{\text{макс}} = 773 \text{ К}$ и 87% при $T_{\text{макс}} = 1223 \text{ К}$. Причем КПД при максимальной температуре цикла 773 К для поршневой машины (48%) оказывается больше, чем КПД газотурбинного агрегата при максимальной температуре цикла 1223 К (46%).

На основе изобарических и адиабатических процессов могут быть созданы циклы, имеющие лучшие показатели, чем цикл АРАР. Один из примеров — цикл с дискретным приближением к циклу Карно, представленный на рис. 1 ($T_2\text{АР}T_2\text{АР}$). Максимальный КПД этого цикла при максимальной температуре 773 К достигает 53% при уровне механических потерь в процессах около 1%.

Таким образом, для достижения высокого КПД необходимо, чтобы потери механической энергии в поршневой машине были сведены к уровню примерно 1%. Это не тривиальная, но вполне разрешимая задача. Стремиться к ее решению следует на нескольких уровнях конструкции поршневой машины: в системе «цилиндр — поршень» и при передаче энергии от поршня к внешнему потребителю.

Минимизировать потери в системе «цилиндр — поршень» можно с помощью использования многокамерной схемы, включающей рабочие и насосные камеры, контактирующие с общим поршнем. На рис. 5 представлена схема двигателя цикла АРАР, а на рис. 6 — схема двигателя цикла $T_2\text{АР}T_2\text{АР}$, удовлетворяющие данному решению.

На входе и выходе нагревателей рабочего тела в этих схемах установлены накопительные емкости, обеспечивающие работоспособность двигателя при различии моментов подачи рабочего тела из насосной камеры и приема его рабочей камерой. В двигателе АРАР для холодильника такие емкости не нужны. Для двигателя $T_2\text{АР}T_2\text{АР}$ такие емкости нужны для одного из холодильников.

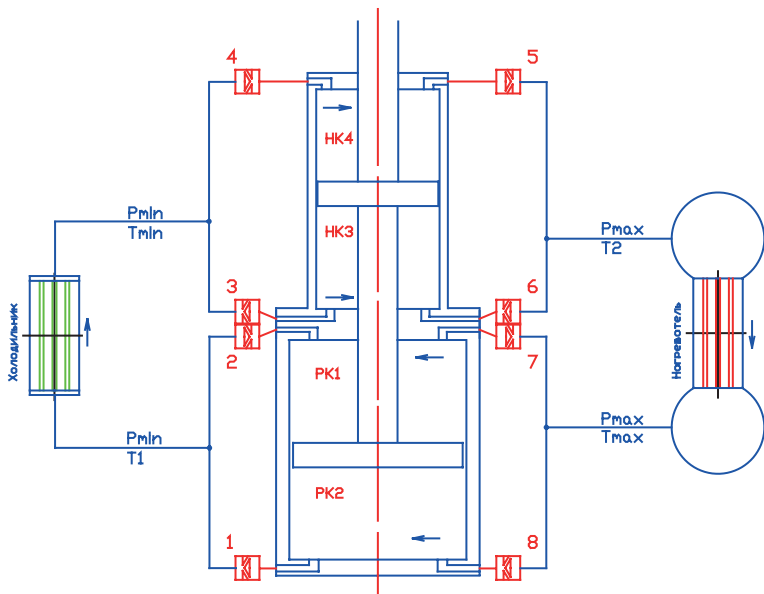


Рис. 5. Схема двигателя цикла APAP

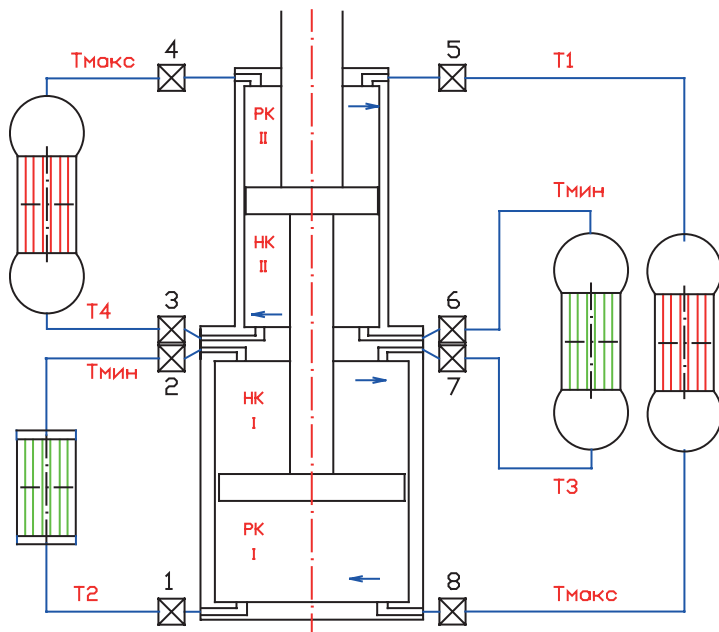


Рис. 6. Схема двигателя цикла T_2APT_2AP

Характеристики цикла $T_2AP T_2AP$ удобно строить в зависимости от температуры в конце первого расширения T_1 из состояния с максимальной температурой T_0 и давлением. Среди множества таких циклов максимум КПД будет наблюдаться при равенстве температуры T_1 температуре конца пятого процесса (адиабатического сжатия). При этом также будут равны между собой температуры T_3 и T_5 .

На рис. 7 представлены зависимости КПД двигателя $T_2AP T_2AP$ при механических потерях в процессах 0,01 и 0,03, максимальной температуры в процессах сброса тепловой энергии и удельной объемной мощности от величины температуры в первом такте расширения. Максимальная температура цикла — 773 К, минимальная — 300 К.

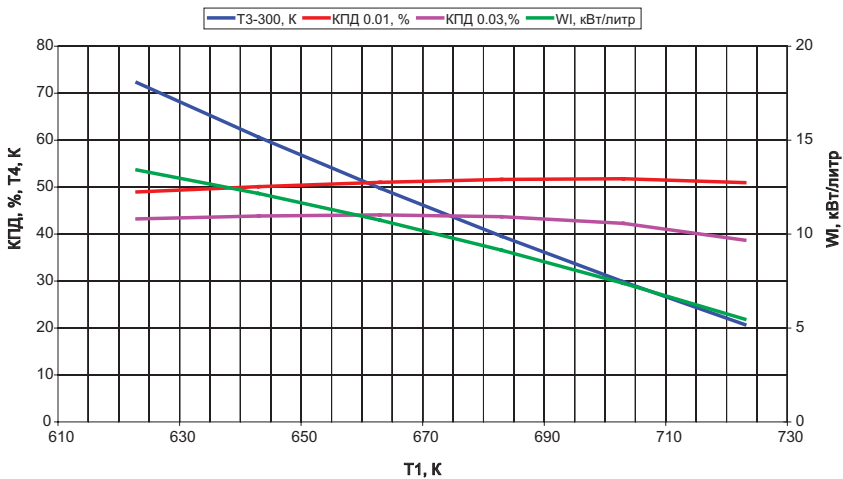


Рис. 7. Зависимости КПД двигателя $T_2AP T_2AP$ при $a_{мех}$ равном 0,01 и 0,03, температуры T_3 и W_l от температуры T_1

Видно, что достижимые КПД в данном цикле заметно выше, чем в простых циклах APAP. Еще одним достоинством этого цикла является большее значение максимальной температуры в процессах сброса тепловой энергии. Это позволяет уменьшить затраты на охлаждение и при прочих равных условиях обеспечить достижение меньшего значения минимальной температуры цикла.

Характерной особенностью АЭС, работающих как в цикле APAP, так и в цикле $T_2AP T_2AP$, является простота задействованного оборудования. В состав внеагрегатного оборудования входят поршневая машина, холодильник и

связывающие их магистрали. Отсутствуют такие дорогостоящие и сложные элементы, как испарители и сепараторы в АЭС с циклом Ренкина или рекуперативные теплообменники в проектах ВТГР. Это создает предпосылки, во-первых, к снижению затрат на основное оборудование и, во-вторых, к уменьшению стоимости единичной мощности АЭС малой мощности в сравнении с АЭС большой мощности.

Минимальные потери при передаче энергии от поршневой группы внешнему потребителю могут быть реализованы в свободнопоршневых схемах. При передаче энергии коленчатому валу можно использовать решения [9; 10].

Выбор параметров расчета реактора

Возможность достижения высокого КПД при максимальной температуре цикла, равной 773 К, создает предпосылки для использования конструкции стержневого твэла, хорошо отработанной на массовых реакторах различных типов.

Особенностью поршневых машин является меньшая мощность единичных агрегатов. Исходя из этого, рационально установить тепловую мощность реактора на уровне от 20 до 50 МВт. В расчетах использовалось значение тепловой мощности 40 МВт.

Был выбран канальный тип реактора с водяным замедлителем. В отличие от графитового замедлителя в таком реакторе не будет проблем с утилизацией графита. А возможность использования смеси тяжелой и обычной воды в замедлителе обеспечивает как широкий выбор шага установки каналов, так и получение компактной зоны реактора.

Основные характеристики рассматриваемых вариантов реактора представлены в табл. 1.

Расположение топливных каналов в реакторе представлено на рис. 8, а расположение твэлов в топливном канале представлено на рис. 9.

Давление в полости замедлителя обеспечивает снижение перепада давления на стенках топливных каналов и возможность эффективного использования тепловой энергии, выделяющейся в замедлителе за счет повышения его температуры.

Достаточно свободное размещение твэлов в тепловыделяющей сборке (ТВС) связано с требованием получения малых потерь давления в тракте теплоносителя и одновременным обеспечением сравнительно малого внутреннего блок-эффекта.

Таблица 1. Исходные данные для расчета характеристик реактора

Параметр	Вариант 1	Вариант 2
<i>Активная зона</i>		
Замедлитель	Смесь H ₂ O и D ₂ O	
Давление в полости замедлителя, МПа	2,5	
Температура замедлителя, К	485	
Диаметр (по стенкам каналов), м	1,23	1,36
Высота (по топливу), м	1,3	1,0
Число каналов	91	121
<i>Топливный канал</i>		
Материал топливного сердечника	Диоксид урана	
Материал оболочки	Zr + 0,01 Nb	
Внешний диаметр твэла, мм	6,9	9,1
Число твэлов в канале	37	19
Допустимая температура топлива, К	2200	
Допустимая температура оболочки твэла, К	1100	
Теплоноситель (рабочее тело)	Гелий	
Тип цикла рабочего тела	T ₂ AP ₂ AP	
Температура гелия на входе, К	350	
Температура гелия на выходе, К	773	
Давление гелия в каналах типа I, МПа	6,0	
Давление гелия в каналах типа II, МПа	4,2 (3,24)	
Внешний диаметр корпуса канала, см	7,6—8,8	
Материал корпуса канала	Zr + 0,01 Nb	
Толщина стенки корпуса канала, мм	1,0	
<i>Отражатель</i>		
Материал отражателя	Смесь H ₂ O и D ₂ O	
Толщина слоя отражателя, см	5—10	

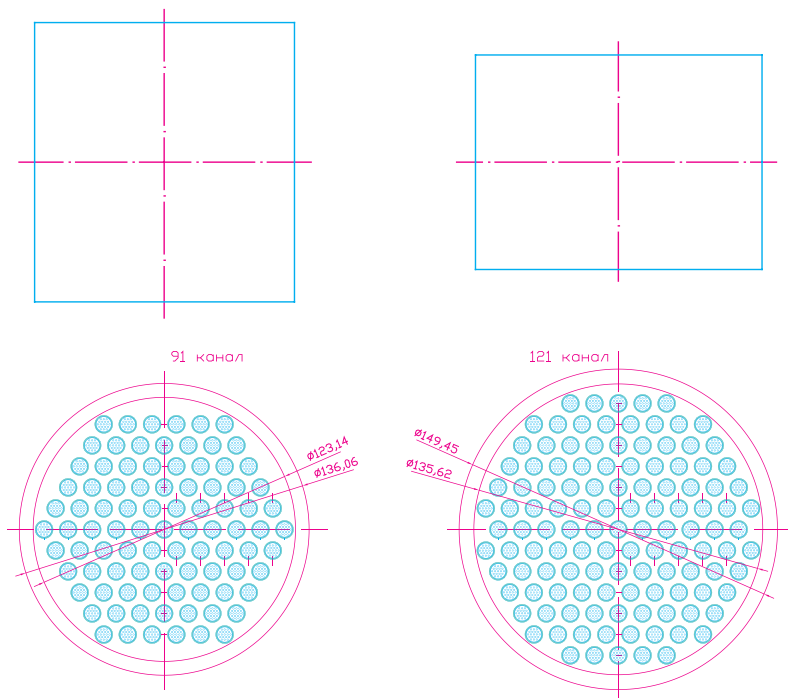


Рис. 8. Варианты геометрии активной зоны реактора

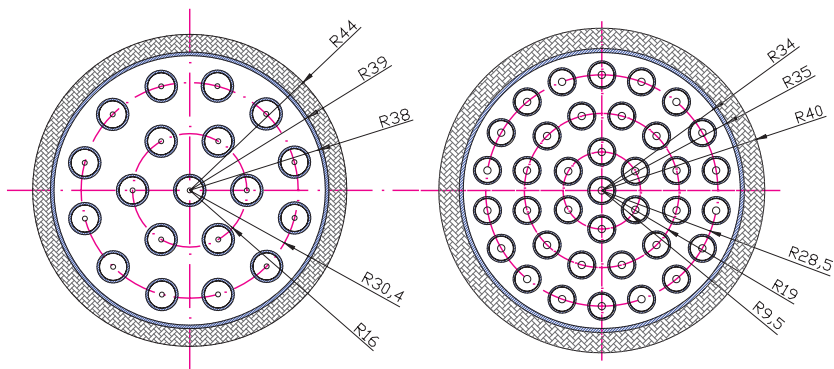


Рис. 9. Варианты размещения твэлов с внешним диаметром 6,9 мм и 9,1 мм
в топливной сборке

Расчет характеристик реактора

Проведены расчеты нейтронно-физических и теплофизических характеристик вариантов активной зоны реактора, характеристики его кампании. В качестве топлива реактора выбран диоксид урана с обогащением 5% по ^{235}U .

Величина шага решетки принята равной 114 мм из условия достижения наибольшей реактивности реактора. Тем самым обеспечиваются предпосылки естественной защищенности реактора. При этом органы управления реактора могут быть свободно размещены между топливными каналами.

При выбранном давлении в полости замедлителя и его температуре коэффициент размножения реактора в начале кампании равен 1,25.

Длительность кампании реактора составляет 500 эффективных суток, а выгорание топлива в кампании достигает 20 МВт-сут./кг при выполнении одной перезагрузки топлива. Если в кампании проводить три частичных перезагрузки топлива, можно добиться большей длительности кампании и большего выгорания топлива. В данной работе такая модель загрузки топлива детально не рассматривалась.

Для сравнения: реактор РБМК-1000 первых вариантов имеет выгорание топлива 18 МВт-сут./кг, реактор CANDU — менее 10 МВт-сут./кг. С учетом КПД преобразования тепловой энергии в механическую удельная выработка электроэнергии на килограмм топлива в предлагаемом реакторе будет в 1,8 раза больше, чем в РБМК, и в 4,2 раза больше, чем в CANDU.

Тепловые характеристики наиболее нагруженного канала приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты теплового расчета элементов ТВС

Теплоноситель	91 канал	121 канал
Перепад давления по высоте ТВС, МПа	0,09	0,02
Скорость теплоносителя на выходе ТВС, м/с	120	75
Отношение мощности прокачки к выработанной эл. мощности, %	4,9	0,5
<i>Наиболее горячие твэлы и ТВС в реакторе</i>		
Максимальная температура в центре сердечника твэла, К	1724	
Максимальная температура на поверхности сердечника, К	1537	
Максимальная температура гелия в зазоре, К	1055	
Максимальная температура оболочки твэла, К	900	
Максимальная температура стенки канала ТВС, К	782	

Температура всех элементов ТВС приемлема для работы реактора, имеется значительный запас до перегрева материалов ТВС. Коэффициент полезного действия ядерного реактора, работающего на поршневую машину, в рассматриваемом варианте цикла $T_2AP T_2AP$ с учетом потерь энергии на прокачку теплоносителя в ТВС в лучшем варианте составляет не менее 50%.

Сравнение с другими реакторами

В табл. 3 представлены основные характеристики некоторых газоохлаждаемых реакторов. Они отличаются как технологией основных элементов, так и временем разработки.

Таблица 3. Сравнительные характеристики реакторов с газовым теплоносителем

Параметр	HTGR Reach Bottom	AGR	HTGR-1160	THTR-300	KNTR	ГОРВЗ
<i>Реактор</i>						
Тепловая мощность, МВт	115	1493	3000	750	50	40
КПД (тепло-электро), %	35	42	39	41	30	50
<i>Первый контур</i>						
Теплоноситель	Гелий	CO ₂	Гелий	Гелий	Гелий	Гелий
Давление, МПа	2,4	4,3	5,1	4,0	4	5
Температура на входе, °С	344	292	316	260	560	350
Температура на выходе, °С	728	645	741	750	900	500
<i>Активная зона</i>						
Диаметр, м	2,8	9,1	8,4	5,6	3,0	1,18
Высота, м	2,3	8,3	6,3	5,1	2,9	1,3
Энергонапряженность: зоны, МВт/м ³	—	2,76	8,6	6,0	5,7	28
топлива, кВт/кг	—	13,1	76,5	115	33,8	36,2
Топливо	—	UO ₂	Th- ²³⁵ U	Th- ²³⁵ U	U	UO ₂
Обогащение топлива, %		2,0— 2,55	93,0	93,0	3,0-9,9	5,0
Загрузка топлива, т		114	1,725U + 37,5Th	0,33U + 6,22Th	1,48	1,11
Тип твэла		Стержневой	Сложный	Сложный	Сложный	Стержневой

Интересно, что уже в ранних разработках были достигнуты температуры теплоносителя, достаточные для получения высокого коэффициента полезного действия с применением поршневой машины на основе адиабатических и изобарических процессов. Это является дополнительным подтверждением работоспособности конструкции предлагаемого реактора, основанием для дальнейшего проведения работ в избранном направлении.

Сравнение характеристик представленных реакторов выделяет предлагаемый реактор как лидер по КПД, как перспективный реактор с малыми затратами на создание топлива и обслуживание замедлителя. Тепловая энергия, выделяемая в замедлителе, может использоваться для обеспечения различных технологических потребностей АЭС и внешних потребителей за счет высокого уровня температуры замедлителя, что повышает общую отдачу реактора.

Характеристики замедлителя

Смесь тяжелой и обычной воды, предлагаемая для данного реактора, позволяет создать оптимальный шаг решетки топливных каналов по условиям организации доступа к ТВС. Выбранный шаг решетки больше, чем это достижимо для обычной воды, и меньше, чем возможно для графитового замедлителя. Таким образом обеспечивается компактность активной зоны канального реактора с возможностью технологичности перегрузок топлива.

Стоимость смеси вод замедлителя, по оценкам, близка к стоимости графита, который потребовался бы для создания реактора данной мощности с графитовым замедлителем. Выигрыш за счет компактности зоны и отсутствия затрат на утилизацию графита после эксплуатации реактора существенно выше кажущейся нерациональности в «ухудшении» свойств тяжелой воды путем ее разбавления обычной водой.

При давлении замедлителя в соответствии с п. 2 табл. 1 (2,5 МПа) нагружение на корпус топливного канала снижается в 1,7 раза для каналов первого типа с высоким давлением теплоносителя и в 2,5 раза для каналов второго типа с давлением 4,2 МПа по сравнению с вариантом, в котором отсутствует корпус реактора и давление в замедлителе атмосферное. За счет этого толщина стенок корпуса канала может быть соответственно снижена.

Требуемая толщина корпуса реактора относительно невелика, а его установка позволяет получить ряд положительных эффектов.

Во-первых, снизить потери нейтронов за счет уменьшения поглощения в материале корпуса. Возможно дополнительное снижение толщины корпуса

каналов при установке теплоизоляции между теплоносителем и замедлителем внутри корпуса канала. При установленных температурах теплоносителя и замедлителя снижение толщины возможно примерно в два раза за счет увеличения удельной нагрузки на циркониевый сплав при уменьшении температуры.

Во-вторых, увеличить эффективность использования энергии замедления нейтронов за счет повышения температуры замедлителя. Температура выше 180°C является эффективной для многих применений в народном хозяйстве (отопление, использование технологического пара).

В третьих, организовать защиту от реактивных аварий за счет вскипания замедлителя и уменьшения его массы в активной зоне при сохранении теплосъема с топлива при вводе даже небольших положительных скачков реактивности. Корпус сможет воспринимать небольшие повышения давления при вскипании воды, а повышенная температура уменьшает теплоту парообразования.

Выделяемая тепловая энергия в замедлителе одинакова как для графитового замедлителя, так и для водяного. Но эффект в уменьшении реактивности от парообразования с удалением части замедлителя может быть существенно больше, чем эффект от нагрева графита. Разница между температурой кипения замедлителя и его рабочей температурой может быть сведена к достаточно малой величине без влияния эффекта кипения замедлителя на теплоотдачу от твэла к газовому теплоносителю. Этот процесс может быть настроен оптимальным образом за счет установки рабочей температуры замедлителя, давления сброса его паров и места вывода кипящего теплоносителя из реактора. Если выводить воду из нижней части зоны (где кипение еще не сформировано), а пары в верхней части сохранять, то эффект снижения реактивности будет больше.

Следует отметить, что данный эффект реализуется в канальном реакторе, для реакторов типа ВВЭР он невозможен, поскольку замедлителем и теплоносителем в нем является один и тот же материал.

Сопряжение поршневого двигателя и генератора

Поршневые двигатели, в которых вырабатываемая в поршневой машине механическая энергия принимается агрегатом с колебательным движением активного органа, синхронным с движением поршневой группы двигателя, имеют принципиально меньшие потери энергии по сравнению с агрегатами, в которых колебательное движение преобразуется во вращательное.

Такие механизмы называются свободнопоршневыми. В нашем случае рациональным решением является выработка механической энергии в трех свободнопоршневых двигателях, соединенных с линейными генераторами электроэнергии. В каждом из этих генераторов движение якоря согласовано по фазе с другими генераторами так, что общая система вырабатывает трехфазный ток.

Движение поршневых групп в двигателе, работающем по циклу с АР-процессами, достаточно плавное, близкое к синусоидальному. Разработан линейный генератор, в котором в ходе цикла для выработки синусоидального напряжения проводится слабое изменение намагничивания магнитного контура. За счет этого КПД генератора мощностью свыше 100 кВт и с удельной массой менее 10 кг/кВт достигает 98%.

Возможны варианты свободнопоршневого агрегата с двумя генераторами для одной поршневой машины или с одним генератором.

В первом случае возможна стабилизация положения корпусов за счет противофазного движения двух поршневых групп (вместе с якорями генераторов). Такой вариант имеет определенные преимущества по достижению большей выходной мощности АЭС.

Во втором случае необходима развязка корпуса агрегата от фундамента для исключения воздействия на фундамент колебательных сил отдачи. Преимущество — отсутствие необходимости еще в одной стабилизации движения поршневых групп.

Заключение

Рассмотрена возможность использования в качестве нагрузки ядерного реактора поршневой машины, работающей на основе адиабатических и изобарических процессов и обеспечивающей возможность достижения большего коэффициента полезного действия, чем турбомашины или двигатель Стирлинга. Особенностью такого комплекса является использование температурного режима топлива хорошо отработанного в энергетических реакторах на твэлах с оксидным топливом.

Проработан вариант газоохлаждаемого реактора с водным замедлителем тепловой мощностью 40 МВт. В состав замедлителя включены обычная и тяжелая вода, что обеспечивает простоту конструкции реактора и уменьшает затраты на утилизацию его элементов в сравнении с графитовым замедлителем.

Электростанция с данным реактором и поршневым преобразователем тепловой энергии в механическую потенциально имеет высокий коэффициент полезного действия, простой состав энергетического контура, малую стоимость основного оборудования и низкую себестоимость вырабатываемой энергии. Простота технологической схемы преобразования тепловой энергии в электрическую является предпосылкой высокой экономической и экологической эффективности АЭС. Одно из рассмотренных решений защищено патентом Российской Федерации [7].

Принятые технические решения по конструкции активной зоны совместимы с разрабатываемой в Институте атомной энергии Национального ядерного центра Республики Казахстан технологией высокого воспроизводства делящихся веществ в тепловых реакторах. Конструкция твэлов и давление теплоносителя в каналах соответствуют этой технологии.

Литература

1. *Баранаев Ю. Д., Кирилов П. Л., Поплавский В. М., Шарапов В. Н.* Ядерные реакторы на воде сверхкритического давления // Атом. энергия. — 2004. — Т. 96, вып. 5. — С. 374—380.
2. *Ogawa M., Nishihara T.* Present status of energy in Japan and HTTR project // Nuclear Engineering and Design. — 2004. — 233. — P. 5—10.
3. *Костин В. И., Кодочигов Н. Г., Белов С. Е.* Развитие проекта блока преобразования энергии ГТ-МГР // Атом. энергия. — 2007. — Т. 102, вып. 1. — С. 57—63.
4. *Котов В. М., Тихомиров Л. Н.* Поршневой двигатель с замкнутым рабочим циклом. Предварительный патент Республики Казахстан № 14124 от 07 января 2004 г.
5. *Котов В. М.* Газоохлаждаемый реактор с водным замедлителем и способ управления его работой. Решение о выдаче инновационного патента Республики Казахстан № 12-3/2300 от 1 июля 2010 г.
6. *Ридер Г., Хунер Ч.* Двигатели Стирлинга / Пер с англ. — М.: Мир, 1986. — 464 с.
7. *Котов В. М.* Способ работы тепловой машины и поршневой двигатель для его осуществления. Патент РФ № 2284420 от 27 сентября 2006 г.

8. *Котов В. М., Котов С. В., Стребков Д. С., Заддэ В. В.* Возможности поршневых двигателей с изобарическими и адиабатическими процессами // 6-я Международная научно-техническая конференция «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве», Москва, 13—14 мая 2008 г.
9. *Котов В. М.* Поршневая машина. Авторское свидетельство СССР № 1267013 от 1 июля 1986 г.
10. *Котов В. М.* Поршневая машина (варианты). Предварительный патент Республики Казахстан № 13699 от 9 сентября 2003 г.
11. Научно-техническая программа развития атомной энергетики в Республике Казахстан. Тема 02-14. Ядерные реакторы с высокой эффективностью топливно-энергетического цикла. Отчет за 2009 г.
12. *Котов В. М., Котов С. В.* Воспроизводство делящихся веществ в тепловых реакторах // Атом. энергия. — 2007. — Т. 103, вып. 5. — С. 327—329.

Применение паропроизводящих установок моноблочного типа в составе плавучих атомных теплоэлектростанций

*А. Н. Ачкасов, Г. И. Гречко, В. Н. Пена, В. А. Шишкин
ОАО «Научно-исследовательский и конструкторский институт
энерготехники им. Н. А. Доллежала»*

В Научно-исследовательском и конструкторском институте энерготехники им. Н. А. Доллежала с начала 1990-х годов в инициативном порядке ведутся работы по проектированию паропроизводящих установок (ППУ) серии НИКА с интегральными водо-водяными реакторами повышенной безопасности.

При разработке проектов использован ряд оригинальных технических решений, разработанных и проверенных на практике при создании и эксплуатации транспортных ядерных энергетических установок для Военно-морского флота.

Ниже приводится описание одной из установок этой серии — НИКА-70 (рис. 1).

Установка НИКА-70 предназначена для использования в составе плавучей атомной станции, вырабатывающей электроэнергию и тепло. Особенности конструкции установки позволяют провести весь цикл ее изготовления и контрольных испытаний на заводе-строителе и доставить к месту эксплуатации в состоянии полной готовности.

Уникально малые массогабаритные характеристики установки и, как следствие, малая осадка баржи станции (по оценкам специалистов — около 2,6 м) обеспечивают ее доставку водным путем в удаленные от места строительства и морского побережья районы.

В составе ППУ применен водо-водяной реактор интегрального типа, в котором все оборудование первого контура (активная зона с органами регулирования, парогенератор, циркуляционные электронасосы, компенсатор давления) размещено в едином цилиндрическом корпусе. Такая конструкция реактора позволяет:

- практически исключить из состава ППУ трубопроводы первого контура и тем самым существенно снизить вероятность его разгерметизации;
- обеспечить высокий уровень естественной циркуляции теплоносителя первого контура;

- увеличить запас воды над активной зоной и улучшить условия ее охлаждения при запроектной аварии, связанной с разгерметизацией первого контура и невозможностью подачи воды в реактор.

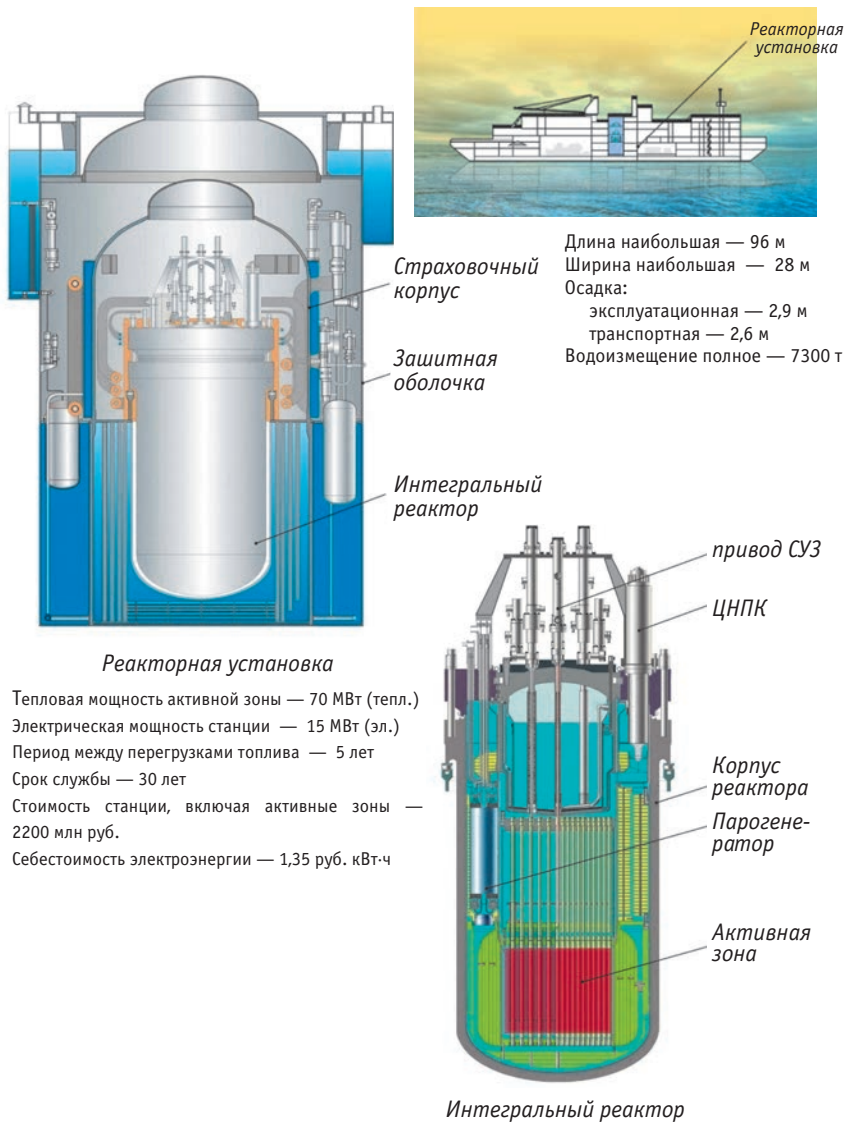


Рис. 1. Установка НИКА-70

В проекте ППУ использованы материалы, параметры и характеристики сред, широко применяемые в российском и мировом реакторостроении. В совокупности с проверенными практикой элементами конструкций основного оборудования это позволяет использовать накопленный научный задел по теплогидравлике, свойствам конструкционных материалов, водно-химическому режиму и т. п., исключив необходимость проведения широкого круга научно-исследовательских работ и ограничиться выполнением минимального объема опытно-конструкторских работ при создании головного образца установки.

Активная зона реактора — гетерогенная, канального типа с однокходовой схемой движения теплоносителя в тепловыделяющих сборках (ТВС) и межканальном пространстве. В составе активной зоны применены самодистанционирующиеся твэлы с топливной композицией из гранул UO_2 , диспергированных в силуминовой матрице. Оболочка твэла выполнена из циркониевого сплава Э-110. Такой твэл обладает высокой ураноемкостью и радиационной стойкостью. Энергонапряженность активной зоны снижена до 40 кВт/л, что в сочетании с умеренными тепловыми потоками, значительными запасами до кипения теплоносителя на выходе из ТВС и не превышаемых проектными пределами по накоплению осколков деления ^{235}U позволяет гарантированно обеспечить проектную кампанию активной зоны в 30 000 эф. ч при сохранении герметичности твэлов.

Циркуляция теплоносителя первого контура осуществляется двумя установленными на крышке реактора *главными циркуляционными насосами (ГЦН) с герметичными асинхронными электродвигателями*. Интегральная компоновка реактора позволила предельно упростить тракт циркуляции, обеспечив его малое гидравлическое сопротивление и, соответственно, потребляемую мощность электронасосов, а также высокий уровень мощности при работе на естественной циркуляции (не менее 30% номинальной), что обеспечивает надежное резервирование ГЦН в случае их аварийной остановки. Встроенный в корпус реактора прямоточный *парогенератор* представляет собой прямоточный теплообменник змеевикового типа с трубной системой из титанового сплава. Теплообменная поверхность парогенератора разделена на 16 цилиндрических кассет, которые размещаются в кольцевом пространстве реактора, ограниченном цилиндрической частью корпуса и обечайкой корзины активной зоны. Кассеты по пару и питательной воде соединены между собой внутри реактора трубопроводами и образуют четыре независимые секции, которые вне корпуса реактора отключаются запорно-отсечной арматурой.

Приводы системы управления и защиты реактора предназначены для перемещения в активной зоне групп поглощающих стержней и удержания их в требуемом положении. В состав привода входит вращательный шаговый двигатель, который обеспечивает перемещение поглощающих стержней во всех нормальных и аварийных режимах работы ППУ. Дополнительно к шаговому предусмотрен пружинный двигатель, который обеспечивает введение стержней в активную зону при аварийном исчезновении электропитания в шаговом двигателе или системе управления при любом пространственном положении реактора, в том числе и при его опрокидывании. Реализация последнего технического решения является весьма актуальной в связи с размещением реактора на плавучем средстве.

Размещенный в корпусе реактора *газовый компенсатор давления* (рис. 2) представляет собой цилиндрический сосуд, крышкой которого является центральная крышка корпуса реактора. Компенсатор разделен на две полости: центральную, в пределах которой во всех энергетических режимах работы располагается уровень раздела фаз «вода-газ», и кольцевую периферийную, в которой размещен теплообменник, подключенный к системе охлаждения оборудования. Кольцевая полость соединена трубопроводами с верхней частью реактора и с центральной полостью.

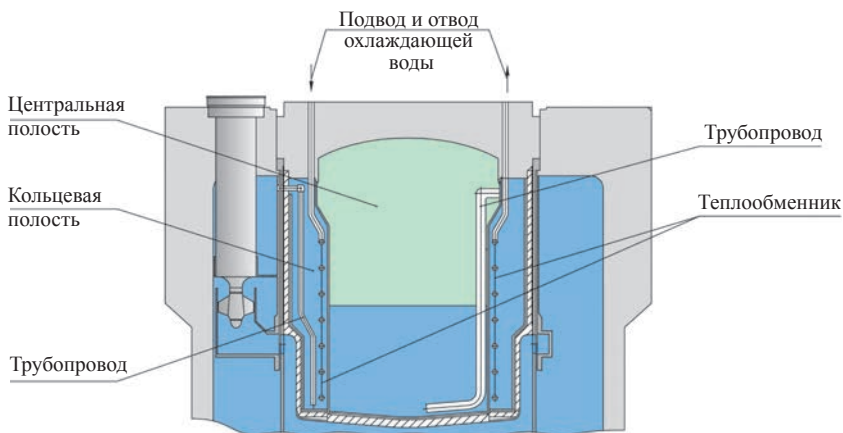


Рис. 2. Компенсатор давления

Во время работы установки в центральной полости компенсатора поддерживается температура 100—120°C. Последовательное соединение трубопроводами окружающего компенсатор кольцевого объема первого контура, периферийной и центральной полостей компенсатора обеспечивает его ра-

боту как гидросифона, и газ, собравшийся в верхней части реактора или периферийной полости компенсатора при колебаниях температуры первого контура, перекачивается в центральную полость и присоединяется к общей массе газа. На рис. 3 показана компоновка основного оборудования ППУ.

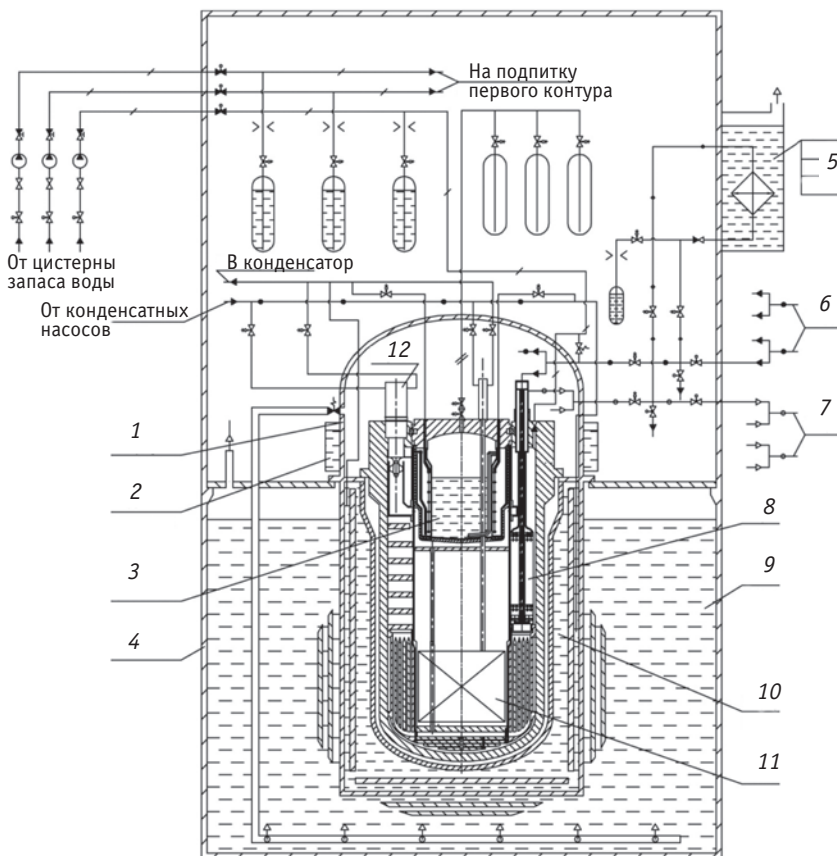


Рис. 3. Компоновка основного оборудования ППУ

- 1 — страховочный корпус; 2 — цистерна охлаждения страховочного корпуса;
3 — компенсатор давления; 4 — защитная оболочка; 5 — цистерна аварийного
расположения (ЦАР) кол. 4; 6 — вода к секциям ПГ; 7 — пар от секций ПГ;
8 — парогенератор; 9 — внешний бак биологической защиты; 10 — внутренний
бак биологической защиты; 11 — активная зона; 12 — ГЦН.4

Правильная цилиндрическая форма корпуса реактора позволила применить оптимальную по эффективности и массогабаритным характеристикам металло-водную биологическую защиту, состоящую из двух концентрично

расположенных кольцевых баков. Это позволило исключить возможность проплавления корпуса реактора при запроектной (постулированной) аварии, приводящей к осушению активной зоны.

Все оборудование первого контура не требует технического обслуживания во время работы установки на мощности и помещено в герметичный прочный страховочный корпус, в пределах которого при всех проектных авариях локализован выброс радионуклидов из первого контура. Остальное оборудование ППУ размещено в прочно-плотной защитной оболочке, являющейся дополнительным защитным барьером на пути распространения радионуклидов в окружающую среду.

Теплогидравлическая схема ППУ (рис. 4) чрезвычайно проста по сравнению со схемами действующих стационарных и транспортных установок петлевого или блочного типа. Все системы безопасности — пассивного типа и рассчитаны на работу без вмешательства оператора в течение не менее 72 ч.

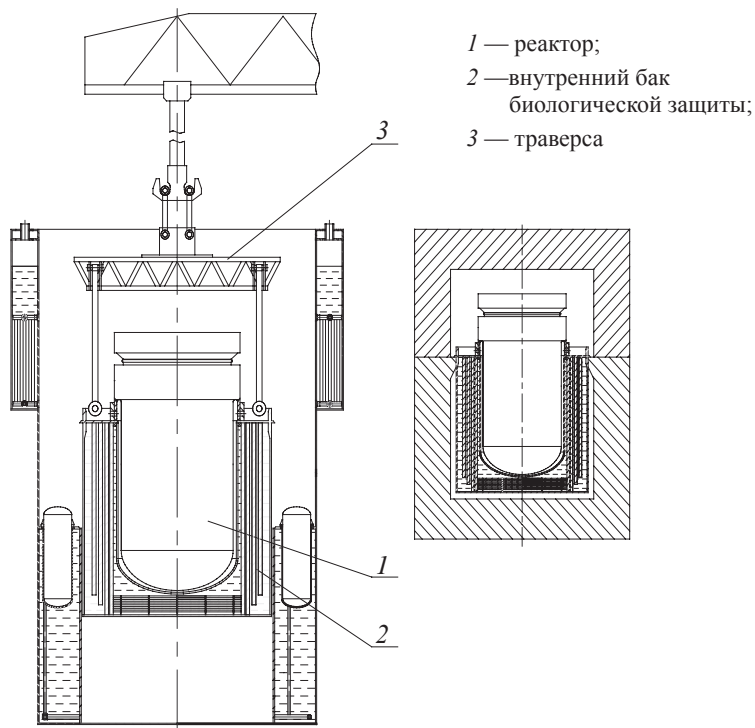


Рис. 4. Теплогидравлическая схема ППУ

Конструктивные особенности ППУ НИКА-70 позволяют достаточно эффективно решить чрезвычайно актуальную на сегодняшний день задачу вывода установки из действия и ее утилизации после истечения срока службы. После выгрузки активной зоны реактор вместе с внутренним баком биологической защиты удаляется из корпуса станции и переносится в хранилище. Остальные конструкции ППУ малоактивны и после определенной выдержки подвергаются обычной утилизации.

Проектные характеристики ППУ НИКА-70:

тепловая мощность активной зоны, МВт	— 70;
паропроизводительность, кг/с	— 25;
давление перегретого пара, МПа	— 3,0;
температура перегретого пара (не менее), °С	— 274;
температура питательной воды, °С	— 60;
давление в первом контуре, МПа	— 15,0;
температура теплоносителя первого контура при работе на номинальной мощности, °С:	
на входе в активную зону	— 260;
на выходе из активной зоны	— 300;
эффективная кампания активной зоны, ч	— 30 000;
обогащение топлива по ^{235}U , %	— 19,7;
удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	— 40;
срок службы ППУ, лет	— 30.

Транспортабельные атомные энергетические установки в международном проекте ИНПРО в МАГАТЭ

Л. Н. Андреева-Андриевская, Росатом

В. П. Кузнецов, РНЦ «Курчатовский институт»

Международный проект ИНПРО и вопросы правового обеспечения транспортабельной атомной энергетики

В конце 2000 г. Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) учредило международный проект по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам ИНПРО как реакцию мирового ядерного сообщества на инициативу президента Российской Федерации В. В. Путина (рис. 1) 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 (АЭ).

В рамках ИНПРО осуществляется исследование вопросов и условий эффективного и безопасного атомного энергообеспечения устойчивого развития человечества.

Проект вызвал большой резонанс, и сегодня 32 страны, в том числе ведущие ядерные державы и развивающиеся страны, являются участниками ИНПРО. Проект приобрел международный авторитет и получает высокие оценки в резолюциях генеральных конференций МАГАТЭ. Россия играет важную роль в ИНПРО.

В сентябре 2010 г. в рамках ежегодной Генеральной конференции МАГАТЭ торжественно отмечалось 10-летие ИНПРО. Приветствия по этому поводу в адрес генерального директора МАГАТЭ направили президент Российской Федерации Д. А. Медведев и председатель правительства России В. В. Путин.

В 2007 г. завершилась фаза 1 проекта, результатом которой стало создание и апробирование методологии ИНПРО для оценок соответствия инновационных атомных энергетических систем (ИАЭС) и их топливных циклов современным условиям и требованиям доступности, эффективности и безопасности. Апробированная национальными экспертизами и принятая представленным в МАГАТЭ сообществом государств — участников ИНПРО, эта методология отражает опыт 50-летнего развития атомной энергетики и превращается сегодня в штатный инструмент МАГАТЭ для оценок ИАЭС.

В 2007 г. началась и до настоящего времени продолжается фаза 2 ИНПРО. Содержанием работ на этом этапе проекта являются совместные исследования актуальных вопросов развития АЭ, сформировавшихся по интересам групп стран — участников ИНПРО. Среди них — предложенная Россией тема (задача) «Вопросы правового и институционального обеспечения системы атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок». Под транспортабельными атомными энергетическими установками (ТАУ) в ИНПРО понимаются блочные установки заводского изготовления, транспортируемые по блочно или в сборе по воде или по суше, монтируемые/устанавливаемые, работающие на подготовленных площадках и таким же образом удаляемые с этих площадок. Прототипами ТАУ являются известные транспортабельные АЭУ ТЭС-3, ПАМИР (СССР), «Sturgis» (США), строящаяся в настоящее время в С.-Петербурге плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» (рис. 2).



Рис. 1. Выступление Президента РФ В. В. Путина на Саммите Тысячелетия в ООН 6 сентября 2000 г.



Рис. 2. Строительство ПАТЭС «Академик Ломоносов» на Балтийском заводе в Санкт-Петербурге

Придерживаясь общей направленности исследования, российская команда работает по собственному плану, регулярно обмениваясь информацией с экспертным сообществом МАГАТЭ.

АСМСМ в развивающемся мире

Объективные обстоятельства свидетельствуют о возрастающей актуальности вопроса развития атомных станций малой и средней мощности (АСМСМ):

- По данным МАГАТЭ разработчиками атомных энергетических установок (АЭУ) к настоящему времени заявлено более 50 проектов АЭУ малых — до 300 МВт (э) и средних — до 700 МВт (э) мощностей. Ведущие мировые и национальные компании на рынке атомных энергетических услуг предлагают проекты АСМСМ.
- В Российско-американской рабочей группе по гражданской атомной энергетике, созданной во исполнение поручения президентов России и США на С.-Петербургском саммите G-8 2006 г., по предложению американской стороны создана 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» в 2006 г. было заявлено намерение поставлять развивающимся странам реакторы средней мощности.
- Между американским и российским ядерными обществами подписано соглашение о сотрудничестве в развитии АСМСМ.
- В России начато строительство первой в мире плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» мощностью 70 МВт (э) на основе двух реакторов КЛТ-40С ледокольного типа.
- В условиях ренессанса мировой атомной энергетики многие развивающиеся страны заявили о намерении использовать ее для промышленного и социального развития. Экономические и географические особенности многих из этих стран делают целесообразным строительство в них АЭС умеренных мощностей.

Эти и другие объективные обстоятельства определяют актуальность исследования под эгидой МАГАТЭ развития новой отрасли АЭ.

Сегодня в ИНПРО принято обозначать рассматриваемые установки как транспортабельные. На первой волне интереса к установкам этого типа в 1950—1970-х годах было принято обозначать определением «mobile» транспор-

табельные АЭУ, жизненный цикл (ЖЦ) которых осуществляется на единой транспортной платформе, и определением «transportable» — АЭУ блочного типа, монтируемые из модулей заводского изготовления на подготовленной площадке и демонтируемые обратным путем по выработке ресурса (завершении программы). Такие установки в указанные годы успешно работали.

Программа исследования достаточности/необходимости развития правового и институционального обеспечения системы АЭ на основе ТАУ

Следующие вопросы были исследованы и продолжают прорабатываться в области правового и институционального обеспечения АЭ на основе ТАУ: нераспространение, мониторинг, учет и контроль ядерных материалов (ЯМ), безопасность, физическая защита (ФЗ), транспортные операции, гражданская ответственность за ядерные риски, кадровое обеспечение, а также другие вопросы.

По каждому из экспертируемых вопросов анализируется имеющаяся правовая база, оцениваются отличия АЭ на основе ТАУ от сложившейся в мире системы АЭ, определяется достаточность/необходимость развития правового и институционального обеспечения для ТАУ.

В настоящее время готовятся к публикации материалы исследований, выполненных в МАГАТЭ, и материалы российского исследования.

Исходные предположения для исследования

Исходные предположения российского исследования непрерывно уточняются и в настоящее время выглядят следующим образом.

- Исследуется сценарий реализации жизненного цикла ТАУ, когда пользователь заинтересован только в получении энергии, не претендует на владение ядерными технологиями и материалами и несет вследствие этого минимальную ответственность, связанную с использованием ядерной энергии. Определение границ ответственности пользователя и производителя (терминология ИНПРО в МАГАТЭ) в рамках данного сценария — одна из задач российского исследования.
- Пользователь выбирает для решения своих задач ТАУ как энергетическую установку временного использования; при этом предлагается штатное выключение ТАУ из режима генерации, выдержка с остановленным реактором, последующая транспортировка на новую площадку и повторное (многократное) включение ТАУ в работу.

- ТАУ создается по технологиям индустриального серийного производства в отличие от традиционных атомных электростанций (АЭС), создаваемых по строительным технологиям.
- Все операции по поддержке работоспособности ТАУ производятся на заводе-изготовителе или на региональной базе обслуживания ТАУ.
- Все операции с ядерным топливом (ЯТ) осуществляются на заводе-изготовителе или региональной базе обслуживания ТАУ.
- Размещение, ввод и вывод из эксплуатации, эксплуатация, вывоз ТАУ с места установки требуют выполнения на площадке только установочных, сборочно-монтажных и пусковых технологических операций.
- Осуществление технологических операций с собственно ТАУ на протяжении всего ЖЦ ТАУ находится в сфере ответственности производителя.

Исследование по существу относится как к собственно транспортабельным АЭС, ЖЦ которых осуществляется на одной транспортной платформе, так и к АЭС модульного исполнения, комплектуемых на подготовленной площадке из модулей заводского изготовления.

Жизненный цикл ТАУ

Пользователь может приобрести ТАУ в собственность со всеми вытекающими из этого последствиями в плане ответственности, связанной с использованием ядерной энергии. В другом крайнем случае производитель может взять на себя ответственность за весь жизненный цикл ТАУ, и тогда он только платит за атомные энергетические услуги и несет минимальную ответственность, связанную с использованием ядерной энергии. Именно такой сценарий ЖЦ ТАУ положен в основу российского исследования. Между этими крайними вариантами возможны схемы аренды и лизинга ТАУ 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 (государств).

Обобщенная схема ЖЦ ТАУ показана на рис. 3. На схеме выделены этапы ЖЦ, реализующиеся в сферах ответственности как производителя, так и пользователя энергетических услуг ТАУ. В настоящем исследовании системы АЭ на основе ТАУ рассматриваются как объекты индустриального серийного производства. В сложившихся рыночных условиях энергетического производства пользователь выбирает и покупает необходимый ему серийный образец ТАУ из предлагаемого производителем ассортимента.

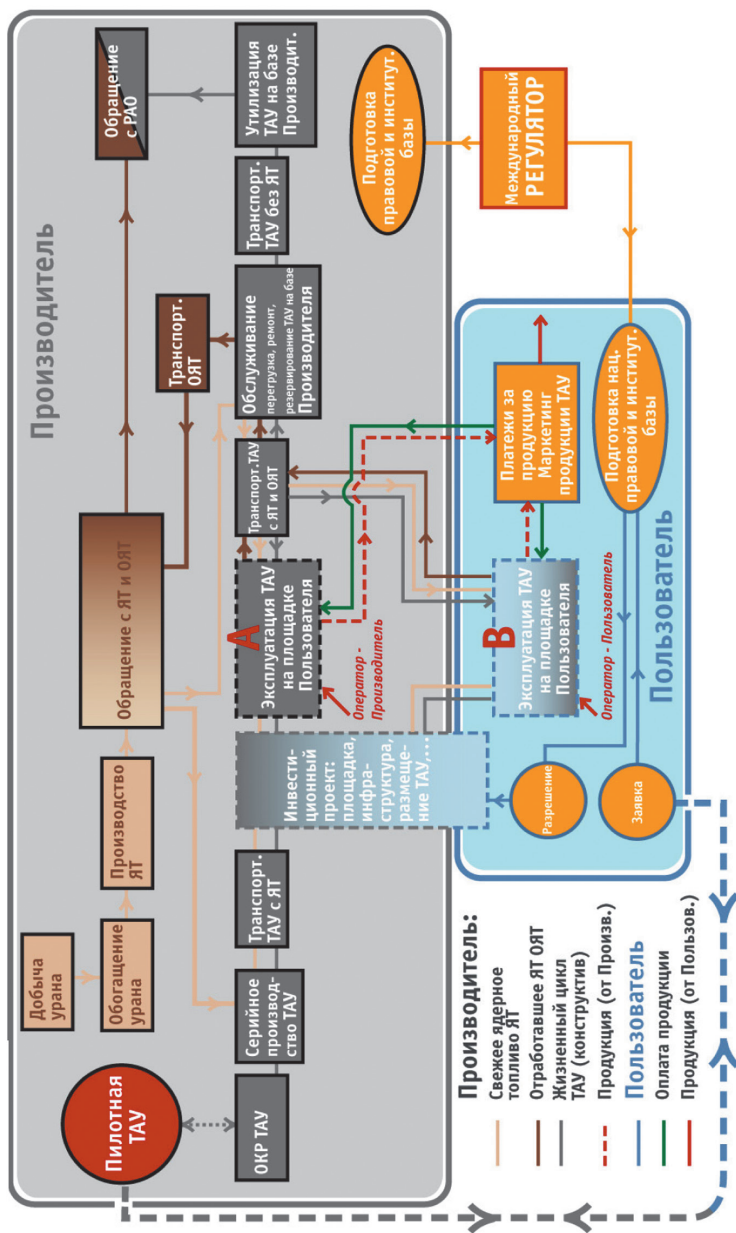


Рис. 3. Схема жизненного цикла ТАУ

Производитель создает и развивает свое производство на основе прямых заказов, а также прогнозов развития спроса на продукцию. Гражданская АЭ до настоящего времени остается эксклюзивной энергетической технологией, где каждый объект создается по индивидуальному проекту. Ответ на вопрос, может ли АЭ быть отраслью серийного производства, не очевиден ввиду наличия фактора нераспространения, особенностей физики ядерных процессов и других специфических особенностей АЭ. Тем не менее применительно к ТАУ представляет интерес рассмотрение ЖЦ и вопросов его правового и институционального обеспечения для гипотетических условий серийного производства объектов АЭ.

Взаимодействие производителя и пользователя начинается, когда на рынке появляется готовая продукция в виде ТАУ, конкурирующая в общем случае с другими подобными объектами. Большое значение будут иметь референтные образцы ТАУ как неотъемлемый атрибут рынка. Создание референтных образцов ТАУ 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 и минимально необходимую инфраструктуру. Получив санкцию МАГАТЭ на использование услуг АЭ, пользователь организует инвестиционный проект, в рамках которого определяется тип ТАУ, выбирается и обустраивается площадка для размещения и работы ТАУ, решаются вопросы финансирования проекта и маркетинга продукции ТАУ, определяется схема эксплуатации ТАУ.

На рис. 3 наглядно представлены схема А, когда ТАУ эксплуатирует производитель, и схема В, когда ТАУ эксплуатирует пользователь. Схема А предполагает минимальную ответственность пользователя за использование услуг ядерной энергии.

Российское экспертное сообщество

В исследовании участвуют следующие российские организации: «ОКБМ Африкантов», Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники им. Н. А. Доллежала (НИКИЭТ), ОКБ «Гидропресс», Всероссийский научно-исследовательский институт неорганических материалов им. академика А. А. Бочвара, Дирекция строящихся плавучих атомных станций (ДСПАС), Атомстройэкспорт, «Атомный страховой брокер», Союз промышленников и предпринимателей атомной отрасли, Московский инженерно-физический институт (МИФИ), Центральный научно-исследовательский

институт им. академика А. Н. Крылова, Институт государства и права РАН, Российский научный центр «Курчатовский институт». К работе привлечены более 40 экспертов из перечисленных предприятий и организаций.

Исследования финансируются Росатомом и частично РНЦ «Курчатовский институт».

В 2008—2009 гг. экспертами выполнено более 20 отдельных исследований по вопросам правового и институционального обеспечения АЭ на основе ТАУ. Все отдельные экспертизы обсуждены на рабочих встречах экспертов в Курчатовском институте с предварительным выполнением независимой экспертизы по каждому исследованию. Проведено более 10 таких встреч. На рис. 4 представлены участники одной из рабочих встреч российских экспертов в Курчатовском институте.

Результаты исследований регулярно представляются и обсуждаются на рабочих встречах российских и международных экспертов по ИНПРО в МАГАТЭ (рис. 5).

Основные результаты экспертных исследований в 2009—2010 гг.

Нераспространение

С точки зрения нераспространения система АЭ на основе ТАУ достаточно полно охвачена нормативными, техническими и другими документами МАГАТЭ и не требует разработки новых специфических для ТАУ норм и правил по гарантиям МАГАТЭ.

Все операции с ЯТ целесообразно выполнять на заводе-изготовителе или на базах регионального обслуживания ТАУ в зоне ответственности производителя атомных энергетических услуг.

Проблема нераспространения для ТАУ решается кардинальным образом, если исключить перегрузки ЯТ на площадке.

Для реализации такого решения необходимо разработать активную зону реактора ТАУ с ресурсом 8—10 лет, соответствующим межремонтному периоду основного оборудования, проработать заново инвестиционный цикл ТАУ в связи с неизбежным значительным ростом стоимости активной зоны, оценить возможность переработки ЯТ с повышенной энерговыработкой в рамках действующих производств (или при необходимости создания новых производств), оценить возможность транспортировки и хранения отработавшего ядерного топлива ТАУ с глубоким выгоранием с использованием существующих технологий и оборудования (или при необходимости создания новых).



Рис. 4. Рабочая встреча экспертов в РНЦ «Курчатовский институт», декабрь 2010 г.
Сидят (слева направо): Г. А. Макеев (ЦКБ «Айсберг»), В. П. Кузнецов, Т. Д. Щепетина (РНЦ «Курчатовский институт»), Л. Н. Андреева-Андриевская (Росатом), Е. А. Трусова (МИФИ). Стоят (слева направо): А. Н. Лепехин («ОКБМ Африкантов»), Н. А. Молоканов (НИКИЭТ), С. П. Малышев (ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова), Н. И. Прокопенко (РНЦ «Курчатовский институт»), П. П. Полузков (ВНИИНМ), Ю.С. Черепнин (НИКИЭТ), В. И. Макаров, П. Н. Алексеев (РНЦ «Курчатовский институт»), Н. Н. Климов (ОКБ «Гидропресс»), С. А. Субботин (РНЦ «Курчатовский институт»)



Рис. 5. Рабочая экспертов встреча в МАГАТЭ, сентябрь 2010 г.
Слева направо: В.М. Шмелев, Ю. Р. Опанасюк (РНЦ «Курчатовский институт»), А. Адивардойджл (Индонезия), Р. Фэйсер (Великобритания), М. В. Хорошев (МАГАТЭ), Р. Сиримелло (Аргентина)

Безопасность

Действующие нормы в области правового и институционального обеспечения безопасности АЭ в целом охватывают ЖЦ ТАУ.

Для ТАУ может быть установлена вторая или третья категория по радиационной безопасности. Вторая категория по радиационной безопасности установлена для ПАТЭС «Академик Ломоносов».

С точки зрения ядерной безопасности к ТАУ будут предъявлены особо жесткие требования. Упор должен быть сделан на максимальную реализацию в реакторах ТАУ качества внутренне присущей безопасности (ВПБ). Проектная практика определила способы достижения ВПБ. Очевидно, что не все предложенные к настоящему времени проекты обеспечивают возможность максимальной реализации ВПБ. Достижение максимального уровня ВПБ требует изначальной целевой ориентировки при разработке проекта.

Особенности ТАУ и содержания этапов ее ЖЦ определяют целесообразность рассмотрения вопроса о признании ТАУ в качестве нового класса продукции.

Мониторинг, учет и контроль ядерных материалов

С учетом современных террористических угроз задача предотвращения распространения оружия массового уничтожения (ОМУ) с применением ЯМ должна решаться для ТАУ совместно с задачей предотвращения распространения ОМУ с применением радиоактивных веществ (РВ) как единая задача.

В связи с общностью целей предотвращения распространения как ЯМ, так и РВ представляется необходимым унифицировать нормативную базу систем учета, контроля и физической защиты ЯМ и РВ в системе АЭ на основе ТАУ, взяв за основу существующие концепции, подходы, методы, процедуры, выработанные применительно к ЯМ.

Для эффективного и безопасного функционирования АЭ на основе ТАУ требуется создание адекватной системы радиационного мониторинга окружающей среды и компьютерной системы учета, контроля и отчетности как по ЯМ, так и по РВ.

При исключении перегрузок на площадке и осуществлении международного контроля производителя со стороны МАГАТЭ не представляется актуальным для ТАУ требование не превышения 20%-ного обогащения ЯТ.

Гражданская ответственность за ядерные риски

На всех этапах жизненного цикла ТАУ должно быть определено лицо, ответственное за возможный ядерный ущерб.

В случае, если все этапы жизненного цикла ТАУ реализуются на территории одного государства, гражданскую ответственность за ядерный ущерб целесообразно возлагать на оператора ТАУ.

В случае развертывания ТАУ на территории иностранного государства предпочтительно возлагать ответственность за ядерный ущерб на государство, на чьей территории осуществляется соответствующий этап жизненного цикла ТАУ.

Вследствие малой мощности ТАУ возникающая реальность компенсации ущерба от аварии ТАУ может превратить страховой фактор в важное конкурентное качество конкретного проекта.

Физическая защита ТАУ

ФЗ ТАУ решается известными в АЭ методами и средствами. Выполнение действующих норм и правил обеспечивает физическую защиту ТАУ на всех этапах ее жизненного цикла.

Особого внимания и специальной проработки требует вопрос обеспечения ФЗ от террористического воздействия на ТАУ.

С учетом особенностей использования ТАУ и учитываемых угроз возможны изменения роли и места отдельных подсистем ФЗ. Для ТАУ будут актуальны своевременное обнаружение и «торможение» нарушителя («бесконтактное» противодействие) до прибытия сил быстрого реагирования, каковые должны стать основой «контактного» противодействия нарушителю в системе ФЗ ТАУ.

Представляется целесообразным при крупномасштабном развитии АЭ на основе ТАУ определить, базируясь на подходах методологии ИНПРО, ориентиры для создания устойчивой к террористическому воздействию конструкции ТАУ и системы АЭ в целом.

С развитием АЭ на основе ТАУ может актуализироваться постановка вопроса о заключении международной конвенции о ненападении на объекты гражданской АЭ.

Транспортные операции

В настоящее время отсутствует международно-правовое и институциональное обеспечение транспортных операций с наземными ТАУ, в реакторы которых загружено ЯТ.

Частично решена, но требует уточнения задача международно-правового и институционального обеспечения транспортировки плавучих ТАУ с загруженным ЯТ.

Плавучая ТАУ может рассматриваться в качестве ядерного судна, к которому применимы требования кода Международной морской организация по безопасности.

Следует изучить вопрос о возможности и целесообразности транспортировки ТАУ, в том числе в плавучем исполнении, как опасного груза на борту специализированного судна (рис. 6). Имеются успешные примеры подобной отечественной практики.



Рис. 6. Крупнотоннажный морской транспортировщик «Dockwise»

Для обеспечения международной нормативно-правовой базы морских транспортировок ТАУ целесообразно включить в Международную конвенцию СОЛАС-74 новое приложение «Правила безопасной транспортировки ТАУ» и внести необходимые изменения в Венскую конвенцию о гражданской ответственности за ядерный ущерб.

Требуется определить условия расхолаживания после останова реактора перед транспортировкой ТАУ (или в процессе транспортировки).

Приобретают особое значение межгосударственные соглашения по транспортировке ТАУ, являющиеся сегодня важной формой правового обеспечения морских транспортировок ядерных объектов и материалов.

Подготовка кадров для АЭ на основе ТАУ

Представляется, что развитие АЭ на основе ТАУ будет являться составной частью процесса глобализации АЭ.

Система подготовки кадров для АЭ на основе ТАУ при достаточно широком ее развитии и с учетом ориентировки на развивающиеся страны может быть создана путем отбора национальных учебных заведений и создания на их основе под эгидой МАГАТЭ международных центров подготовки и переподготовки кадров.

Международная система подготовки кадров для АЭ на основе ТАУ будет решать следующие основные задачи:

- подготовка кадров международной инспекции для контроля соответствия требованиям МАГАТЭ состояния и операций с ТАУ на всех этапах ЖЦ в сферах ответственности как пользователя, так и производителя ТАУ;
- кадровое обеспечение разработки пользователем необходимого национального законодательства, создания и функционирования национального регулирующего органа, системы ФЗ;
- подготовка и переподготовка эксплуатирующего персонала ТАУ с сертификацией профессиональных знаний и навыков.

Об индустриальном серийном производстве ТАУ

Эффективное и безопасное развитие АЭ (и на основе ТАУ в особенности) 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» (2010 г.), 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 внутренне присущей безопасности, защищенности и устойчивости к распространению, что может стать центральным элементом АЭ будущего. Предлагаемый проект мог бы осуществляться на базе широкого международного сотрудничества, позволяющего странам-участницам внести в него свои лучшие научные, технологические и производственные достижения, а также необходимые природные или финансовые ресурсы.

Ранее эта идея была высказана президентом РНЦ «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.).

Результаты и выводы

В основном действующее правовое и институциональное обеспечение и использование опыта мировой атомной энергетики позволяет решать задачи обеспечения жизненного цикла ТАУ.

Для достижения оптимального облика системы АЭ на основе транспортабельных атомных энергетических установок с точки зрения доступности, эффективности и безопасности таких установок потребуются приспособление ТАУ к новым специфическим требованиям и условиям, а также дополнения/уточнения международной правовой базы.

Рассмотрение вопросов правового и институционального обеспечения АЭ на основе ТАУ индустриального серийного производства имеет естественным продолжением вопрос о возможности перехода инновационной АЭ малых и средних мощностей из пространства эксклюзивных технологий, в котором она развивается на протяжении 50 лет своего существования, в пространство массовых коммерческих технологий, как другие образцы современной высокотехнологичной энергетической продукции.

Атомные станции малой мощности

*Н. С. Хлопкин, Б. Г. Пологих, В. И. Макаров, В. Н. Лыцов
НИИ «Курчатовский институт»*

Атомные станции малой мощности — сложный комплекс, включающий ядерную энергоустановку и инфраструктуру, распределительные устройства, физическую защиту и обычную охрану, причальный комплекс и гидротехнические сооружения (если это плавучая АСММ), подготовку высококвалифицированного персонала, нормативную документацию.

Инфраструктура включает в себя также доставку станции на место, транспортировку, ремонт и вывод из эксплуатации.

На научных конференциях рассматривается обычно лишь энергетический комплекс станции, а инфраструктура остается вне сферы внимания. Но она вносит существенные поправки, особенно в экономические показатели.

Характеристики АСММ

1. Атомная станция малой мощности, работающая на изолированный энергоузел, должна иметь по крайней мере две независимо действующие энергоустановки. При неисправности одной установки энергоснабжение должно в полной мере обеспечивать другая. Иначе в сорокаградусные морозы (при работе на Крайнем Севере) будет поставлено под угрозу благосостояние населения.

2. Энергозапас наземной установки должен быть рассчитан на весь срок службы. Энергозапас плавучей станции должен предусматривать работу без перезарядки ядерного топлива в течение всего межремонтного периода. Это позволяет отказаться от перегрузочного оборудования и хранилища облученного ядерного топлива (ОЯТ), отпадает необходимость в проведении сложных операций с ядерным топливом в местных условиях. Для наземной станции исключается необходимость в постройке постоянного хранилища ОЯТ (возможно его наличие только на случай аварийной перезарядки), а у плавучей станции уменьшается водоизмещение благодаря отказу от хранилищ ОЯТ.

Кроме того, межремонтный срок необходимо максимально увеличить. Энергоустановка атомного ледокола «Арктика» смогла обойтись без предусмотренного проектом ремонта в течение 175 тыс. ч (более 20 лет) работы на мощности, производились лишь значительно менее сложные межпод-

ные ремонты. Правда, все это потребует увеличения объемов активных зон, чтобы не превысить допустимые величины накопления продуктов деления в единице объема сердечников твэлов.

С этой точки зрения повышение КПД установки отходит на второй план, выдвигая на первое место надежность работы установки.

3. В современных установках развиты системы безопасности, удорожающие и усложняющие установку. Установки АСММ должны обладать повышенными свойствами самозащищенности по сравнению с существующими, что позволит несколько сократить число систем безопасности.

Этому способствуют соответствующие обратные отрицательные связи по температуре, большие запасы прочности оборудования первого контура, увеличение пассивности отвода тепла посредством усиления теплоотдачи от корпуса реактора к баку металловодной защиты, а от него — во внешнюю среду.

4. Необходимо оптимизировать автоматическое управление. Нужно, чтобы операторы не теряли навыков управления, что особенно важно при управлении установкой в аварийной обстановке и при борьбе за живучесть. Поэтому всегда часть управления установкой должна оставаться за оператором. Отец американского атомного флота адмирал Хайман Риквер всегда боролся против полной автоматизации — оператор в этом случае теряет навыки управления установкой. Да и сокращение автоматизации дает экономический эффект за счет снижения капитальных затрат и сокращения персонала, обслуживающего автоматику.

5. Ремонтные работы имеют два аспекта. Первый: стоимость заводского ремонта нередко достигает 70% стоимости постройки нового объекта. Найти такие средства трудно, ремонт затягивается на годы. Второй аспект — психологический: надо ли ремонтировать старое оборудование, не лучше ли построить новое, более современное за те же деньги.

6. При проектировании плавучей АСММ целесообразно элементы инфраструктуры (например, трансформаторные подстанции, тепловые пункты и т. д.) максимально сосредоточить на борту плавучего энергоблока. Это повысит универсальность и автономность станции. В ряде случаев, например при энергоснабжении морских буровых платформ, плавучие АСММ должны быть самоходными, с подруливающими устройствами и системами динамического позиционирования.

Подготовка кадров

Ресурс оборудования, как показывает опыт, при квалифицированном обслуживании практически вдвое выше, чем при недостаточно квалифицированном. Поэтому подготовка персонала играет огромную роль. К управлению установкой может быть допущен лишь сотрудник, имеющий опыт самостоятельного управления установкой.

В системе АСММ должен быть сформирован учебный центр. Дополнительное обучение персонал может проходить в качестве дублеров операторов действующих установок.

Для установок новых прорывных технологий оправданно создание стенда-прототипа, опережающего строительство самой установки. Такой стенд предназначается для проведения исследований, отработки режимов установки в принятой для нее модели эксплуатации, определения ее ресурсных показателей. На этом стенде должен готовиться персонал будущих станций для самостоятельного управления установкой. И с этой точки зрения важно опережающее сооружение стенда по отношению к объекту.

Для установок эволюционного развития учебный центр не обязательно оснащать стендом-прототипом. Основные вопросы уже решены при создании предыдущих установок. На этих установках экипажи следующих станций могут приобретать опыт самостоятельного управления. В учебном центре должны быть установлены стенды для изучения отдельных режимов — борьбы с течью теплоносителя первого контура, пожарами. Стенды должны быть снабжены также образцами оборудования.

Учебные центры должны иметь аналитические и полномасштабные тренажеры, часть которых может использоваться в качестве бортовых.

Постройка и надлежащее оборудование учебного центра, комплектование его квалифицированными преподавателями могут занять больше времени, чем строительство объекта. Да и средства потребуются значительные, не меньше, чем на постройку энергетической установки. Поэтому неизбежно первыми установками будут управлять сборные экипажи.

Управление системой АСММ

При небольшом количестве АСММ с управлением справится Росэнергоатом. Но когда их число превысит 10—15, этот вопрос надо рассматривать особо. Передавать управление полностью в руки местным властям — значит загубить АСММ, как это произошло с установками РБМК, когда их управление было передано в руки Министерства энергетики.

Управление в аварийных условиях местные власти обязательно отыграют в пользу населения — не замерзнуть же ему при -40°C . Справятся ли местные власти с правильным использованием резерва, не очень ясно. Поэтому управление АСММ требует особого рассмотрения.

Физическая защита

Относительно наземных станций обычно рассматривается хищение ядерных материалов или диверсионные действия. Для АСММ надо еще рассматривать возможность захвата с целью получения выкупа. В случае плавучих станций это прежде всего захват при транспортировке к месту назначения и возврате для перегрузки и ремонтных работ. В таких ситуациях станцию должен сопровождать военный корабль.

Физическая защита самого объекта должна включать посты сигнализации и оружие, помещения для размещения персонала защиты. Особенно сложна защита со стороны моря.

Сейчас трудно оценить материальные затраты и необходимое количество персонала. Есть нормативы физической защиты для АЭС большой мощности. Для АСММ их нельзя уменьшать пропорционально мощности. Как бы ни мала была мощность станции, это все-таки ядерный объект, и нормативы для него надо разрабатывать. В общем, стоимость физической защиты заметно снижает экономические показатели АСММ.

Подземное расположение АСММ лишь частично облегчает вопросы физической защиты. Вопросы, связанные с захватом станции для получения выкупа, практически остаются теми же.

Нормативная документация

АСММ работают в экстремальных условиях. Поэтому для них требуется соответствующая нормативная документация. Безопасность должна быть выше, чем на обычных АЭС, — АСММ предполагается иметь много, и их обслуживание будет осуществляться в более сложных условиях.

Как уже отмечалось, на АСММ должны быть два независимых атомных источника или же в дополнение к атомному источнику должен быть резервный источник на органическом топливе не меньшей мощности на случай неисправности ядерного источника, чтобы надлежащим образом обеспечить нужды населения и предприятий. Это должно быть учтено в нормативных документах.

Кроме норм безопасности, должны быть разработаны нормы на физическую защиту, не очень серьезно обременяющие экономические показатели.

Сказанное относится и к международным документам. В частности, по отношению к плавучим АСММ целесообразно инициировать внесение дополнений в принятый Международной морской организацией «Кодекс по безопасности ядерных торговых судов».

Снятие с эксплуатации

Снятие с эксплуатации плавучих АСММ должно решаться отработанными методами и осуществляться теми же заводами.

С наземными АСММ дело будет обстоять сложнее даже в случае подземного расположения станции. Как будет снята с эксплуатации Билибинская станция, не совсем ясно. Как быть с графитом, тоже неясно. Многотонные конструкции по бездорожью транспортировать проблематично.

Пока не было серьезных разработок снятия с эксплуатации АСММ. Поскольку большинство поселков и предприятий размещено по побережьям рек и морей, по-видимому, приемлем американский способ утилизации подводных лодок; реактор и его оборудование грузятся в виде отсека лодки на борту баржи и перевозятся к месту временного или постоянного захоронения.

Роль отсека лодки в АСММ играет реакторная выгородка. Вес оборудования в ней не превышает веса отсека с оборудованием подводной лодки.

При проектировании следует принимать меры, чтобы демонтаж реакторного отсека можно было произвести с минимальными издержками. Лучше всего в этом отношении обстоит дело с моноблочными установками.

Вряд ли значительно облегчится снятие с эксплуатации подземной станции. Если там же, под землей, предполагается захоронение установки, выбор площадки должен учитывать это обстоятельство.

Экология

Экологические показатели должны приниматься во внимание на всех этапах жизненного цикла АСММ. Радиационную безопасность следует обеспечить не только для человека, но и остальных звеньев экосистем. Принято полагать, что если дозовые пределы для человека не превышены, то и для других видов наземных и морских организмов облучение опасности не представляет. В Рекомендациях МКРЗ 2007 г. избран более широкий и осторожный подход, который включает необходимость изучения радиационных воздействий на другие виды живых существ и экосистемы.

В районе размещения АСММ должны поддерживаться необходимые условия для сохранения биоразнообразия экосистем включая охрану редких

и исчезающих видов живых организмов. Для маршрутов возможной буксировки плавучей АСММ следует оценить пути и диапазоны радиационных воздействий, которые могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. При этом, очевидно, особое внимание должно быть обращено на продуктивные и особо чувствительные морские районы, для которых следует оценить потенциальный ущерб биоразнообразию и рыболовству. На основе этих оценок могут быть определены оптимальные маршруты буксировки плавучих АСММ.

В заключение уместно подчеркнуть следующее. Опыт эксплуатации ледокольных ядерных энергетических установок, в частности ледокола «Арктика», показывает, что на базе водо-водяных реакторов реальным является 20-летний ресурс работы без заводского ремонта. Этим логично воспользоваться для АСММ с ориентацией на отказ от заводского ремонта с заменой энергоустановки, отработавшей 20 лет, на современную с безусловно повышенной безопасностью.

Нормативное регулирование ядерной и радиационной безопасности плавучего энергоблока

*А. А. Лепешкин, Федеральное государственное учреждение
«Научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности»*

Общий обзор системы документов регулирования ядерной и радиационной безопасности

Система нормативных документов по регулированию ядерной и радиационной безопасности объектов использования атомной энергии схематично представлена в табл. 1. В нее входят 9 международных конвенций, 33 закона Российской Федерации, 15 нормативных правовых актов президента РФ, 41 постановление Правительства РФ, 89 федеральных норм и правил.

Кроме указанных документов, в практике Ростехнадзора используется 70 руководств по безопасности, 23 руководящих документа, а также 133 документа, утвержденных другими ведомствами.

Система нормативных документов основывается на опыте эксплуатации и совершенствуется на базе достижений отечественной и зарубежной науки и техники. В этих документах концентрируется имеющийся опыт обеспечения ядерной и радиационной безопасности, их предназначение — избавить или предостеречь нынешнее и будущее поколения от уже известных ошибок на этапах жизненного цикла объектов использования атомной энергии.

Система регулирующих документов по ядерной и радиационной безопасности постоянно совершенствуется и представляется в специальном перечне нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Этот перечень ежегодно пересматривается: по четным годам к нему публикуется дополнение, по нечетным — он переиздается.

Нормативные документы системы классифицированы по категориям объектов, как показано на рис. 1, а внутри каждой категории объектов документы подразделяются по видам деятельности, которые перечислены в табл. 1.

Таблица 1. Система нормативных документов по регулированию ядерной и радиационной безопасности объектов использования атомной энергии

Сооружения и комплексы с экспериментальными реакторами, критическими и подкритическими стендами Суда и другие плавсредства с ядерными реакторами Космические и летательные аппараты, другие транспортные и транспортные средства	Атомные станции	Сооружения, комплексы, установки для производства, использования, переработки, транспортирования ЯТ и ЯМ Пункты хранения ЯМ и РАО Промышленные реакторы	РИ, пункты хранения, РВ и РАО	Физическая защита ЯУ, РИ, пунктов хранения, ЯМ и РВ Учет и контроль ЯМ, РВ и РАО
Основные международные договоры Российской Федерации (9)				
Федеральные законы (33)				
Указы Президента Российской Федерации (15)				
Постановления и распоряжения Правительства Российской Федерации (41)				
Федеральные нормы и правила (89)				
Общие положения				
Размещение, проектирование, сооружение				
Эксплуатация, вывод из эксплуатации				
Требования к обоснованию безопасности				
Нормативные документы, утвержденные Госатомнадзором России и Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (93)				
Руководства по безопасности				
Размещение, проектирование, сооружение				
Эксплуатация, вывод из эксплуатации				
Требования к обоснованию безопасности				
Руководящие документы для осуществления разрешительной деятельности, а также руководящие документы и иные документы, которые могут использоваться организациями, осуществляющими деятельность в области использования атомной энергии				
Нормативные документы по сертификации оборудования, изделий и технологий				
Нормативные документы, утвержденные другими органами государственного регулирования безопасности, а также федеральными органами исполнительной власти (133)				
Размещение, проектирование, сооружение				
Эксплуатация, вывод из эксплуатации				
Требования к обоснованию безопасности				

Примечание. ЯТ — ядерное топливо, ЯМ — ядерные материалы, РАО — радиоактивные отходы, РИ — радиационные источники, РВ — радиоактивные вещества.



Рис. 1. Классификация документов по категории объектов использования атомной энергии

Законодательное обеспечение регулирования ядерной и радиационной безопасности

Законодательной основой деятельности при обеспечении радиационной безопасности населения и использовании атомной энергии являются федеральные законы «О радиационной безопасности населения» от 9 января 1996 г. № 3-ФЗ и «Об использовании атомной энергии» от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ.

Эти законы вводились практически одновременно. Может быть, из-за этого оба они воспринимаются как равнозначные, чему отчасти способствует их направленность на защиту здоровья граждан и охрану окружающей среды. Закон «Об использовании атомной энергии» определяет обеспечение безопасности как защиту отдельных лиц, населения и окружающей среды от радиационной опасности, а закон «О радиационной безопасности населения» очень сходным образом трактует радиационную безопасность как состояние защищенности настоящего и будущих поколений людей от вредного для их здоровья воздействия ионизирующего излучения.

Вместе с тем, согласно закону «Об использовании атомной энергии», государственное управление использованием атомной энергии осуществляют федеральные органы исполнительной власти. Государственное управление в области обеспечения радиационной безопасности в соответствии с законом «О радиационной безопасности населения» осуществляется Правительством РФ, специально уполномоченными органами исполнительной власти Российской Федерации и ее субъектов.

Управление использованием атомной энергии включает в себя меры по обеспечению безопасности объектов, которые принимает Госкорпорация «Росатом», а также соответствующие федеральные органы исполнительной власти. Радиационную безопасность населения обеспечивают Правительство РФ (в том числе Госкорпорация «Росатом» и Ростехнадзор), субъекты Федерации и другие органы власти. То есть законами решена важнейшая юридическая проблема: область радиационной безопасности человека значительно шире, чем область ядерной и радиационной безопасности объектов.

В свою очередь, государственное нормирование при обеспечении радиационной безопасности человека осуществляется разными видами документов: санитарными правилами и нормами, правилами радиационной безопасности, государственными стандартами, строительными правилами и нормами, правилами охраны труда и т. д. Причем основные санитарно-гигиенические нормативы установлены в законе «О радиационной безопасности населения» и могут снижаться лишь Правительством РФ.

Таким образом, система нормативных документов по регулированию безопасности объектов использования атомной энергии значительно уже, чем система документов в области использования атомной энергии.

Принятый курс на ускоренное развитие атомной отрасли внес существенные коррективы в законодательство в области использования атомной энергии.

Так, в 2007 г. был принят закон «Об особенностях управления и распоряжения имуществом и акциями организаций, осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который направлен на формирование законодательных основ реструктуризации и приватизации атомного энергопромышленного комплекса. Внесение изменений в ст. 5 закона «Об использовании атомной энергии», направленных на реформирование отношений собственности в атомной энергетике, позволяет ввести в ограниченный гражданский оборот ядерные материалы, ядерные установки и пункты хранения.

В мае 2007 г. были приняты поправки в федеральный закон «О техническом регулировании», окончательно сформировавшие порядок технического регулирования в области использования атомной энергии. Изменения, внесенные в ст. 5 этого закона, определили, что обязательными требованиями к обеспечению ядерной и радиационной безопасности в области использования атомной энергии к продукции и объектам наряду с положениями технических регламентов являются требования федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных осуществлять государственное управление использованием атомной энергии и государственное регулирование в этой области.

С учетом того, что в области использования атомной энергии требования устанавливаются и в федеральных нормах и правилах, и в технических регламентах, необходимо конкретизировать области их применения. Целесообразно в технических регламентах устанавливать требования к характеристикам продукции (оборудованию, изделиям), а в федеральных нормах и правилах — требования к обеспечению ядерной и радиационной безопасности объектов использования атомной энергии и видов деятельности.

Анализ применимости нормативных документов категории «Судовые ядерные установки и объекты их обеспечения» для плавучих атомных теплоэлектростанций

Новым транспортабельным источником энергии в составе плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) является плавучий энергоблок (ПЭБ) рис. 2, обуславливающий ее особенности:

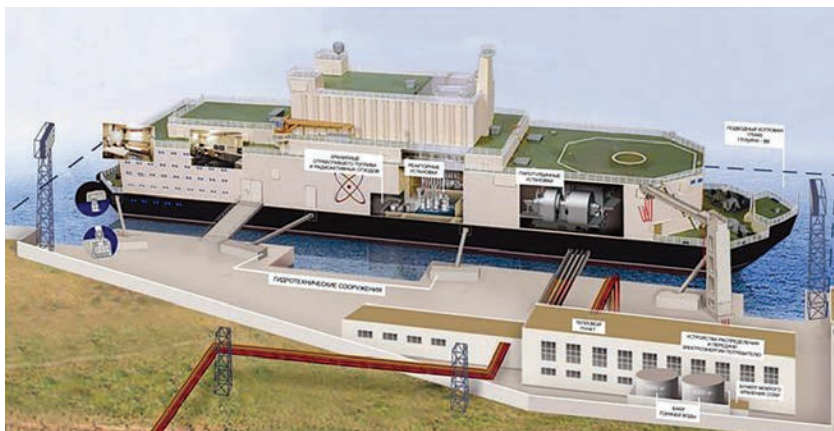


Рис. 2. Плавающий энергоблок с реакторными установками КЛТ-40С

- Все системы безопасности и системы, важные для безопасности ядерной энергетической установки (ЯЭУ), а также все системы обращения с ядерным топливом и радиоактивными отходами, размещены в пределах ПЭБ. На береговой территории ПАТЭС хранение радиоактивных сред, обращение с ядерными материалами, радиоактивными веществами и радиоактивными отходами не предусматривается. Таким образом, вся ядерная и радиационная опасность сосредоточена на ПЭБ.
- Срок службы ПЭБ — около 40 лет. Раз в 12 лет — текущий ремонт на специализированных предприятиях. Раз в 3—4 года планируется доставка на ПАТЭС «свежих» тепловыделяющих сборок для перегрузки активных зон реакторов.
- В соответствии с санитарными правилами (СП АТЭС-2003) категория потенциальной радиационной опасности ПАТЭС не должна превышать вторую и устанавливается на этапе проектирования по согласованию с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.
- Основной элемент ПАТЭС — ПЭБ — является судном, которое классифицируется Российским морским регистром судоходства. Ст. 3 закона «Об использовании атомной энергии» относит суда и иные плавсредства с ядерными реакторами к ядерным установкам. Согласно ст. 40 этого закона на этапах жизненного цикла для судов и иных плавсредств с ядерными реакторами (ПЭБ) должны в полной мере реализовываться правила Российского морского регистра судоходства.

- Особенностью является также возможность использования одного и того же ПЭБ в составе различных ПАТЭС или использования в составе одной и той же ПАТЭС различных ПЭБ.

В то же время конструкция реакторной установки ПЭБ и ее эксплуатация обладают рядом специфических особенностей, которые отличают ее от реакторных установок ледокольных и грузовых судов:

- работа большей частью на внешнего потребителя совместно с береговыми объектами приема и распределения вырабатываемых энергосред;
- выполнение перезарядок активных зон реакторов без перерыва в энергообеспечении энергопотребителей;
- временное хранение на ПЭБ «свежих» тепловыделяющих сборок;
- хранение в хранилище ПЭБ облученных тепловыделяющих сборок и радиоактивных отходов до ремонтного периода;
- необходимость обеспечения замены ПЭБ без длительного перерыва в энергообеспечении потребителей после выработки реакторными установками межремонтного срока;
- вахтовый метод обслуживания с возможностью размещения производственного персонала на борту.

В 2009 г. в Научно-техническом центре по ядерной и радиационной безопасности (НТЦ ЯРБ) выполнена научно-исследовательская работа «Научное обоснование перечня понятий, определение места и статуса плавучих атомных станций в системе регулирования безопасности при использовании атомной энергии», в которой определен статус ПАТЭС как специфического комплекса, состоящего из самостоятельного объекта использования атомной энергии (ПЭБ) и необходимой для его применения по назначению береговой инфраструктуры. Показано, что ПЭБ является объектом использования атомной энергии, относящийся к категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами».

Учитывая сказанное, целесообразно для регулирования ядерной и радиационной безопасности ПАТЭС взять за основу нормативные документы категории объектов использования атомной энергии «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами».

В составе категории объектов «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» введены и действуют следующие документы:

- 14 федеральных норм и правил;
- 7 руководств по безопасности;

- 11 руководящих документов;
- 21 документ по сертификации оборудования, изделий и технологий;
- 8 документов, утвержденных другими органами государственного регулирования безопасности и федеральными органами исполнительной власти.

В данную категорию входят следующие федеральные нормы и правила:

1. «Общие положения обеспечения безопасности ядерных энергетических установок судов» НП-022-2000.
2. «Требования к отчету по обоснованию безопасности ядерных энергетических установок судов» НП-023-2000.
3. «Правила ядерной безопасности ядерных энергетических установок судов» НП-029-2000.
4. «Требования к планированию мероприятий по действиям и защите работников (персонала) при радиационных авариях на ядерной установке судна и (или) иного плавсредства» НП-079-2000.
5. «Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации ядерных энергетических установок судов» НП-037-02.
6. «Требования к программе обеспечения качества ядерных энергетических установок судов» НП-056-04.
7. «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и изделий реакторных установок с водным теплоносителем плавучих атомных станций» НП-062-05.
8. «Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения» НП-058-04.
9. «Сбор, переработка, хранение и кондиционирование жидких радиоактивных отходов. Требования безопасности» НП-019-2000.
10. «Сбор, переработка, хранение и кондиционирование твердых радиоактивных отходов. Требования безопасности» НП-020-2000.
11. «Обращение с газообразными радиоактивными отходами. Требования безопасности» НП-021-2000.
12. «Требования к обоснованию возможности продления назначенного срока эксплуатации объектов использования атомной энергии» НП-024-2000.
13. «Нормы расчета на прочность элементов оборудования и трубопроводов для судовых атомных паропроизводящих установок» НП-054-04.
14. «Приповерхностное захоронение радиоактивных отходов. Требования безопасности» НП-069-06.

Для ПЭБ определены следующие этапы жизненного цикла:

- проектирование;
- размещение (не предусмотрено для других атомных судов);
- строительство ПЭБ и ввод в эксплуатацию включая транспортировку ПЭБ в акваторию размещения;
- эксплуатация включая перегрузки активных зон реакторных установок и ремонт ПЭБ на специализированных предприятиях;
- вывод из эксплуатации.

Анализ применимости нормативных документов категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» на этапах жизненного цикла ПЭБ показал:

1. Для категории объектов использования атомной энергии «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» отсутствуют нормативные документы, регулирующие безопасность на этапе размещения. Возможно распространение на ПЭБ действующих федеральных норм и правил категории «Атомные станции» («Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии» НП-064-05, «Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности» НП-032-02), которые целесообразно доработать с целью учета особенностей ПЭБ при работе в составе ПАТЭС.
2. Вопросы регулирования ядерной и радиационной безопасности на этапе проектирования в целом определяются федеральными нормами и правилами категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами», которые необходимо доработать с учетом специфики ПЭБ. Следует также учитывать положения документов Российского морского регистра судоходства.
3. На этапе строительства и ввода в эксплуатацию ПЭБ отсутствуют требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности при:
 - транспортировке ПЭБ в акваторию размещения после постройки или ремонта;
 - транспортировке ПЭБ на специализированное предприятие для ремонта или утилизации;
 - испытаниях ПЭБ в составе ПАТЭС.
4. Для этапа эксплуатации необходимо разработать требования к обеспечению безопасности, учитывающие специфику обеспечения ядерной

- и радиационной безопасности при перезарядке активных зон, а также при замене ПЭБ на время ремонта при сохранении энергообеспечения потребителей.
5. Действующие федеральные нормы и правила «Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации ядерных энергетических установок судов» не учитывают специфики ПЭБ. Необходимо отметить, что в НТЦ ЯРБ этот документ был переработан с целью учета особенностей вывода из эксплуатации судов атомно-технологического обслуживания и в настоящее время находится в стадии утверждения. Новый документ будет применим к ПЭБ в полном объеме.
 6. Для обоснования безопасности ПАТЭС целесообразно применять федеральные нормы и правила «Требования к отчету по обоснованию безопасности ядерных энергетических установок судов». Однако документ требует доработки в целях учета специфики ПЭБ на этапах ввода в эксплуатацию и эксплуатации в составе ПАТЭС.

Направления совершенствования нормативной документации по регулированию безопасности ПАТЭС

Принципиальная структура регулирования ЯРБ ПЭБ с учетом соотношений понятий «безопасность человека» и «безопасность объекта» представлена на рис. 3.

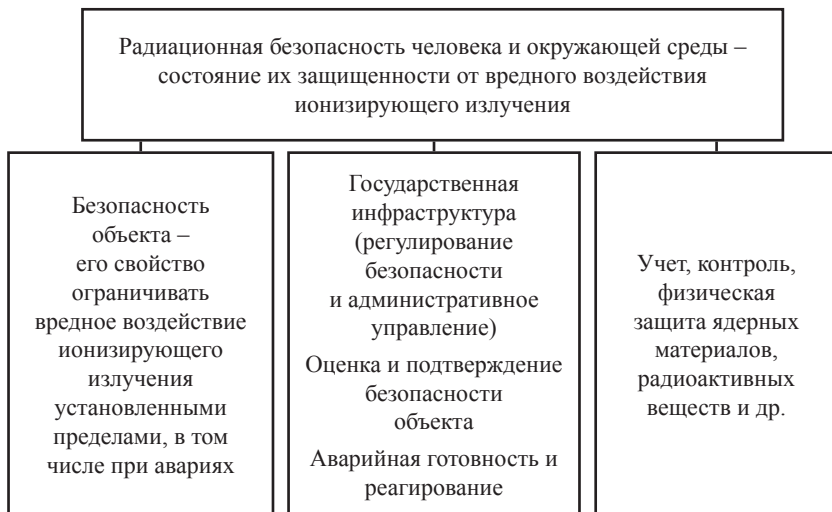


Рис. 3. Принципиальная схема обеспечения ЯРБ ПЭБ

Соблюдение норм и правил должно обеспечивать ядерную и радиационную безопасность объекта использования атомной энергии. Это необходимое, но не достаточное условие безопасности человека, для гарантии которой необходимо решение общих вопросов безопасности и выполнение режима нераспространения. Поэтому требования к безопасности атомных объектов должны дополняться общими для всех объектов требованиями к методам оценки безопасности, к аварийной готовности и к регулированию.

При совершенствовании нормативной базы регулирования ядерной и радиационной безопасности плавучих энергоблоков и плавучих атомных станций необходимо сохранить сложившееся взаимодействие заинтересованных ведомств. Это возможно при следующей организационной последовательности:

1. Составление концепции совершенствования федеральных норм и правил категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами».
2. Составление перечней групп документов, которые:
 - применимы в полном объеме при регулировании ЯРБ ПЭБ;
 - требуют доработки в определенных направлениях;
 - подлежат разработке.
3. Согласование концепции и разработанных перечней со всеми заинтересованными ведомствами.

Действующая система федеральных норм и правил создавалась разными коллективами на протяжении достаточно длительного периода на базе документов по регулированию ядерной и радиационной безопасности различных объектов использования атомной энергии. Терминология, сложившаяся в документах для атомных станций, в деталях отличается от традиций словоупотребления для ядерных установок судов или объектов ядерного топливного цикла. Стремление найти компромисс при разработке документов стало причиной не всегда оправданного терминологического разнообразия. Поэтому важным этапом совершенствования системы нормативных документов целесообразно считать разработку и внедрение единой терминологии. Глоссарий, с одной стороны, обобщит имеющиеся термины, а с другой — явится основой для устранения разночтений. Станет возможен терминологический анализ и выбор наиболее подходящих терминов для последующей разработки профессионального словаря.

Важной проблемой является установление баланса между требованиями безопасности и экономической целесообразностью. Иначе можно построить объект максимально безопасный, но не рентабельный.

При доработке федеральных норм и правил с целью распространения их действия на регулирование ядерной и радиационной безопасности ПЭБ и ПАТЭС нужна связь с пользователями — конструкторскими и судостроительными организациями, эксплуатирующей организацией и т. д.

В целях учета и обобщения производственного опыта практического применения нормативных документов НТЦ ЯРБ разослал в 160 организаций и ведомств запросы на представление отзывов этих организаций на применяемые нормативные документы по ядерной и радиационной безопасности. Поступившие отзывы от 116 организаций составили объемный материал для изучения и совершенствования действующих нормативных документов, в том числе категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами». К числу отмеченных общих недостатков действующих документов следует отнести:

1. В части федеральных норм и правил указано название федерального органа государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии — «Госатомнадзор», которое, как показала практика, изменяется при административных реорганизациях государственных органов.
2. Отсутствует организационный документ, определяющий взаимодействие органа государственного регулирования безопасности на всех этапах жизненного цикла объектов использования атомной энергии категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» и Российского морского регистра судоходства, осуществляющего согласно ст. 40 закона «Об использовании атомной энергии» техническое наблюдение на всех этапах жизненного цикла атомных судов.
3. По опыту эксплуатации ЯЭУ атомных судов эксплуатирующей организацией, проектной организацией реакторной установки внесено существенное количество замечаний и предложений по доработке действующих нормативных документов.
4. Проектантам реакторной установки предложены новые критерии оценки прочности защитной оболочки реакторной установки.
5. Эксплуатирующей организацией внесены предложения по организации продления проектного срока эксплуатации ЯЭУ, разработки программы ее вывода из эксплуатации.

Совершенствование федеральных норм и правил возможно также на базе условий действия лицензии, которые согласно «Положению о лицензировании деятельности в области использования атомной энергии», утвержденному постановлением Правительства РФ от 14 июля 1997 г. № 865, содержат

требования Ростехнадзора по безопасности. Он имеет право потребовать обоснований и установить иные требования, чем содержащиеся в федеральных нормах и правилах, кратковременно на время действия условий действия лицензии и только для данного лицензируемого объекта.

В ряде стран лицензия выдается на весь установленный в проекте срок службы объекта. Но в условиях действия лицензии устанавливаются дополнительные требования:

- периодическая переоценка безопасности (примерно раз в 10 лет);
- оценка безопасности при вступлении в действие новых требований;
- переоценка безопасности после серьезных инцидентов.

В законе «Об использовании атомной энергии» есть две нормы, прямо связанные с этим вопросом: ст. 6 устанавливает обязательность федеральных норм и правил для всех лиц, осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии, а в ст. 26 говорится, что введение новых федеральных норм и правил не прекращает действие лицензий.

Необходимость изменения и дополнения федеральных норм и правил для новых объектов использования атомной энергии может возникнуть лишь в процессе проведения работ по созданию этих объектов (размещение, проектирование, конструирование, изготовление оборудования, сооружение, испытания и ввод в эксплуатацию, опытно-промышленная эксплуатация) с использованием действующей нормативной базы и будет заключаться в дополнении последней новыми требованиями применительно к данному объекту использования атомной энергии.

В случае указанной необходимости новые требования устанавливаются Ростехнадзором в порядке сопровождения выданных лицензий на виды деятельности путем внесения изменений в условия действия лицензии по процедуре, установленной «Административным регламентом».

Новые требования, зафиксированные в условиях действия лицензии, структурируются и вносятся в соответствующие документы действующей нормативной базы, на чем ее адаптацию можно считать законченной.

Указанный порядок, устанавливающий новые требования, позволит сократить временные и финансовые затраты эксплуатирующей организации по сравнению с непосредственным изменением (дополнением) действующих нормативных документов.

Такой механизм постепенного формирования требований федеральных норм и правил предусматривает планомерную, четко скоординированную

работу разных специалистов, проводящих экспертизу, разрабатывающих документы и принимающих решение. Он позволяет в наибольшей степени учитывать интересы всех участников использования атомной энергии. Работа по формированию такого механизма проводится в НТЦ ЯРБ.

Особенности обеспечения физической защиты плавучей атомной теплоэлектростанции

Основными документами, регулирующими обеспечение физической защиты объектов использования атомной энергии, являются:

- федеральный закон «Об использовании атомной энергии» от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ;
- федеральный закон «О принятии поправки к Конвенции о физической защите ядерного материала» от 22 июля 2008 г. № 130-ФЗ;
- постановление Правительства РФ «О государственном компетентном органе по ядерной и радиационной безопасности при перевозках ядерных материалов, радиоактивных веществ и изделий из них» от 19 марта 2001 г. № 204;
- постановление Правительства РФ «Об утверждении правил физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов» от 19 июля 2007 г. № 456.

С учетом особенностей конструкции и организации эксплуатации ПАТЭС как функционального комплекса, где объектом использования атомной энергии является ПЭБ, можно говорить об аналогиях этого объекта с атомными судами, для которых в настоящее время действует «Положение о федеральной системе защиты морского судоходства от незаконных актов, направленных против безопасности мореплавания», утвержденное постановлением Правительства РФ от 11 апреля 2000 г. № 324.

В соответствии со ст. 49 закона «Об использовании атомной энергии» физическая защита ядерных установок, радиационных источников, пунктов хранения, ядерных материалов и радиоактивных веществ обеспечивается эксплуатирующими организациями и соответствующими федеральными органами исполнительной власти в пределах их полномочий, а на действующих судах и иных плавсредствах с ядерными установками и радиационными источниками — их экипажами.

Эксплуатация ядерных установок, радиационных источников, пунктов хранения, а также проведение любых работ по использованию ядерных материалов и радиоактивных веществ, находящихся в любой форме и на любой

стадии производства, использования, переработки, транспортировки или хранения, если не приняты меры по выполнению требований к обеспечению физической защиты указанных объектов использования атомной энергии, согласно ст. 50 закона «Об использовании атомной энергии» запрещается.

Обеспечение физической защиты ядерного объекта должно состоять в разработке системы физической защиты этого объекта. Под ядерным объектом, в соответствии с п.9 раздела II «Правил физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов», понимается предприятие (организация, воинская часть), на территории которого используется или хранится ядерный материал либо размещается и (или) эксплуатируется ядерная установка или пункт хранения.

Согласно п. 17 раздела II «Правил физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов» создание, совершенствование и функционирование системы физической защиты на ядерном объекте обеспечиваются руководством ядерного объекта.

Таким образом, специфика обеспечения физической защиты ПЭБ состоит в необходимости создания системы физической защиты как для ПЭБ (судна), так и для предприятий, в состав которых данный объект будет входить.

Необходимо отметить, что в настоящее время разработаны и утверждены приказом Министерства природных ресурсов и экологии от 11 марта 2010 г. № 67 федеральные нормы и правила «Требования к физической защите судов с ядерными энергетическими установками и судов транспортировщиков ядерных материалов» НП-085-10. Они введены в действие с 1 февраля 2011 г.

В то же время требования к обеспечению физической защиты на этапах жизненного цикла ПЭБ, когда он будет входить в состав ядерных объектов, в настоящее время не разработаны. Целесообразно рассмотреть вопрос по разработке федеральных норм и правил, в которых были бы определены указанные требования.

Выводы и предложения

1. Состав действующих документов категории объектов «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» может быть принят за основу при формировании базы нормативных документов по регулированию ядерной и радиационной безопасности ПЭБ. Однако указанные документы требуют доработки для учета специфики ПЭБ и ПАТЭС на основе предварительно выполненных научных исследований.

Такая работа начата в НТЦ ЯРБ и должна быть оптимизирована в процессе строительства головного ПЭБ и ввода его в эксплуатацию. Для сокращения сроков создания необходимой нормативной базы ПЭБ и ПАТЭС целесообразно в ближайшем будущем привлечение различных организаций, в первую очередь, Госкорпорации «Росатом».

2. Опыт применения нормативных документов категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» выявил ряд недостатков, в частности:

установленные технические и организационные требования к этапам жизненного цикла объектов использования атомной энергии категории «Суда и иные плавсредства с ядерными реакторами» недостаточно систематизированы и структурированы;

в ряде нормативных документов содержатся инструктивные требования по выполнению работ;

необоснованно увеличивается число норм и правил, а, соответственно, и требований к безопасности объектов использования атомной энергии, защите персонала и населения, охране окружающей среды.

Все это осложняет выполнение работ на этапах жизненного цикла объектов использования атомной энергии, а также приводит к неоправданным финансовым затратам.

3. Нормативная база регулирования ядерной и радиационной безопасности плавучего энергоблока должна быть сформирована на основе законодательства, экономически и социально приемлема и исключать имеющиеся отдельные недостатки.

4. В основе формирования нормативной базы должны лежать следующие принципы:

- приоритетность требований, значимых с точки зрения безопасности;
- системность и стабильность требований по безопасности;
- техническая и экономическая обоснованность требований;
- гармонизация требований и рекомендаций с документами международных организаций в области использования атомной энергии — Международного агентства по атомной энергии, Международной комиссии по радиационной защите, Организации экономического сотрудничества и развития и др.

Проблемы обеспечения физической защиты атомных станций малой мощности и пути их решения

Н. Н. Шемигон

Федеральный центр науки и высоких технологий ФГУП «Специальное научно-производственное объединение “Элерон”»

В процессе освоения новых ядерных технологий, в том числе строительства атомных станций малой мощности, необходимо обеспечивать их безопасное функционирование. Наряду с защитой АСММ как ядерного объекта (ЯО) от природных катастроф и техногенных аварий необходимо обеспечить физическую защиту (ФЗ) от несанкционированных действий со стороны различного рода нарушителей, имеющих целью хищение ядерных материалов и совершение диверсионно-террористических актов на ядерных установках. Вопросы физической защиты регулируются нормативными и правовыми документами различных уровней.

Международные документы, принятые Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ), закрепляют договоренности стран — участниц об обеспечении физической защиты ядерных материалов и установок [1; 2], а также способствуют распространению наилучшей практики по данному вопросу [3].

Российские нормативно-правовые документы содержат требования по физической защите ядерных объектов от несанкционированных действий. В частности, в федеральном законе «Об использовании атомной энергии» [4] физическая защита определяется как вид ядерной деятельности, при этом без обеспечения ФЗ любая ядерная деятельность запрещена. В законе определены основные задачи ФЗ:

- предупреждение несанкционированных действий;
- своевременное обнаружение несанкционированных действий;
- задержка проникновения нарушителя на ЯО;
- реагирование на несанкционированные действия и нейтрализация нарушителей.

Эти задачи решаются сочетанием сил и инженерно-технических средств физической защиты.

Кроме того, в [4] содержатся требования к составным частям и системе физической защиты (СФЗ) в целом. Определена также персональная ответственность руководителя любого ядерного объекта за обеспечение ФЗ.

Имеется широкий спектр отраслевых нормативных документов (ГК «Росатом»), детализирующих основные требования документов по физической защите федерального уровня. В частности, разработаны и утверждены методические рекомендации по проведению работ на всех стадиях и этапах жизненного цикла СФЗ (анализ уязвимости объекта, оценка эффективности и концептуальное проектирование СФЗ, проектирование, ввод в действие и функционирование комплекса технических средств физической защиты и др.).

Весьма важным моментом в процессе создания (совершенствования) СФЗ является определение вероятных угроз и моделей нарушителей. В связи с отсутствием статистики посягательств на атомные станции эти модели формируются на основе прогнозирования.

Разработан и утвержден Правительством РФ документ, содержащий перечень угроз ядерным объектам и типовые модели нарушителей. Эти модели должны конкретизироваться для определенных классов объектов (АЭС и др.), а затем в еще большей степени для каждого конкретного ЯО. На рис. 1 показаны возможные угрозы для АЭС. На рис. 2 представлены различные типы вероятных нарушителей. Применительно к конкретной АЭС (в том числе АСММ) необходимо сделать соответствующий выбор наиболее «актуальных» нарушителей с учетом геополитического положения объекта, его технологических и конструктивных особенностей, поступающей из различных источников информации о вероятном противнике.

Только на основе анализа угроз можно оптимизировать СФЗ по критерию «эффективность — стоимость».

ФГУП «Специальное научно-производственное объединение “Элерон”» (СНПО «Элерон») имеет большой опыт проведения аналитической работы при создании СФЗ. Работы по анализу уязвимости включая определение угроз, оценке эффективности и концептуальному проектированию СФЗ проводились на десятках ЯО ГК «Росатом», Минобороны России и др.

Относительно обеспечения физической защиты АСММ следует прежде всего отметить, что уменьшение размеров АЭС не приводит к пропорциональному уменьшению затрат на СФЗ, так как в соответствии с требованиями [4] должны быть обеспечены все аспекты ФЗ, а в некоторых случаях (плавучие АЭС) приходится применять дорогостоящие методы и технические средства, например, для обнаружения нарушителей со стороны водной акватории.

Рассмотрим вопросы построения СФЗ плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС), которая вошла в список 30 важнейших мировых инноваций 2010 г. [5].



Рис. 1. Потенциальные угрозы для АЭС



Рис. 2. Классификация нарушителей

На рис. 3 показан общий вид ПАТЭС. При организации СФЗ необходимо создать замкнутый сигнализационный периметр вокруг ПАТЭС, часть которого будет проходить по суше, а часть — по акватории. Далее следует организовать контрольно-пропускные пункты для прохода персонала на территорию объекта, на судно, в отдельные его зоны.

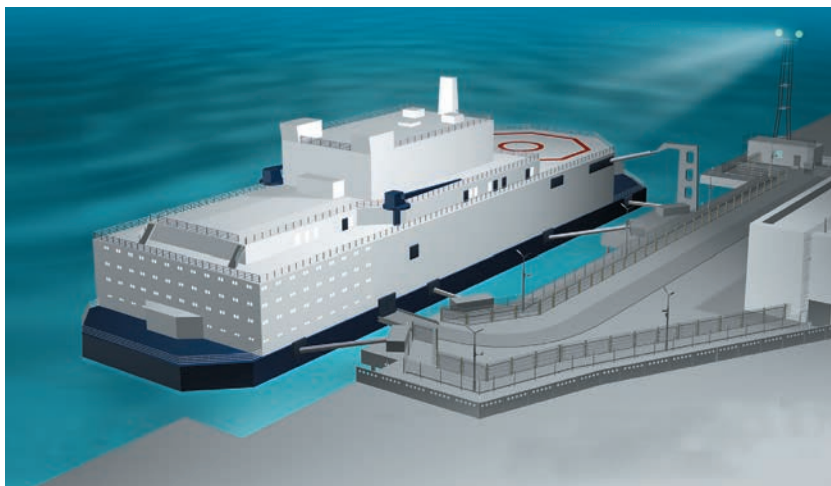


Рис. 3. Плавающая атомная электростанция

Задача обеспечения охраны сухопутных периметров является традиционной. В частности, ФГУП «СНПО «Элерон»» имеет большой опыт по ее решению [6]. В предыдущие десятилетия разработаны и успешно применяются высокоэффективные периметровые средства обнаружения нарушителей, (системы контроля и управления доступом, телевизионного наблюдения, связи). Следует отметить комплексный характер решения задачи создания СФЗ: от анализа угроз до строительно-монтажных работ и сервиса. При этом на всех этапах обеспечивается оценка эффективности СФЗ с помощью специализированных компьютерных программ («Вега-2», «Полигон») [7].

На рис. 4 показан пример оборудования периметра объекта техническими средствами. На рис. 5 приведен пример автоматизированного контрольно-пропускного пункта, обеспечивающего санкционированный пропуск персонала и автотранспортных средств, а также обнаружение запрещенных предметов (оружия, взрывчатых веществ, ядерных и других радиоактивных материалов).

Один из возможных вариантов реализации контрольно-пропускных функций показан на рис. 6 (турникеты, биометрическое средство идентификации личности). Вся информация от технических средств поступает на центральный пункт управления СФЗ (рис. 7).



Рис. 4. Оборудование периметра объекта техническими средствами



Рис. 5. Автоматизированный контрольно-пропускной пункт

Для обнаружения нарушителей, пытающихся проникнуть на ПАТЭС со стороны водной среды, разработана специализированная система «Гарпун» (рис. 8), в которой используются гидроакустические станции и магнитометрические средства, позволяющие обнаруживать и определять координаты подводных нарушителей. В указанной системе предусмотрено обнаружение и надводных целей (маломерных плавсредств).



Рис. 6. Примеры технических средств и система управления доступом



Рис. 7. Центральный пульт управления

Еще одной задачей, подлежащей решению, является обнаружение возможного вторжения нарушителей на ПАТЭС со стороны воздушной среды (дельтапланеристы, мотодельтапланеристы, парашютисты и т. п.). В этом направлении «Элерон» проводится научно-исследовательская работа. Соответствующая иллюстрация решения указанной задачи для АЭС приведена на рис. 9.

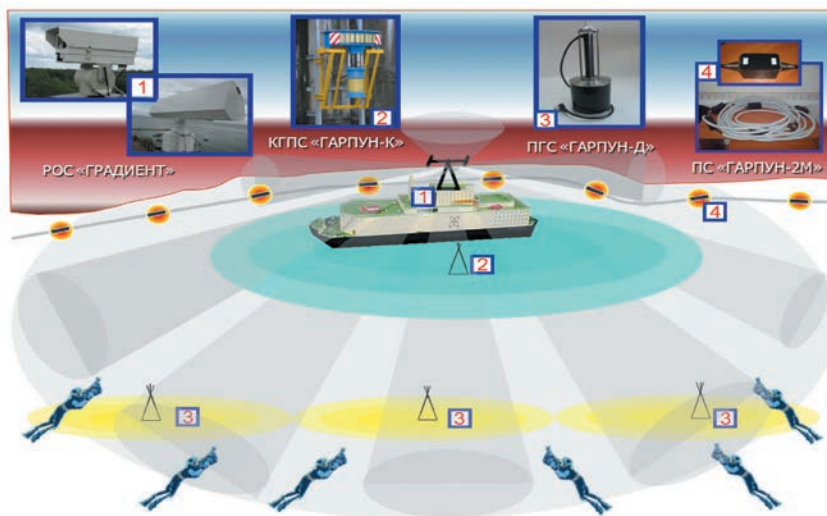


Рис. 8. Система обнаружения нарушителей со стороны водной среды

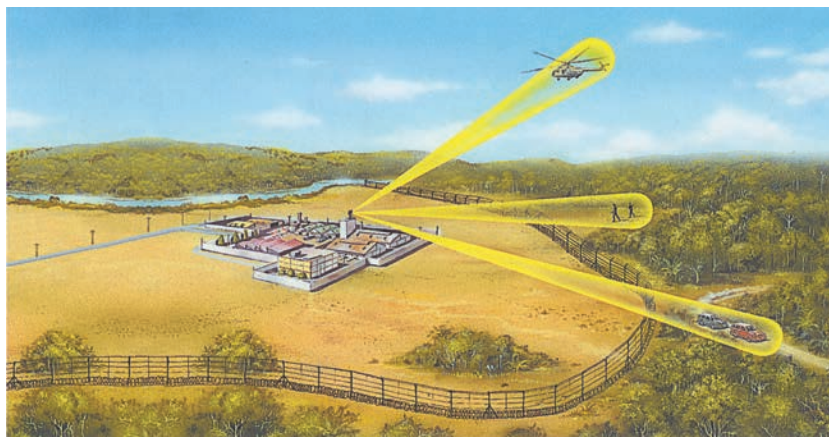


Рис. 9. Защита АЭС со стороны прилегающей территории и воздушной среды

При решении задач защиты объекта от угроз «с воды» и «с воздуха» необходимо обеспечить адекватное реагирование на тревожные ситуации. В первом случае это сопряжено с поиском и нейтрализацией нарушителя в водной среде, а во втором — с необходимостью очень оперативно реагировать на сигналы тревоги в связи с возможными высокими скоростями летательных аппаратов.

Еще одна важная задача, подлежащая решению, — защита транспортируемых ядерных и радиоактивных материалов. Применительно к АСММ это и защита ПАТЭС с ядерными материалами по пути следования к месту постоянной дислокации, и защита специализированных транспортных средств (железнодорожных вагонов, автомобилей, судов — транспортировщиков отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов).

ФГУП «СНПО «Элерон» разработана автоматизированная система безопасности транспортировки (рис. 10), которая может быть применена для решения задач, связанных с обеспечением физической защиты АСММ.

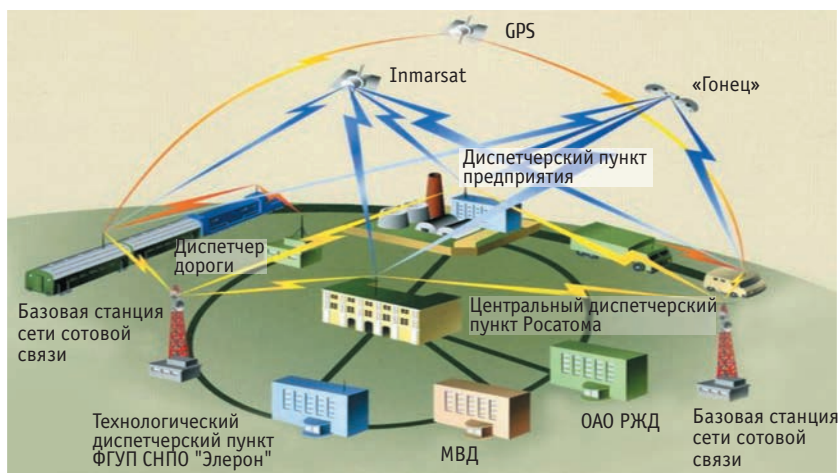


Рис. 10. Автоматизированная система безопасности транспортировки

Литература

1. Конвенция о физической защите ядерного материала [Документ МАГАТЭ INFCIRC/274/rev.1] // http://www.rosatom.ru/wps/wcm/connect/rosatom/rosatomsite/resources/f40b010045636b589b72fb665745c1aa/phiz_zaschita.pdf.
2. INFCIRC/274/rev.1 (с поправками от 7 июля 2005 г.).
3. Физическая защита ядерного материала и ядерных установок [Документ МАГАТЭ INFCIRC/225/rev.5], 2011 г.
4. Федеральный закон «Об использовании атомной энергии» от 21 октября 1995 г. № 170-ФЗ.

5. Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов. Утверждены постановлением Правительства РФ от 19 июля 2007 г. № 456.
6. Российская плавучая АЭС вошла в список важнейших инноваций 2010 года // Атом-пресс. — 2011. — № 4.
7. *Шемигон Н. Н., Петраков А. В.* Охрана объектов: Техника и технологии (учебное пособие). — М. : Энергоатомиздат, 2005.
8. *Бондарев П. В., Измайлов А. В., Толстой А. И.* Физическая защита ядерных объектов (учебное пособие). — М. : МИФИ, 2008.

Система обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом для атомных станций малой мощности

И. И. Линге, В. И. Дорогов, Д. В. Бирюков

Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН

В настоящее время на различной стадии разработки находится ряд проектов перспективных установок для атомных станций малой мощности (АСММ). Острую необходимость в сооружении АСММ испытывают прежде всего удаленные территории с децентрализованным энергообеспечением, доставка энергоресурсов в которые сопряжена с трудностями (сложные климатические условия, плохое состояние федеральных трасс и дорог и т. д.).

Создание автономных региональных энергетических систем на основе ядерных установок может стать перспективным направлением энергообеспечения удаленных районов России лишь в том случае, если удастся избежать повторения ошибок прошлых лет, связанных с накоплением проблем в области обращения с радиоактивными отходами (РАО), отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) и с выводом из эксплуатации (ВЭ).

Однако пока, как и прежде, обращение с РАО, ОЯТ и ВЭ остается за рамками рассмотрения проектов, чрезвычайно мало внимания уделяется вопросам организации транспортно-технологических схем обращения. В то же время эти вопросы при оценке перспективности проектов должны быть одними из главных, и решить их следует еще на стадии проектирования. Должны быть четко прописаны транспортно-технологические схемы, разработаны соответствующие технологии и транспортные средства, а также созданы обосновывающие документы, обеспечивающие ВЭ. В противном случае ситуация с накоплением проблем в обращении с РАО и ОЯТ может повториться.

Наиболее ярким примером является Билибинская АЭС, расположенная на расстоянии 3000 км от ближайшей железной дороги, в проекте которой отсутствуют технологическая схема по отправке ОЯТ с энергоблоков, технология и транспортные средства по обеспечению транспортировки облученных тепловыделяющих сборок (ОТВС) в пределах площадки и вывоза их за пределы станции. В качестве основного варианта обращения с ОЯТ рассматривается длительное сухое хранение на площадке АЭС. Концептуально

рассматривается также вариант вывоза ОЯТ в сооружаемое сухое хранилище ФГУП «Горно-химический комбинат». Однако окончательного решения пока нет.

Возникновение проблем в СССР и Российской Федерации было обусловлено тем, что длительное время организация обращения с РАО, ОЯТ и ВЭ основывалась на практике отложенного решения. Такая политика привела к образованию значительных объемов РАО и появлению большого количества пунктов временного хранения РАО на территории страны. Основная масса ОЯТ размещалась на промежуточное хранение и лишь малая часть перерабатывалась [1].

Осознание на государственном уровне бесперспективности продолжения такой практики и принятие масштабной программы по развитию атомной энергетики инициировало поиск решения по кардинальному изменению сложившейся ситуации. Однако положение осложняется тем, что одновременно с решением текущих задач в области обращения с РАО, ОЯТ и ВЭ нужно было обратиться и к отложенным проблемам.

Современные требования по обеспечению экологической, ядерной и радиационной безопасности, а также передовой зарубежный опыт организации деятельности по обращению с РАО, ОЯТ и ВЭ побуждают отрасль к выработке новых решений.

В первую очередь необходимо создать государственные системы по обращению с РАО и ОЯТ, которые обеспечат условия своевременной организации завершающей стадии (для РАО — захоронение, для ОЯТ — переработка/захоронение) и финансового обеспечения всех этапов жизненного цикла обращения. Закрепление таких намерений необходимо на законодательном уровне.

Федеральными законами должны быть заданы правовые рамки функционирования систем обращения с ОЯТ, РАО и ВЭ, один из которых, «Об обращении с радиоактивными отходами», уже находится в Государственной Думе, второй, «Об обращении с отработавшим ядерным топливом», — в стадии согласования с заинтересованными ведомствами.

Разработка проекта федерального закона «Об обращении с радиоактивными отходами» началась в начале 2008 г., когда в Госкорпорации «Росатом» было консолидировано мнение относительно его будущего облика. Законопроект был согласован с заинтересованными ведомствами, в 2009 г. одо-

брен Правительством Российской Федерации, в конце года внесен в Государственную Думу и 20 января 2010 г. принят в первом чтении. В настоящее время он готовится ко второму чтению [2].

Проектом федерального закона «Об обращении с радиоактивными отходами» предусматривается создание Единой государственной системы обращения с РАО (ЕГС РАО). Согласно этому законопроекту, для организации, эксплуатирующей обособленный объект, будут установлены лимиты промежуточного хранения РАО, требования по приведению РАО в соответствие с критериями приемлемости для захоронения, обязательства по оплате захоронения указанных отходов.

Отношения, возникающие при обращении с РАО АСММ, должны будут регулироваться в соответствии с положениями федерального закона «Об обращении с радиоактивными отходами». В условиях действия этих требований целесообразна организация сбора, разделения (сортировки) РАО на категории и подготовки РАО низкой и средней активности на АСММ для последующей передачи на переработку, хранение и кондиционирование на объекты деятельности эксплуатирующей или специализированной организации, предоставляющей услуги такого рода. По истечению лимитов промежуточного хранения РАО должны быть приведены в соответствие с критериями приемлемости и переданы национальному оператору для захоронения.

Лимиты промежуточного хранения будут устанавливаться органом государственного управления в области обращения с РАО — Госкорпорацией «Росатом». Эти лимиты в части отходов низкой и средней активности не должны значительно превышать продолжительности топливной кампании либо плановых сроков до заводского ремонта в случае плавучей атомной теплоэлектростанции.

Работы по созданию ЕГС РАО уже начались: утверждена и начата реализация «Отраслевой программы по ЕГС РАО», начаты работы по созданию современных пунктов захоронения РАО (Северо-Запад, Красноярский край). В настоящее время декларации о намерениях рассматриваются в органах местного самоуправления и в органах государственной власти субъектов Федерации.

Разработаны методические рекомендации по разработке локальных стратегий, которые скоро поступят на предприятия.

Состояние дел с накопленными РАО диктует необходимость структурирования проблемы, а проект федерального закона предоставляет возможности для этого.

В рамках создания государственной системы обращения с РАО сформулированы базовые стратегии обращения с РАО.

Большинству крупных предприятий предстоит трансформировать существующие технологические схемы обращения с РАО с выходом на алгоритм «образовалось — переработано — упаковано — отдано национальному оператору».

Вторая стратегия — это легализация используемых схем, по существу это схемы с захоронением на площадке.

Третья стратегия — это сверхсложные предприятия, такие как ФГУП «Производственное объединение “Маяк”», где потребуется реализация индивидуальных стратегий.

По другим производителям (Министерство обороны, Минздравсоцразвития и др.), где объемы РАО в целом невелики, наиболее сложным моментом является организация их взаимодействия (включая финансовые вопросы) с национальным оператором.

Федеральный закон и новые нормы и правила определяют для АСММ среди прочего требования по оплате захоронения отходов.

В области обращения с ОЯТ накопленные проблемы в отрасли также ощущаются достаточно остро — имеется большое количество финансово необеспеченного топлива, нет готовности государства взять на себя все финансовые обязательства по накопленному ОЯТ.

Тем не менее в рамках Федеральной целевой программы «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2008 год и на период до 2015 года» (ФЦП ЯРБ) [3] в настоящее время началось выполнение мероприятий по практическому решению наиболее критичных задач — строится сухое хранилище для ОЯТ РБМК (ХОТ-2), реконструируется мокрое хранилище для ВВЭР-1000 (ХОТ-1), ведутся работы по созданию промышленного объекта по захоронению высокоактивных отходов и продуктов переработки. Для решения задач по отработке технологий переработки ведется строительство опытно-демонстрационного центра. Обращение с отработавшим топливом от АСММ должно вписаться в систему, базирующуюся на создаваемой инфраструктуре.

Требования к организации системы обращения с ОЯТ АСММ будут определены положениями федерального закона «Об обращении с отработавшим ядерным топливом». Законопроектом предусмотрена разработка и утверждение типовых и специальных технологических схем, в которых расписаны все стадии жизненного цикла ОЯТ вплоть до конечного этапа (переработка/захоронение), и оплата наработчиком ОЯТ завершающих стадий обращения с ОЯТ. Нарботчик ОЯТ обязан обеспечить своевременное перечисление средств на выполнение завершающих стадий и передать ОЯТ уполномоченной организации. Подобные требования будут предъявлены и к АСММ.

Хотя к настоящему времени многие ядерно- и радиационно-опасные объекты (ЯРОО) в отрасли требуют вывода из эксплуатации, масштабные мероприятия по выводу из эксплуатации не проводились. Некоторые из них запланированы в рамках ФЦП ЯРБ. К наиболее актуальным можно отнести ВЭ открытых водоемов, промышленных уран-графитовых реакторов, исследовательских ядерных установок и подготовку к выводу первого и второго блоков Белоярской АЭС, первого и второго блоков Нововоронежской АЭС. В рамках работ по ВЭ объектов АСММ осуществляется подготовка к выводу инфраструктуры первого-четвертого блоков Билибинской АЭС.

Однако для проведения системного ВЭ необходимо обеспечить правовую поддержку. Предстоит решить ряд вопросов, связанных с разделением ответственности между государством и хозяйствующими субъектами. В отношении АСММ ответственность по ВЭ, по-видимому, будет возложена на собственника объекта.

В рамках регулирования правовых вопросов, возникающих при обеспечении вывода из эксплуатации, как представляется, предстоит уйти на уровень подзаконных актов, федеральных норм и правил. В ряд федеральных законов нужно внести точные поправки, фиксирующие порядок и меры по ВЭ.

Очень важна информационная поддержка ВЭ. В рамках создания и обеспечения функционирования отраслевой информационной системы по выводу из эксплуатации ЯРОО предстоит перейти на замкнутый жизненный цикл, в котором не будет разрывов передачи знаний, информации и т. д.

Перед началом масштабной деятельности по ВЭ необходимо провести оценку стоимости работ и определить последовательность вывода из эксплуатации ЯРОО. На основании предложенных механизмов будет сформулирован набор требований по их проектированию, эксплуатации и ВЭ, что обеспечит своевременное удаление РАО, ОЯТ и вывод из эксплуатации ЯРОО АСММ.

Литература

1. Проблемы ядерного наследия и пути их решения. — Т. 1 / Под общ. ред. Е. В. Евстратова, А. М. Агапова, Н. П. Лаверова, Л. А. Большова, И. И. Линге. — М., 2010. — 376 с.
2. <http://asozd2.duma.gov.ru/main.nsf/%28SpravkaNew%29?OpenAgent&RN=294554-5&02>.
3. Федеральная целевая программа «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2008 год и на период до 2015 года» // <http://www.fcp-radbez.ru>.

Усовершенствование системы радиационного мониторинга и аварийного реагирования в Северо-Западном регионе России

*Л. А. Большой, А. А. Саркисов, В. С. Никитин, Р. В. Арутюнян,
С. Л. Гаврилов, В. П. Киселев, К. В. Огарь, И. А. Осипьянц
Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН*

Введение

Наличие современной системы аварийного реагирования и радиационного мониторинга в Северо-Западном регионе России является обязательным фактором, обеспечивающим защиту населения и территорий в случае возникновения чрезвычайных ситуаций радиационного характера на различных радиационно опасных объектах региона, в том числе планируемых атомных станций малой мощности.

Проекты по развитию системы радиационного мониторинга и аварийного реагирования Мурманской и Архангельской областей вошли в число первоочередных в рамках «Стратегического Мастер-плана по утилизации АПЛ и других радиационно опасных объектов Северо-Западного региона», разработанного по поручению Фонда «Экологическое партнерство — Северное измерение».

Проект по Мурманской области был успешно выполнен в 2005—2008 гг. В марте 2009 г. стартовал аналогичный проект по Архангельской области.

Основная цель этих проектов — кардинальное совершенствование системы контроля радиационной обстановки и аварийного реагирования в случае возникновения аварий на радиационно опасных объектах, связанных с утилизацией атомных подводных лодок, обращением с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами.

Проекты направлены на повышение готовности сил и средств аварийного реагирования, минимизацию последствий возможных радиационных аварий, повышение эффективности и оперативности принятия решений и реализации мер по защите населения и окружающей среды.

Цель проектов

Конкретные направления работ по Мурманскому проекту: развитие существующих и создание новых объектовых и территориальной автоматизированных систем контроля радиационной обстановки (АСКРО) включая мобильные комплексы радиационной разведки; создание Регионального кризисного центра (РКЦ) Мурманской области и Кризисного центра (КЦ) «Северного федерального предприятия по обращению с радиоактивными отходами» (ФГУП «СевРАО»); создание систем коммуникаций и линий связи для обеспечения передачи, сбора, обработки, хранения и представления информации для участников реагирования на объектовом, региональном и федеральном уровнях; создание программно-технического комплекса оперативной экспертной поддержки принятия решений по мерам защиты персонала, населения и территорий; создание системы оперативной экспертной поддержки деятельности РКЦ Мурманской области и КЦ ФГУП «СевРАО» на базе Технического кризисного центра (ТКЦ) ИБРАЭ РАН.

Проект решает задачу обеспечения Мурманской области современными системами радиационного мониторинга, информационной, аналитической и оперативной экспертной поддержки органов исполнительной власти области при планировании и реализации адекватных мер по защите населения в случае радиационных аварий. Функциональная схема системы аварийного реагирования Мурманской области приведена на рис. 1.

Конкретными целями Архангельского проекта являются: создание и оснащение кризисных центров, расширение систем радиационного мониторинга и аварийного реагирования и их оснащение на выбранных объектах Архангельской области; обеспечение инструментальной, программно-технической и организационной поддержки, включая обучение персонала, а также обеспечение техническими средствами включая системы связи и средства мобильного мониторинга. В рамках совершенствования системы аварийного реагирования выделяется создание территориальной и двух объектовых автоматизированных систем радиационного мониторинга, поставка передвижных радиометрических лабораторий. Эти системы являются важными составляющими современной системы раннего оповещения и аварийного реагирования для предприятий и для субъекта. Создаваемая система радиационного мониторинга и аварийного реагирования должна быть интегрирована с аналогичной системой, созданной к настоящему времени в Мурманской области. Функциональная схема системы аварийного реагирования Архангельской области приведена на рис. 2.

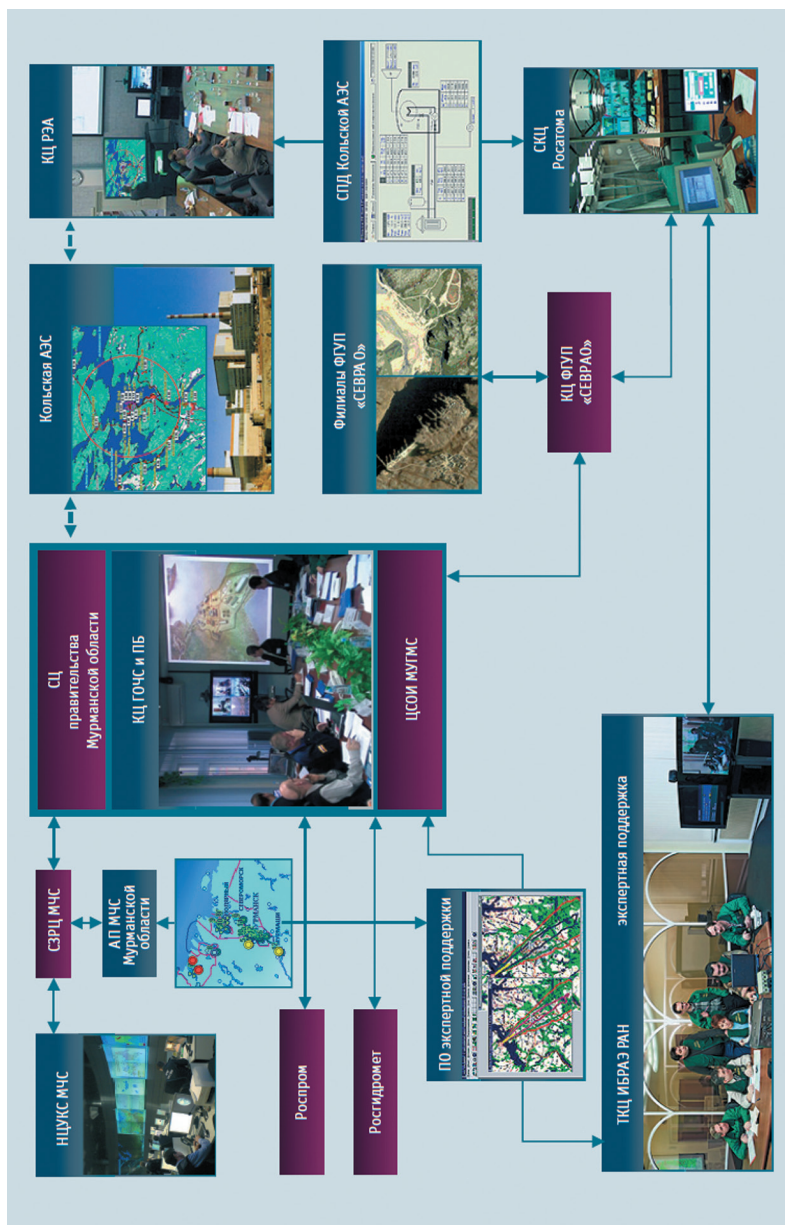


Рис. 1. Функциональная схема системы аварийного реагирования Мурманской области

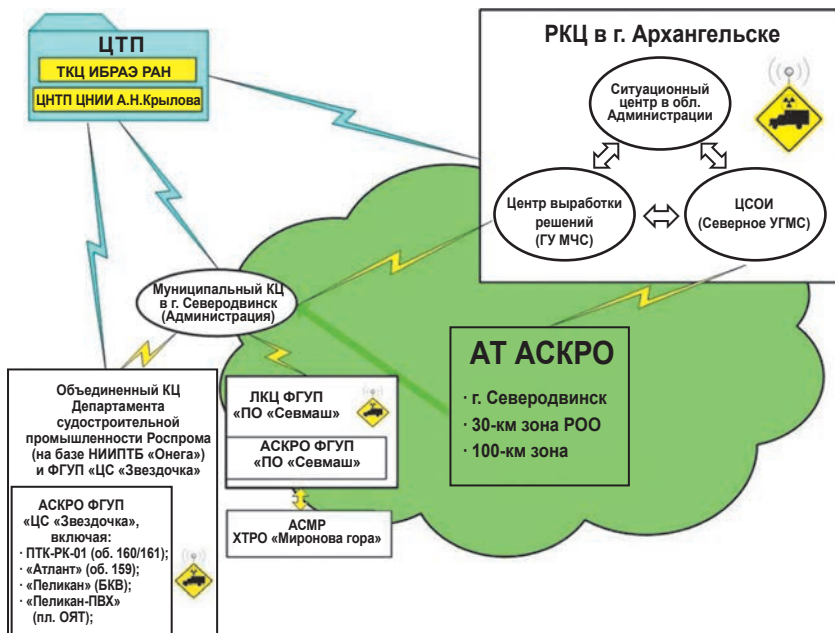


Рис. 2. Функциональная схема системы аварийного реагирования Архангельской области

Еще одной важной целью проектов является обеспечение возможности для населения и органов власти получения всеобъемлющей информации по радиационной обстановке на территории Мурманской и Архангельской областей и передачи такой информации сопредельным государствам в соответствии с международными обязательствами.

Реализация проекта создаст основу для включения в будущем и других объектов Мурманской и Архангельской области в единую комплексную систему управления чрезвычайными ситуациями при авариях с радиационными последствиями для Северо-Запада России.

Кризисные центры

Кризисные центры создаются для информационно-технической поддержки выработки и принятия решений по защите персонала, населения и территорий в случае возникновения чрезвычайных ситуаций на ядерно- и радиационно опасных объектах. В повседневной деятельности КЦ предназначены для оперативного мониторинга радиационной обстановки на территории

объекта или области, планирования и контроля выполнения мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

Информационно-программный и технический комплекс КЦ предназначен для поддержки принятия решений по мерам защиты персонала, населения и территорий в случае возникновения чрезвычайных ситуаций радиационного характера. Он включает:

- программные средства — базы данных и информационно-справочные системы по состоянию радиационно опасных объектов, сценариям возможных аварий, планам защиты персонала и населения, банк электронных карт, расчетно-моделирующие системы прогнозирования и оценки радиологической ситуации в случае выброса радиоактивности в атмосферу, систему оценки загрязнения водных объектов (прибрежных вод), инженерные прикладные программы оценки доз облучения и загрязнения, средства отображения данных системы радиационного мониторинга;
- технические средства — система видеоконференцсвязи, аудио-, видео-презентационное оборудование, современные автоматизированные рабочие места персонала, серверное и коммуникационное оборудование, система бесперебойного электропитания;
- коммуникационные возможности — собственная учрежденческая АТС, система автоматического оповещения, волоконно-оптические линии связи между кризисными центрами, обеспечение связи с центрами федерального уровня; подключение к спутниковой сети передачи данных Росатома, дублирующие каналы связи.

Региональный кризисный центр предназначен для поддержки и информационного реагирования на уровне области и состоит из трех элементов — Ситуационный центр Правительства Мурманской области, Кризисный центр Управления МЧС России по Мурманской области и Центр сбора и обработки информации Мурманского управления Росгидромета. Все составляющие РКЦ оснащены современными средствами и каналами связи, позволяющими организовать информационное взаимодействие с предприятиями области, региональными и федеральными структурами исполнительной власти.

КЦ ФГУП «СевРАО» предназначен для поддержки и информационного реагирования на уровне своих радиационно опасных объектов, связанных с утилизацией атомного флота, обращением с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом и реабилитацией объектов сопутствующей инфраструктуры. В ведении ФГУП «СевРАО» находятся три филиала —

бывшие береговые технические базы ВМФ в губе Андреева и поселке Гремиха, пункт длительного хранения реакторных отсеков в губе Сайда. Кризисный центр ФГУП «СевРАО» образован при содействии администрации предприятия в Мурманске.

В зависимости от специфики решаемых задач в кризисных центрах используется определенный набор программных и информационных средств. Например, в КЦ ФГУП «СевРАО» устанавливаются системы оценки и прогнозирования последствий радиационных аварий для персонала, промплощадок, санитарно-защитных зон. Комплекс Центра сбора и обработки информации Мурманского управления Росгидромета обеспечивает возможности оперативной обработки данных радиационного мониторинга и прогнозирования атмосферного, водного трансграничного переноса радиоактивности. В КЦ Управления МЧС России по Мурманской области компьютерные системы позволяют осуществлять подготовку рекомендаций по мерам защиты населения и территорий. Фрагмент рабочего окна моделирующей системы представлен на рис. 3.



Рис. 3. Фрагмент рабочего окна моделирующей системы

Развитие существующих и создание новых объектов и территориальной АСКРО

В 2005—2007 гг. в рамках выполнения Мурманского проекта были созданы объектовые системы радиационного контроля на ФГУП «СРЗ «Нерпа» и пункте временного хранения реакторных блоков в губе «Сайда», усовершенствована АСКРО филиала № 2 ФГУП «СевРАО» (поселок Гремиха).

В рамках Архангельского проекта создаются АСКРО ОАО «ПО “Севмаш”», подсистема АСКРО ОАО «ПО “Севмаш”», хранилище твёрдых радиоактивных отходов «Миринова гора», АСКРО ОАО «ЦС “Звездочка”».

Развитие территориальной системы АСКРО

Мурманская территориальная АСКРО предназначена для оперативного получения информации о радиационной обстановке в Мурманской области, информирования региональных и федеральных органов исполнительной власти и населения. Центром сбора, хранения и первичного анализа оперативной информации соответствующими законодательными актами определено Мурманское управление Росгидромета. В рамках проекта были проведены работы по развитию Мурманской территориальной АСКРО включая разработку нового и обновление существующего программного обеспечения системы, установку 23 новых автоматических постов контроля мощности дозы гамма-излучения на территории области, установку 9 автоматических метеостанций, установку современного компьютерного и коммуникационного оборудования в Мурманском управлении Росгидромета и в локальных центрах сбора информации в закрытых административно-территориальных образованиях.

Схема расположения пунктов контроля Мурманской территориальной АСКРО представлена на рис. 4.

По инициативе концерна «Росэнергоатом» обеспечена также интеграция существующей АСКРО зоны наблюдения Кольской АЭС в территориальную систему Мурманской области.

В рамках Архангельского проекта создается территориальная АСКРО Архангельской области, включающая ряд точек контроля в окрестностях радиационно опасных объектов в Северодвинске и 100-километровой зоне Архангельской области (рис. 5).



Рис. 4. Схема расположения пунктов контроля Мурманской территориальной АСКРО

Мобильные комплексы радиационной разведки

В рамках проекта по Мурманской области созданы четыре передвижные лаборатории радиационной разведки (ПЛРР). Две лаборатории переданы ФГУП «СевРАО», две — Региональному кризисному центру Мурманской области. В рамках Архангельского проекта также созданы четыре передвижные лаборатории радиационной разведки. Они переданы ОАО «ПО «Севмаш»», ОАО «ЦС «Звездочка»», ГУ «Архангельский ЦГМС-Р», ОГУ «Архангельская областная служба спасения».

ПЛРР предназначены для регулярного контроля радиационной обстановки на территории области в дополнение к стационарным постам и для проведения оперативной радиационной разведки в случае возникновения нештатных ситуаций радиационного характера.

Атомные станции малой мощности:
новое направление развития энергетики

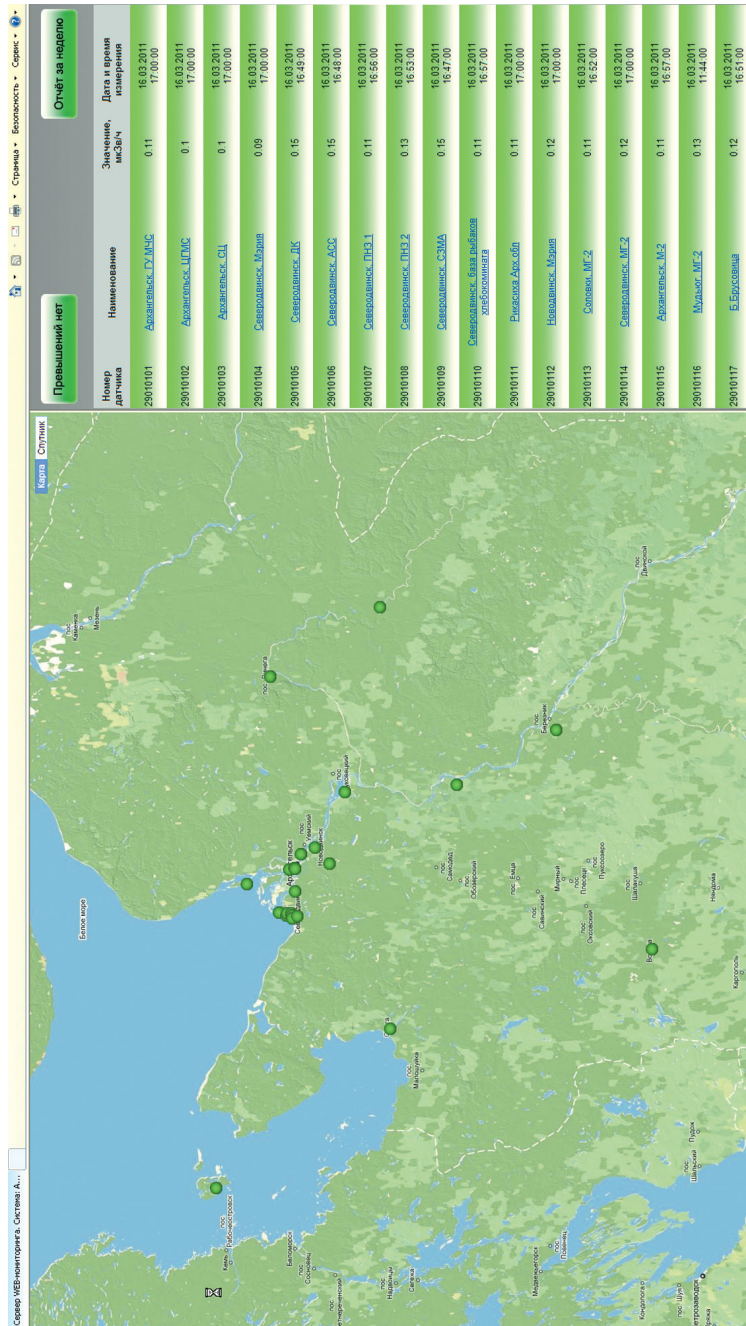


Рис. 5. Схема постов контроля Архангельской территориальной АСКРО

Основные возможности ПЛРР:

- обнаружение и локализация радиоактивных источников и загрязнений;
- отбор и экспресс-анализ проб почвы, воды и воздуха;
- определение характеристик радиоактивных загрязнений;
- картирование загрязненных территорий;
- передача результатов измерений в кризисные центры в режиме реального времени.

Оборудование ПЛРР включает в себя стационарные и переносные гамма-спектрометрические установки, дозиметры и альфа-, бета-, гамма-радиометры, пробоотборные устройства; компьютерное и коммуникационное оборудование — терминал спутниковой связи системы «Inmarsat», средства сотовой связи, УКВ-радиостанции, спутниковые навигационные системы GPS, промышленный и вспомогательный портативный компьютеры, специализированное программное обеспечение; средства фото- и видеосъемки; систему электропитания для всего оборудования автомобиля включая бензогенератор.

Система научно-технической и экспертной поддержки

Технический кризисный центр ИБРАЭ РАН в настоящее время осуществляет научно-техническую и экспертную поддержку Ситуационно-кризисного центра Росатома, Центра управления кризисными ситуациями МЧС России, Кризисного центра концерна «Росэнергоатом», информационно-аналитического центра Ростехнадзора. В рамках проекта усовершенствования системы аварийного реагирования на Северо-Западе России основными функциями ТКЦ являются:

- экспертная поддержка персонала кризисных центров в области оценки источника и последствий радиационной аварии и выработка рекомендаций по минимизации последствий чрезвычайных ситуаций радиационного характера для персонала, населения и территории области;
- научная и методическая поддержка при организации и проведении учений и тренировок персонала КЦ;
- научная, информационная, методическая и техническая поддержка по созданию, развитию и внедрению новых аппаратно-программных комплексов для задач радиационного мониторинга и аварийного реагирования.

Выводы

В октябре 2007 г. в соответствии с планом выполнения Мурманского проекта было успешно проведено командно-штабное учение «Заполярье-2007». В ходе учения было отработано взаимодействие всех звеньев системы аварийного реагирования Мурманской области и Мурманской территориальной подсистемы Российской единой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Результаты учения получили высокую оценку у руководства Мурманской области и миссии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ).

В отчете по итогам миссии МАГАТЭ по оценке системы аварийной готовности и реагирования в Мурманской области отмечено, что «проект NDEP-003 сыграл выдающуюся роль в повышении уровня аварийной готовности в области».

Концепция микротвэльного автономного расплавно-солевого реактора малой мощности

*П. Н. Алексеев, И. А. Белов, А. А. Седов, Ю. Н. Удянский,
П. А. Фомиченко, А. Л. Шимкевич, Т. Д. Щепетина
НИИЦ «Курчатовский институт»*

Серьезная ориентация на инновационное развитие экономики — это путь России в постиндустриальный мир.

Из всех широко применяемых сейчас энергоносителей лишь уран не имеет «двойного применения» как сырье в других отраслях промышленности. Кроме того, органическое топливо имеет и более высокий экспортный потенциал. Уран не используется в мирных целях нигде, кроме ядерных реакторов для производства тепла и электричества.

Принцип разумного использования топливно-энергетических ресурсов состоит в том, что следует применять каждый вид энергоносителей там, где он незаменим или уникален. Другими словами, органическое топливо — для оргсинтеза, уран — для производства энергии. Даже перекачку нефти и газа логичнее осуществлять не за счет сжигания более 10% перекачиваемого сырья, а переложить ее на ядерный реактор. Тогда ядерная энергия используется по своему предназначению, а органика — по своему. Таким образом, исключается и бесполезное сжигание органического топлива, и ухудшение состояния окружающей среды.

Доступные месторождения все более истощаются, и это вынуждает добытчиков двигаться в высокие широты, на шельфы морей, на труднодоступные заболоченные и мерзлотные территории.

Водородная энергетика, водородные технологии — это то, с чем ассоциируется недалекое «светлое» будущее человечества не только с точки зрения технологических процессов и экологически приемлемого транспорта, но и большой энергетики. Получать водород из природного газа, как это делается сейчас, конечно, просто и привычно, но мало того, что его запасы конечны, он еще является и единственным сырьем (вместе с нефтью, разумеется) для производств оргсинтеза. Остается одна, но практически неограниченная возможность — получать его из воды. Для этого нужна энергия, и ничего другого экологически приемлемого, кроме ядерной энергии, в ближайшем будущем не предвидется.

Еще одна задача глобального масштаба, которую можно переложить на ядерную энергетику, — обеспечение человечества пресной водой. По данным ООН, ЮНЕСКО и других международных организаций, правительства, научное сообщество и человечество осознали, что вода при сложившемся характере ее потребления, структуре пользования и загрязнении среды обитания может стать критическим ресурсом стабильного развития регионов и агропромышленных агломераций. По оценкам ООН, пятая часть населения Земли не имеет нормального обеспечения питьевой водой, и эта доля будет увеличиваться пропорционально росту населения. В первую очередь речь идет о пустынных и засушливых регионах Азии и Северной Африки.

Известно, что недостатки обеспечения водой, энергией, минеральными ресурсами чреваты возникновением политических и военных конфликтов. Становится очевидным, что нехватка пресной воды грозит такими же международными конфликтами, которые возникают в результате желаяния передела нефтеносных провинций.

Количественная и качественная оценка водного ресурса, прогноз динамики его изменения предполагает поиски как механизмов регуляции формирующих его процессов, так и технологий его использования. Базовая задача решения этих проблем — оценка *вложения энергии* в водопользование. Принципиальная позиция — выгодно ли использовать углеводородное топливо для процессов водоподготовки, распределения, воспроизводства качества использованной влаги?

Пресная вода является важнейшим фактором устойчивого развития. Там, где она не может быть получена из естественных источников, необходимо обессоливание морских и минерализованных подземных вод.

Опреснение является высокоэнергоемким процессом, для которого могут быть использованы различные источники низкопотенциального тепла включая солнечную энергию — или же электроэнергия. Выбор зависит от стоимостных показателей опресненной воды и наличия топлива.

По нашим оценкам, к 2050 г. в мире потребуется производить ежегодно как минимум $35\text{—}45 \cdot 10^9$ м³ опресненной воды. Затраты первичной энергии для этого составят 72—128 млн т условного топлива.

В одном ряду с энергетической оценкой стоят проблемы экологические. В глобальном масштабе они замкнутся на состояние теплового баланса планеты, т. е. они приобретают граничные условия, переступить через которые не следует ни при каких обстоятельствах.

Экономическая оценка различных путей решения проблем водообеспечения затруднена не в силу своей громоздкости, а из-за разнообразия условий в местах потребления и возможностей обеспечения. Например, экологическая и энергетическая эффективность использования солнечной энергии (в том числе и запасенной в виде угля, нефти, газа) и ядерной энергетики совершенно различны.

Тем более становится очевидно, что для задач опреснения воды в любой перспективе следует ориентироваться на возобновляемые источники энергии, в особенности на солнечную и ядерную. Последняя может быть отнесена к разряду возобновляемых ввиду известного свойства воспроизводства нового ядерного топлива в быстрых реакторах-размножителях.

И в этой области имеется широчайшее поле для применения автономных атомных энергоисточников. Ядерные энергоисточники могут стать основой и перерабатывающих производств: нефтехимических (в том числе переработка тяжелой нефти с помощью ускорителей и производства на месте водорода, пищевых и сельскохозяйственных продуктов), добычи и обогащения руд цветных металлов и многих других.

Ядерные энергоисточники хороши тем, что могут работать автономно как вне энергосетей, так и в их составе. Современные разработки имеют период автономности от 10 до 60 лет. При этом уровень мощности энергоустановки может быть выбран практически любой в интервале от 1 до 50 МВт (э).

Считается, что АСММ экономически невыгодны. Но это если к ним подходить с традиционными мерками, без учета их качественных характеристик и особого потребительского предназначения. Бытует расхожее мнение о высоких удельных капитальных затратах АСММ относительно атомных станций большой мощности — свыше 700 МВт (э), и такое сравнение считается правомерным. Но в то же время ни у кого не возникает соблазна сравнивать аналогичным образом стоимость киловатт-часа, расходуемого в обычных часовых батарейках и в обычных утюгах. Тут явления несравнимого порядка; но в первом случае им почему-то считается вполне допустимым пользоваться даже в среде специалистов. Этот контрастный пример оттеняет тот факт, что АСММ предполагаются именно на роль «ядерных батареек» для удаленных и труднодоступных районов.

Наиболее ярким примером адекватного применения малых реакторов являются атомные подводные лодки. В этих объектах все характерные преимущества ЯЭУ проявляются в полной мере: и компактное топливо с высокой удельной энергоотдачей, и большой запас ресурса энергоустановки, и не-

требовательность расходных материалов. Достаточная мощность энергоустановки дает на длительное время судну полную автономность с учетом необходимого жизнеобеспечения и даже относительного «комфорта» для всех систем. Именно благодаря ядерному энергоисточнику на борту атомные подводные лодки превратились из прибрежно-ныряющих в настоящих властителей океанов.

Аналогичную роль на суше в недалеком будущем должны будут выполнить и АСММ. Где еще, как не в России, существует один из крупнейших в мире технических заделов в области «малотоннажного» реакторостроения? Ни одно государство в мире вследствие географической обширности пространств не имеет такой настоятельной необходимости в сети малых автономных атомных станций.

В России существует множество территорий с децентрализованным энергоснабжением, доставка топлива в которые сопряжена не только с большими затратами, но и с чисто физическими трудностями сезонного и ландшафтного характера. Тем самым сдерживается даже просто нормальное экономическое функционирование таких регионов и существующих там производств, не говоря уже о каком-то развитии. В первую очередь это касается районов российского Севера.

Таким регионам и должны адресоваться мощные и компактные энергоисточники с многолетним ресурсом бесперебойной работы следующего (пятого) поколения — «ядерные батарейки», каковыми являются АСММ перспективных конструкций, за разработку которых так ратуют в настоящее время специалисты РНЦ «Курчатовский институт».

Существующие проекты либо не удовлетворяют требованиям к категории «ядерной батарейки» — повышенной безопасности и длительного ресурса, либо по мощностным и иным техническим категориям не вписываются в потребительскую инфраструктуру.

Одним из преимуществ малых реакторов является возможность использования иных подходов и конструктивных решений основных систем, неприемлемых для реакторов большой мощности. Реакторные установки такого уровня внутренней самозащищенности не нуждаются в нагромождении инженерных систем безопасности и тем самым опровергают расхожее мнение о дороговизне малых АЭС.

Еще одно преимущество АСММ — меньший риск финансовых вложений ввиду относительной малости абсолютных затрат и сравнительно короткого времени их создания.

Реакторы такого класса уже являются патентоспособными на международном уровне, что обещает в недалеком будущем патентовладельцам определенные дивиденды. Этот тезис имеет под собой вполне реальную почву, так как во всем мире постепенно растет не только интерес к АСММ, но и существует насущная необходимость в их создании. Это означает, что других источников энергии с таким уровнем автономности, надежности, маневренности, безопасности, эффективности не существует.

Технико-экономические исследования по определению экономической эффективности, например, установки КЛТ-40, производящей электроэнергию и тепло (даже совместно с опреснительным комплексом), показывают длительный срок окупаемости таких проектов, сравнимый со сроком службы установки. Но если применить методы системного подхода к экономике малой ядерной энергетики, то получится интересная картина.

Рассмотрим некий удаленный район, в котором жители едва-едва сводят концы с концами. Пусть в этом месте существует ресурсная база (минерального, рудного сырья, биопродуктивности), на которой может быть произведена какая-либо уникальная либо дефицитная для этих мест продукция (или необходимая во многих других регионах), и произведена именно благодаря наличию энергии, в частности, ядерной энергетической установки (ЯЭУ).

В таком случае экономика подобного изолированного района должна оцениваться не раздельно (электроэнергия — тепло — полезная продукция), а совместно. Такая когенерация уникальной продукции в рамках единого проекта существенно изменит экономические показатели в сторону улучшения. Подчеркнем еще раз, что данное производство в данном месте невозможно осуществить без использования ЯЭУ в силу сложностей иного способа энергообеспечения.

Но применяемые ЯЭУ должны соответствовать по уровню безопасности и потребительской утилитарности требованиям автономной работы. Поэтому для энерготехнологических комплексов необходимы реакторы другого поколения, «улучшенной породы» по сравнению с теми, которые есть в настоящее время. Одним из них является микровзвальный автономный расплавно-солевой реактор (МАРС).

Концепция проекта реактора МАРС возникла на основе анализа имеющихся потребностей в энергоустановках повышенной безопасности для удаленных и труднодоступных районов, где подвоз органического топлива затруднен, а линии электропередачи отсутствуют. В концепции использованы

известные технические решения в комбинациях, обеспечивающих проекту свойства «ядерной батарейки».

В основу проектных решений положено использование графитовых твэлов с микротопливом, жидкосолевого теплоносителя первого контура на основе фторидов лития, натрия, бериллия, циркония и газотурбинной установки.

Использование шаровых твэлов с микротопливом обусловлено следующими факторами:

- Расплавно-солевые теплоносители на основе фторидов указанных металлов характеризуются хорошей совместимостью с графитом в широком диапазоне температур (до 1200—1300°C). Графит, пропитанный этими солями, становится негорючим на воздухе.
- В принципе графитовые твэлы с микротопливом могут быть установлены в активной зоне в виде блоков призматической или цилиндрической формы или изготовлены в форме шаров и размещены в активной зоне в виде свободной или упорядоченной засыпки. Однако шаровые твэлы с микротопливом позволяют изготавливать их с разной структурой, диаметром и обогащением топлива.
- Активная зона формируется на основе фиксированной засыпки, состоящей из шаровых твэлов, поглощающих и холостых элементов с их оптимизированным распределением по объему активной зоны для достижения высокого выгорания топлива и обеспечения малых запасов реактивности на выгорание.
- Шаровые твэлы, применяемые в качестве топливных элементов в реакторе МАРС, прошли технологические и реакторные испытания. Они обоснованы, в частности, для использования в высокотемпературных газоохлаждаемых реакторах, разрабатывавшихся в России, Германии, ЮАР и Китае.

Применение расплавно-солевых теплоносителей на основе фторидов обосновано следующими их свойствами:

- пожаробезопасностью, высокой температурой кипения, низким давлением при высоких рабочих температурах;
- высокой радиационной стойкостью и химической инертностью по отношению к воде и воздуху;
- возможностью обеспечения всережимной естественной циркуляции в контурах ЯЭУ.

Основные характеристики проекта МАРС:

тепловая мощность, МВт — 16;

электрическая мощность, МВт — 6;

тепловая мощность в режиме теплофикации, МВт — 8,5;

режим циркуляции теплоносителя на основе расплавов фторидов — естественная;

температура теплоносителя на входе/выходе, °С — 550/750;

внешний диаметр корпуса реактора, м — 4;

высота корпуса реактора, м — 10;

эквивалентный диаметр активной зоны, м — 3;

высота активной зоны, м — 3;

обогащение топлива, % — 10;

максимальное выгорание топлива, ГВт·сут/т — 100;

кампания топлива, лет — 60;

режим перегрузок топлива — без перегрузки.

Для реактора МАРС характерны следующие черты внутренне присущей безопасности, снижающие потенциальные источники опасности и исключаящие возникновение аварий внутриреакторными обратными связями, основанными на действии физических законов:

- низкая энергонапряженность активной зоны, низкая химическая и запасенная потенциальная энергия теплоносителя;
- применение топлива, хорошо удерживающего радионуклиды;
- использование всережимной естественной циркуляции теплоносителя;
- отрицательные температурные коэффициенты реактивности.

В качестве примера рассмотрим использование реактора МАРС для безотходной переработки морской воды применительно к условиям поселка Усть-Камчатска Камчатского края.

В прибрежных районах с дефицитом пресной воды на основе безотходной переработки морской воды кроме пресной воды может производиться широкий набор химической продукции, минеральные удобрения, в том числе для тепличных хозяйств и восстановления опустыненных земель. Исследования, проведенные бразильскими специалистами, показали реальность и практичность системного подхода к оценке экономической эффективности ядерного энерготехнологического комплекса.

Полные затраты на демонстрационный энергопромышленный комплекс, работающий 30 лет, составят примерно 30 млн долл. Полный доход за 30 лет эксплуатации составит примерно 150 млн долл. в современных ценах. Экономические показатели для некоторых видов продукции, производимой энерготехнологическим комплексом в поселке на 500—1000 жителей, приведены в табл. 1.

Применительно к условиям Усть-Камчатска был оценен интегральный годовой объем производства водорода на провальной энергии реакторов МАРС. Использование электролизеров различных типов при расходе 50 млн кВт·ч/год «свободной энергии» позволяет наработать 8—10 млн м³ водорода (3—4 тыс. т условного топлива). Данное количество достаточно для замены 2—3 тыс. т бензина для городского транспорта.

Таблица 1. Техничко-экономические параметры энерготехнологического модуля с установкой безотходной переработки морской воды

Продукция	Применение	Годовой выпуск	Цена, долл.	Доход в год, млн долл.
Электричество	Бытовое, промышленное и сельскохозяйственное	7 000 000 кВт·ч	0,08	0,56
Пресная вода	Питьевая вода и техническая для промышленности и сельского хозяйства	1 100 000 м ³	1	1,10
Хлорид натрия	Пищевая и химическая промышленность	25 000 т	50	1,25
Сульфат натрия	Производство стекла и минеральных удобрений	4000 т	60	0,24
Карбонат магния	Производство сплавов магния, специальных керамик, электроизоляторов и кирпича	5000 т	300	1,50
Сульфат кальция	Строительные материалы	1200 т	40	0,048
Калийные удобрения	Микроудобрения, восстановители почвы, изготовление искусственных почв, производство цеолитов для интенсивного земледелия	4000 т	60	0,24
Сумма в год / за 30 лет, млн долл.		4,938/148,14		

Примерами таких когенеративных энерготехнологических комплексов в удаленных или труднодоступных районах (помимо бытового обеспечения теплом и электроэнергией) могут стать:

- фермы морепродуктов на побережье северных морей, обладающих высоким потенциалом биопродуктивности (обеспечение освещения, подогрева, производство кормов);

- опреснительные комплексы с полной утилизацией рассолов для производства химической продукции, минеральных удобрений, для ведения сельского хозяйства на рекультивируемых и орошаемых неплодородных почвах;
- производство водорода на приисках и рудных месторождениях для нужд транспорта, обогащения руд и переработки;
- нефтеперерабатывающие заводы на неперспективных с точки зрения обычных технологий месторождениях тяжелых углеводородов, недо-ступных без специальной первичной переработки на месте и т. д.

Заключение

В необходимости широкомасштабного внедрения ядерной энергетики в топливно-энергетический комплекс сейчас большинство специалистов уже не сомневается. Нет сомнений и в том, что ей должна быть обеспечена особая структура с инфраструктурой для глобальной безопасности (замкнутость всех циклов).

Остается вопрос, как начать реализовывать эту масштабность и необходимую структурность в современных российских «рыночных» условиях, когда необходимы крупные и долгосрочные вложения средств в энергетический сектор, но у государства их нет, а другие инвесторы отсутствуют (надо еще учесть плачевное состояние основных машиностроительных предприятий)?

Выход есть, и он заключается именно в создании сети АЭС малой мощности, настоятельная необходимость в которых ощущается уже давно во многих северных и восточных регионах нашей страны и многих регионах мира. На системе ядерной энергетики малых мощностей можно смоделировать структуру крупной ядерной энергетики.

Этот тяжелый маховик можно попытаться стронуть с места за счет разумного приложения относительно малых усилий в особых критических точках. И такими точками приложения силы могут стать изолированные производственные комплексы на базе когенерации энергии и продукции.

На начальном этапе внедрения АСММ в рыночных условиях, когда необходимо не только продемонстрировать их физическую необходимость, но и доказать рублем конкурентоспособность, надо постараться найти такие точки на карте, в которых ядерный энергоисточник малой мощности позволит осуществить производственный прорыв (технический, технологический, социальный и т. п.). То есть надо дать в эти точки энергию, а с ее помощью может быть развернуто производство полезной и необходимой

здесь и сейчас продукции — или продукции уникальной, имеющей гарантированный спрос в других регионах.

Такая линия ближайшего развития ядерной энергетики действительно является выходом из многих существующих сегодня затруднительных ситуаций:

- риски (финансовые, радиационные и техногенные) от АСММ несравнимо ниже, чем в случае крупных энергоблоков, и «клуб инвесторов» может сложиться даже из частных лиц или региональных юридических лиц (при надлежащем решении вопросов собственности);
- для атомной энергетики и машиностроительной отрасли это является фактором сохранения материально-технической базы, технологий, кадрового состава и научно-исследовательского потенциала в сложившихся условиях стагнации атомной энергетики больших мощностей;
- это «маломасштабная» модель для апробирования и организации в дальнейшем целостной структуры ядерной энергетики больших мощностей и масштабов.

Литература

1. *Alekseev P. N., Belov I. A., Ponomarev-Stepnoy N. N. et al. Micro-particles fuel autonomous melted salt reactor (MARS). — Moscow, 2001. — (Preprint IAE-6216/4).*
2. *Alekseev P. N., Belov I. A., Ponomarev-Stepnoy N. N. et al. Micro-particles fuel autonomous small melted salt reactor (MARS) // Physor 2002 (Proc. of Int. Conf. paper D0813).*
3. *Alekseev P. N., Belov I. A., Ponomarev-Stepnoy N. N. et al. Micro-particles fuel reactor with melted salt coolant MARS for small power engineering // Atomic energy. — 2002. — Vol. 93, iss. 1, July. — P. 3—13.*
4. *Alekseev P. N., Belov I. A., Kuharkin N. E. et al. Economic efficiency of «Nuclear battery MARS» applying in different regions taking in to consideration cogenerative products // Malaya energetika. Conference «Small sized power plants» 2003. — 15 p.*

Контроль герметичности парогенераторов ядерной энергетической установки с водо-водяным реактором

В. Т. Раков, О. Н. Саранча, ФГУП «Научно-исследовательский технологический институт им. А. П. Александрова»

Надежная и безопасная работа энергоблока с ядерной энергетической установкой (ЯЭУ) обеспечивается состоянием барьеров безопасности на путях распространения радионуклидов, которые генерируются в теплоносителе. На ЯЭУ с водо-водяными реакторами одним из барьеров являются теплопередающие поверхности парогенераторов, разделяющие контур циркуляции теплоносителя и контур циркуляции рабочего тела. Значительный перепад давления в контурах способствует проникновению радионуклидов в контур циркуляции рабочего тела при нарушении герметичности парогенераторов. Поэтому система радиационного контроля ЯЭУ включает в себя каналы контроля герметичности парогенераторов.

Для ранней диагностики межконтурной герметичности прямоточных парогенераторов необходимо применять методы с наименьшим нижним пределом обнаружения протечки теплоносителя первого контура. Низкий предел обнаружения позволяет эксплуатировать парогенераторы при наличии контролируемых капельных протечек, которые незначимы для радиационной обстановки, и проводить мониторинг технического состояния контурного оборудования в рамках концепции «течь перед разрушением».

В Научно-исследовательском технологическом институте им. А. П. Александрова проведены сравнительные испытания методов контроля герметичности (плотности) парогенераторов на двух полномасштабных стендах-прототипах № 1 и 2 с газовым и паро-газовым компенсатором давления соответственно. На стендах для контроля герметичности (плотности) парогенераторов предназначены штатные методы контроля:

- стенд № 1:
 - метод, основанный на измерении гамма-активности острого пара;
 - метод, основанный на измерении активности конденсата;
 - метод контроля по радиоактивным газам, выделяемым из пара;
- стенд № 2:
 - метод, основанный на измерении объемной активности на выхлопе эжекторов конденсатора турбины;

- метод, основанный на определении активности летучих радионуклидов в системе агрегата пробы пара;
- метод с определением объемной активности ^{16}N в паре.

Сигналы с блоков детектирования излучений по линиям связи выведены на мониторы системы радиационного контроля.

В качестве экспериментального метода применялся аппаратный метод контроля, основанный на измерении величины мощности экспозиционной дозы в шихте ионитных фильтров смешанного действия стопроцентной конденсатоочистки. Величина мощности дозы в шихте фильтров измерялась с помощью стационарных блоков детектирования гамма-излучения, сигнал с которых выведен на монитор системы радиационного контроля. Величина мощности дозы также определялась носимым прибором СРП-88Н. Схема размещения блоков детектирования и датчиков в ионитных фильтрах конденсатоочистки представлена на рис. 1.

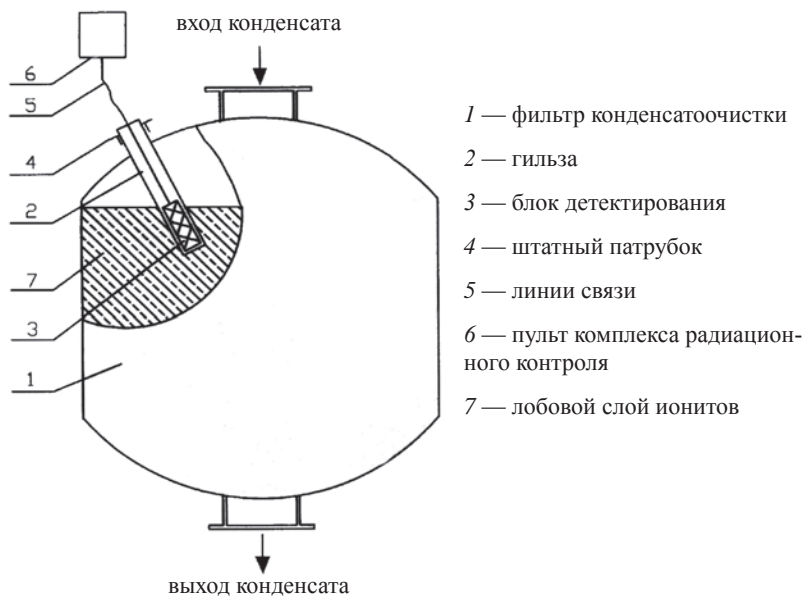


Рис. 1. Схема размещения блока детектирования в лобовом слое ионитного фильтра конденсатоочистки

На первом этапе испытаний в 1998—1999 гг. на стенде-прототипе № 1 течь в парогенераторе имитировалась путем подачи проб теплоносителя первого контура в конденсатно-питательный тракт. Пробы теплоносителя после

предварительной выдержки в течение 0,5—1,5 ч для дегазации последовательно импульсно дозировались в конденсатор основной турбины (в течение 1—3 мин). Принципиальная схема проведения сравнительных испытаний на стенде-прототипе № 1 представлена на рис. 2. Сигналы с датчиков излучения поступали на измерительно-вычислительный комплекс радиационно-технологического контроля (ИВК РТК). Программное обеспечение микро-ЭВМ-1, входящей в состав ИВК РТК, позволяет непрерывно принимать информацию с блоков детектирования в цифровом и аналоговом виде по нескольким каналам одновременно, форматировать 10-секундные массивы данных и передавать их на РС/АТ. Программное обеспечение РС/АТ позволяет вести непрерывную запись переданных массивов на жестком или гибком диске, формируя их в часовые файлы, с последующим усреднением за 100 с и привязкой к астрономическому времени.

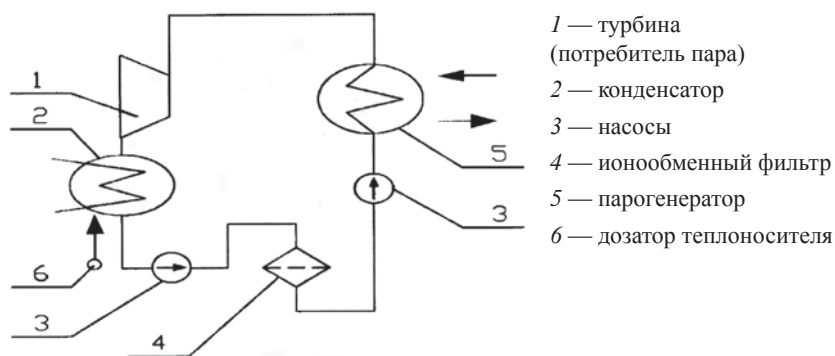


Рис. 2. Принципиальная схема испытаний контроля герметичности парогенератора

На рис. 3 приведена динамика изменения скорости счета, зарегистрированная блоками детектирования БДМГ-33. Максимально зарегистрированные величины мощности дозы в лобовом слое шихты соответствуют последовательным дозировкам 1, 2, 3 и 8 л теплоносителя первого контура. В ходе проведенных испытаний экспериментально подтверждена работоспособность системы контроля герметичности прямоточных парогенераторов, основанной на регистрации накопления нелетучих радионуклидов в лобовом слое шихты фильтров конденсатоочистки. При этом величина минимально регистрируемой протечки оценивалась в 0,02—0,05 кг/ч. Для поиска негерметичной секции необходимо последовательно отключить секции парогенератора.

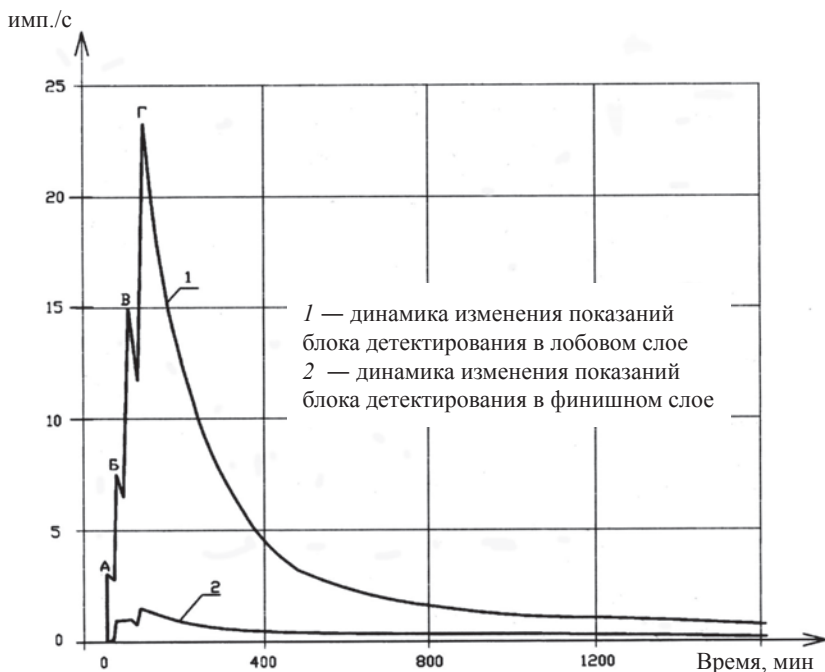


Рис. 3. Изменение показаний блока детектирования БДМГ-33

На стенде № 2 в 2000 г. проведены сравнительные испытания систем и методов контроля плотности парогенераторов с имитацией течи теплоносителя первого контура во второй путем непрерывной подачи теплоносителя первого контура через дозирующие устройства в экономайзерный или пароперегревательный участок одного из парогенераторов. Способ дозирования и конструкция дозирующего устройства предложены сотрудниками ОАО «ОКБМ Африкантов». Наряду с экспериментальным методом контроля (по нелетучим радионуклидам) испытывались следующие методы контроля:

- определение объемной активности летучих радионуклидов на выхлопе эжекторов конденсатора турбины;
- определение объемной активности летучих радионуклидов в системе агрегата проб пара;
- определение объемной активности ^{16}N в паре.

В ходе испытаний расход теплоносителя первого контура через дозирующее устройство варьировался от 0,4 до 28 кг/ч. Мощность реакторной уста-

новки составляла 20, 30, 50 и 100% $N_{\text{ном}}$. Проведенные испытания в целом подтвердили работоспособность всех испытанных методов контроля герметичности парогенераторов, но самым чувствительным был метод контроля по нелетучим радионуклидам.

На стенде № 2 в фильтрах конденсатоочистки были установлены блоки детектирования БДМГ-33 (в правом) и БДРГ-14с (в левом). Сигналы с блоков детектирования по линиям связи поступали на резервные каналы комплекса радиационного контроля стенда-прототипа. Динамика изменения показаний блоков детектирования во время дозировок теплоносителя первого контура с расходом 1,4 кг/ч представлена на рис. 4. Из сопоставления результатов измерений скорости счета в шихте при различной длительности дозировки теплоносителя в парогенератор (10 и 30 мин) следует, что равновесные значения скоростей счета во время экспериментов не были достигнуты. Следовательно, в реальных условиях появления негерметичности парогенератора скорость счета импульсов, регистрируемая блоками детектирования, при той же величине протечки существенно возрастет. Следует отметить, что во время испытаний величина скорости счета у блока детектирования БДРГ-14с была примерно в 1,5 раза больше, чем у БДМГ-33.

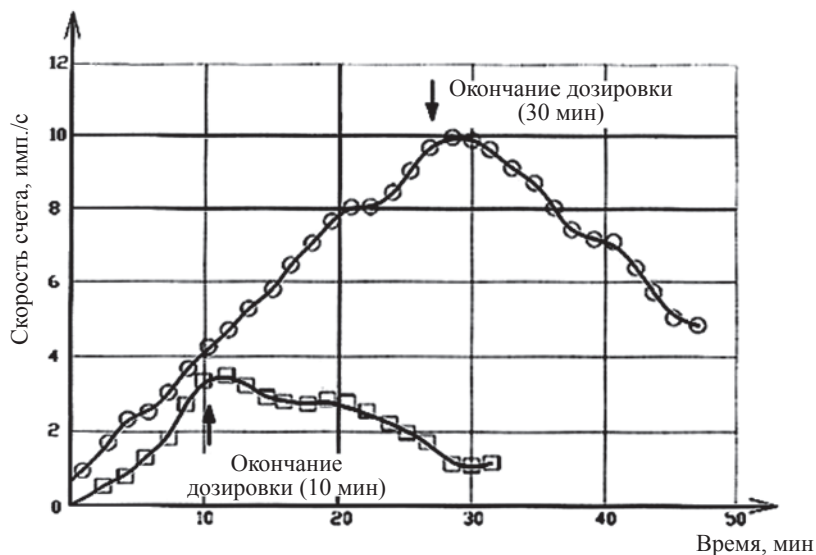


Рис. 4. Изменения показаний блока детектирования БДРГ-14с
во время дозировок

Контроль герметичности парогенераторов по нелетучим радионуклидам обладает «памятью», так как информация об их накоплении в шихте остается и после расхолаживания реакторной установки. Накопление реперных радионуклидов в шихте позволяет контролировать капельные течи с переменным расходом. При этом для стенда-прототипа № 2 нижний порог обнаружения протечки составляет 0,02 кг/ч при работе на 100% мощности.

В 2003—2004 гг. в конце очередной кампании стенда № 1 блоками детектирования зарегистрировано увеличение величины мощности дозы в ионитных фильтрах конденсатоочистки. С помощью носимого радиометра СРП-88Н подтвержден факт появления долгоживущих радионуклидов в шихте фильтров. При этом штатные датчики контроля герметичности парогенераторов практически не реагировали на появление протечки. Из ионитных фильтров были отобраны пробы шихты и переданы на гамма-спектрометрический анализ, который показал наличие в шихте радионуклидов ^{137}Cs и ^{134}Cs . Эти продукты деления попали во второй контур через неплотности в парогенераторе № 2. К этому времени наработка трубной системы парогенератора № 2 в два раза превысила проектное значение. Очередное скачкообразное повышение показаний блоков детектирования и носимого радиометра совпадало с очередным переходным режимом на паропроизводящей установке стенда-прототипа.

Измерения давления в первом и втором контурах при работе стенда на энергетических уровнях мощности и в переходных режимах (при выходе в турбогенераторный режим и в изотермическом режиме), выполненные информационно-вычислительным комплексом АНИС В-1, показали, что в переходных режимах перепад между контурами выше. Это способствует «раскрытию» неплотностей в трубной системе парогенераторов и образованию капельных течей, которые исчезают при работе на стационарных уровнях мощности. В пользу этого утверждения говорит и то обстоятельство, что в шихте отсутствуют короткоживущие радионуклиды, определяющие радиоактивность теплоносителя первого контура при работе в турбогенераторном режиме. Расчетным путем был оценен суммарный массоперенос теплоносителя первого контура во второй, составивший примерно 20 кг за два года работы стенда-прототипа № 1. Предлагаемый метод обладает повышенной информативностью, так как не только определяет величину нарушения герметичности парогенератора, но и дает дополнительную информацию для определения причины межконтурной разгерметизации.

Внедрение метода контроля герметичности парогенераторов на атомных станциях малой мощности с водо-водяными реакторами позволит повысить радиационную безопасность энергоблока за счет организации и проведения оперативного и объективного мониторинга технического состояния контурного оборудования.

Литература

1. *Самойлов О. Б.* и др. Обоснование возможности безопасной работы корабельной ППУ при малых контролируемых течах // Корабельная ядерная энергетика: Актуальные задачи реализации программы атомного кораблестроения и перспектива применения в других отраслях (КЯЭ-2004): Тезисы докладов конференции. — Н. Новгород: ФГУП ОКБМ, 2004. — 45 с.
2. *Бредихин В. Я., Раков В. Т., Корнев Ю. К., Кошеверов В. Д.* Стендовые испытания системы технического диагностирования парогенераторов корабельных ядерных реакторных установок // Моринтех-99. — Т. 2. — СПб., 1999. — С. 272—276.
3. *Бредихин В. Я., Раков В. Т., Корнев Ю. К.* Испытания систем и методов контроля плотности судовых парогенераторов // Моринтех-2001. — СПб., 2001. — С. 231—233.

Научное издание

Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики

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 «Наука»
117997, Москва, Профсоюзная ул., 90
Зав. редакцией *Г. И. Чертова*
Редактор издательства *Л.С. Аюпова*

Оригинал-макет подготовлен издательством ООО «Комтехпринт»

Иллюстрации приведены в авторской редакции

Формат 60 x 90 ¹/₁₆. Бумага офсетная 80 г/м²
Печать офсетная. Гарнитура «Оффицина»
Уч.-изд. л. 25. Заказ 23619

Заказное

Отпечатано с готовых диапозитивов типографией ООО «Инфолио-Принт»