

Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010 - 2020 годы и на перспективу до 2030 года

1. Основание, предмет, цель и задачи стратегии

Энергетическое машиностроение, обеспечивающее выпуск наиболее наукоемкой техники, работающей в самых экстремальных условиях эксплуатации, является базовой отраслью отечественной промышленности, определяющей технический уровень национальной энергетической безопасности.

Разработка и создание конкурентоспособных энергетических агрегатов и, в первую очередь, газовых турбин как наиболее сложных изделий, невозможны без разработки новых материалов и их покрытий, современных 4-х мерных газодинамических расчетов, высокоэффективных систем охлаждения и многовариантных многомерных прочностных расчетов и других инновационных технических решений. Все это требует постоянной совместной работы системы «Фундаментальная наука – Прикладная наука (НИР) – Опытно-конструкторские работы (ОКР) – Производство – Внедрение».

Предметом Стратегии развития энергетического машиностроения Российской Федерации на 2010 – 2020 годы и на перспективу до 2030 года (далее – Стратегия) является сектор машиностроения, осуществляющий проектирование, производство и обслуживание оборудования для преобразования энергии органического и неорганического (ядерного) топлива, гидроэнергии и энергии нетрадиционных источников в тепло или в механическую энергию для получения электроэнергии и передачи ее потребителям.

Предприятия, входящие в комплекс энергетического машиностроения, выпускают основное и вспомогательное оборудование для тепловых, атомных, гидравлических и газотурбинных электростанций и промышленной энергетики.

Поскольку электроэнергетика является базовой отраслью экономики России, обеспечивающей потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, то процесс устойчивого и опережающего развития электроэнергетической отрасли, в свою очередь, является необходимым фактором успешного экономического развития России.

Задача обеспечения предприятий электроэнергетики надежным, высокотехнологичным, энергоэффективным оборудованием возложена на предприятия энергетического машиностроения.

Однако развитие отечественного машиностроения в настоящее время сдерживается наличием ряда проблем, требующих программного решения на федеральном уровне, из числа которых целесообразно выделить следующие:

1. Существующий в настоящее время парк оборудования предприятий энергетического машиностроения технологически и морально устарел, на большинстве предприятий уровень износа основных фондов превышает 60%.

2. Доля импортного основного оборудования при оснащении предприятий электроэнергетики составляет около 80%.

3. Инновационное развитие энергетического машиностроения, включающее инновационные научные разработки, опытно-конструкторские работы (ОКР), опытно-промышленную эксплуатацию, серийное производство и реализацию продукции потребителям с возвратом средств в НИОКР отсутствует, с одной стороны, вследствие резкого сокращения взаимодействия предприятий электроэнергетики и институтов-разработчиков и предприятий-изготовителей оборудования энергетического машиностроения, вызванного полным прекращением государственной поддержки развития энергетического машиностроения, и, с другой стороны, нежеланием предприятий электроэнергетики финансировать НИОКР на создание инновационных продуктов за счет собственных ресурсов вследствие высоких рисков незаключения в последующем договоров на поставку этого оборудования.

4. Энергетическая эффективность существующего отечественного оборудования энергетического машиностроения ниже, чем аналогичного

зарубежного, что приводит к избыточной нагрузке на топливные отрасли и, как следствие, к росту цен на электроэнергию для промышленных потребителей и населения.

5. Существующий уровень эксплуатации электроэнергетических объектов значительно уступает практике развитых стран мира.

Таким образом, общей проблемой в сфере энергетического машиностроения, на решение которой направлена Стратегия, является нарастание научно-технической и технологической зависимости Российской Федерации от поставок импортных технологий и оборудования энергетического машиностроения, а, следовательно, снижение уровня безопасности энергообеспечения страны.

Для эффективного решения данных проблем целесообразно привлечение мощного отечественного потенциала науки и промышленности.

Основная проблема в области техпереворужения отрасли энергетического машиностроения заключается в том, что темпы и характер ее развития сегодня не отвечает потребностям обеспечения энергетической безопасности и растущему спросу электроэнергетики на передовые технологии и высокотехнологичное оборудование, при этом предлагаемые российскими предприятиями отдельные разработки не находят применения ввиду неконкурентоспособности потребительских качеств мировому уровню.

Настоящая Стратегия определяет основные пути повышения эффективности использования отечественного научно-промышленного и инновационного потенциала в области энергетического машиностроения, а также основные направления долгосрочной организационной, экономической и технической политики в области энергетического машиностроения по реализации целей и задач, изложенных в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р, в части удовлетворения потребностей электроэнергетики в высокотехнологичном оборудовании и услугах.

Стратегия направлена на реализацию «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р, на выполнение решения, принятого на заседании Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России при Президенте Российской Федерации от 18 июня 2009 года в части энергосбережения и энергоэффективности, на реализацию уточненной «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года и с учетом перспективы до 2030 года» (далее – Генсхема), одобренной Правительством Российской Федерации (протокол заседания Правительства Российской Федерации от 3 июня 2010 г. № 24). Основанием для разработки Стратегии является поручение Правительства Российской Федерации от 08 марта 2009 года № ИС-П9-1229.

Целью государственной политики в области развития энергетического машиностроения согласно «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008г. №1662-р, является повышение глобальной конкурентоспособности российского энергетического машиностроения.

Цель Стратегии:

- определение приоритетных направлений развития энергетического машиностроения на среднесрочную и долгосрочную перспективу и путей их реализации;
- выработка согласованных действий органов государственной власти различных уровней и бизнеса по ключевым направлениям развития энергетического машиностроения в среднесрочной и долгосрочной перспективе;
- определение перспективных направлений по разработке и корректировке законодательной и нормативной правовой базы развития энергетического машиностроения;

- разработка комплекса мер, направленных на создание и внедрение на предприятиях электроэнергетики новых образцов конкурентоспособного унифицированного инновационного оборудования энергетического машиностроения, которое по своим техническим и эксплуатационным характеристикам обеспечит конкурентоспособность на мировом рынке оборудования энергетического машиностроения, импортозамещение и повышение энергетической безопасности и эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и функционирования электроэнергетического комплекса России.

В рамках реализации настоящей Стратегии должны быть решены следующие **задачи**:

1. Создание системы инновационного развития электроэнергетики на основе научно-технического и инновационного потенциала отечественного энергетического машиностроения и применения механизмов государственно-частного партнерства.

2. Создание конкурентоспособной новой техники и технологий для решения стратегических задач развития электроэнергетики, обеспечивающих безопасную и надежную работу ЕЭС России.

3. Преодоление технологического отставания российского энергетического машиностроения от ведущих мировых производителей на основе освоения инновационных разработок высокотехнологичного энергоэффективного оборудования и модернизации предприятий энергетического машиностроения.

4. Создание организационной и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному созданию и внедрению новой техники и технологий для решения стратегических задач развития электроэнергетики.

5. Создание и развитие сети инжиниринговых центров энергетического машиностроения для обеспечения комплексного подхода в процессе создания и внедрения высокотехнологичного оборудования для электроэнергетики в рамках инвестиционных проектов.

6. Максимальная локализация на отечественных предприятиях производства оборудования энергетического машиностроения, выпускаемого по лицензиям иностранных производителей или в рамках совместных предприятий с иностранным участием.

7. Создание оборудования для новых высокоэффективных экологически чистых технологий для производства электрической и тепловой энергии.

8. Повышение надежности, живучести, управляемости и эффективности электроэнергетики, в т.ч. создание высокотехнологичного оборудования и программно-аппаратных средств для современных интеллектуальных электроэнергетических систем.

9. Создание техники и технологий для осуществления эффективных энергосберегающих мероприятий, снижения потерь электроэнергии в электрических и тепла в тепловых сетях.

10. Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры энергетического машиностроения в целях ускорения процесса разработки и внедрения новых образцов оборудования.

11. Создание и внедрение современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования на объектах электроэнергетики.

12. Внедрение системы подготовки и повышения квалификации кадров для предприятий энергетического машиностроения.

13. Реализация приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом машиностроении, определенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 года и Генсхеме.

14. Совершенствование нормативной правовой базы в области энергетического машиностроения.

15. Развитие системы технического регулирования в энергетическом машиностроении.

Для выполнения указанных задач в рамках реализации Стратегии должны быть осуществлены следующие меры:

- повышение эффективности таможенного администрирования и оперативности применения мер таможенно-тарифного регулирования, включая корректировку ввозных пошлин на технику и оборудование энергетического машиностроения, аналоги которой производятся в России;
- создание условий для увеличения объемов долгосрочного кредитования российских предприятий энергетического машиностроения;
- совершенствование действующей системы лизинга технологического оборудования для технического перевооружения предприятий энергетического машиностроения;
- расширение практики кредитования финансовыми институтами развития инвестиционных проектов развития новых производств на предприятиях энергетического машиностроения;
- создание условий для роста инвестиций в обновление основных фондов и технологическую модернизацию предприятий энергетического машиностроения за счет совершенствования амортизационной политики, включая внедрение механизмов ускоренной амортизации;
- использование механизмов налогового стимулирования в рамках реализации приоритетных направлений промышленной политики в области энергетического машиностроения;
- стимулирование реализации проектов, связанных с внедрением инновационных разработок, ресурсо- и энергосберегающих технологий, техническим и технологическим перевооружением предприятий энергетического машиностроения;
- содействие разработке новой конкурентоспособной продукции энергетического машиностроения в рамках решения задачи по повышению энергоэффективности российской экономики;
- государственная поддержка научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по разработке базовых и прорывных технологий

энергетического машиностроения, соответствующих требованиям рынка и стратегиям развития электроэнергетики;

- развитие механизмов государственно-частного партнерства, включая разработку и реализацию важнейших инновационных проектов в области энергетического машиностроения;

- обеспечение поддержки российского экспорта промышленной продукции энергетического машиностроения, в том числе путем субсидирования процентных ставок по кредитам.

Реализация Стратегии будет осуществлена в три этапа:

I этап (2010-2016 годы) – формирование системы инновационного развития электроэнергетики на основе научно-технического и инновационного потенциала отечественного энергетического машиностроения, техническое перевооружение предприятий энергетического машиностроения для выпуска конкурентоспособной на внутреннем рынке унифицированной энергомашиностроительной продукции.

II этап (2017-2020 годы) – освоение серийного выпуска конкурентоспособной на мировом рынке энергомашиностроительной продукции.

III этап (2021-2030 годы) – удовлетворение внутренних потребностей рынка в энергомашиностроительной продукции, завоевание 15% мирового рынка энергомашиностроительной продукции.

Целевые индикаторы и показатели реализации Стратегии приведены в Приложении №1.

В результате реализации Стратегии будут достигнуты следующие показатели:

1. Доля проектов энергоблоков с использованием зарубежного основного энергетического оборудования должна составить к 2015 году – не более 40%, к 2020 году – не более 30%, к 2025 году – не более 10% с учетом необходимости проведения технического перевооружения предприятий

энергетического машиностроения под выпуск конкурентоспособной продукции.

В дальнейшей перспективе до 2030 года доля энергоблоков, строящихся с использованием высокотехнологичного зарубежного оборудования, должна поддерживаться на уровне 10 - 15%.

2. Объем экспорта энергетического оборудования российского производства в натуральном выражении должен составить (в пересчете на мощность) к 2012 году – не менее 3 ГВт в год, к 2015 году – не менее 4,5 ГВт в год, к 2020 году – не менее 10 ГВт в год.

По мере возвращения утраченных рынков, традиционных для советского периода, российские энергомашиностроительные компании будут наращивать свое присутствие и на новых рынках. В совокупности с общей тенденцией к увеличению мощности мировых энергетических систем объемы экспорта в 2030 году должны достигнуть уровня 15% мирового рынка энергомашиностроительной продукции.

3. Российское энергетическое машиностроение должно достигнуть следующих показателей:

3.1. К 2016 году:

- перейти на преимущественную поставку отечественных материалов и заготовок для нужд энергомашиностроения;
- промышленное освоение, включая полномасштабные испытания и доработку на собственных испытательных стендах, усовершенствованных газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 65 –110 - 270 – 350 МВт и парогазовых установок (ПГУ) на природном газе с повышением их коэффициента полезного действия (КПД) до 60 %;
- разработка и освоение модульных одновальных ПГУ-ТЭЦ мощностью 40 – 100 – 170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200 – 1500кВтч/Гкал с коэффициентом использования топлива 85-86%;
- промышленное освоение передовых технологий производства котлов-утилизаторов для ПГУ;

- промышленное освоение производства котлов с циркулирующим кипящим слоем мощностью до 330 МВт;
- продление межремонтного ресурса «горячих» деталей ГТУ до 30 тыс.ч для повышения готовности и снижения затрат на капитальный ремонт;
- промышленное применение ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и КПД нетто на уровне 50%.;
- освоение производства гидроэнергоагрегатов с расширенными диапазонами регулирования частоты вращения;
- освоение серийного строительства АЭС типа ВВЭР-1200;
- освоение производства тихоходных турбин для АЭС
- разработка и освоение тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4 -5 в системах теплоснабжения.

3.2. К 2020 году:

- промышленное освоение паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 30 МПа, 600–620°C. Освоение первых паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 35 МПа, 700–720°C;
- освоение демонстрационной гибридной установки малой мощности с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 65–70 %;
- освоение производства коммерческих быстрых реакторов типа БН.

В целом за период до 2030 года, в соответствии с «Основными положениями (Концепцией) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г», разработанными РАО «ЕЭС России» совместно с РАН и профильными НИИ в 2008 году, следует достигнуть следующих ориентиров:

- опытно-промышленное освоение гибридных установок с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 70–75% и на угле (после газификации) 60–65%;
- опытно-промышленное освоение энергетических установок, реализующих различные технологии вывода из их циклов CO₂;
- промышленное освоение ПГУ с комбинированным производством электроэнергии и водорода из угля;
- энерготехнологические установки с получением искусственного жидкого топлива.

4. Снижение уровня износа основных фондов в отрасли: к 2012 году – не более 50%, к 2015 году – не более 45%, к 2020 году – не более 40%.

Столь интенсивное снижение среднего уровня износа основных фондов связано с необходимостью коренного технического перевооружения отрасли. В дальнейшем темпы обновления основных фондов целесообразно снизить с тем, чтобы к 2030 году обеспечить и далее поддерживать износ основных производственных фондов на среднем уровне – около 50%.

5. В энергетическом машиностроении будет создана система подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров для обеспечения процесса разработки, производства и сервисного обслуживания высокотехнологичного оборудования. Всего в период 2010-2020 гг. должно быть подготовлено не менее 500 специалистов в области энергетического машиностроения, не менее 1600 специалистов должны пройти переподготовку и курсы повышения квалификации кадров для обеспечения создания высокотехнологичного инновационного оборудования энергетического машиностроения.

6. Будет обеспечено взаимодействие энергетических, энергомашиностроительных, инжиниринговых и научных организаций для решения вопросов типизации (повышения унификации), комплектной поставки оборудования блоками заводского изготовления, перехода на новые современные методы обслуживания и ремонта, автоматизации

технологических процессов при эксплуатации оборудования. Всего в период 2010-2020 гг. на базе предприятий-разработчиков, изготовителей, предприятий электроэнергетики-потребителей продукции энергетического машиностроения и инвесторов должно быть создано не менее 5 консорциумов, целью которых является комплексное решение всех организационных, технических и финансовых вопросов реализации инвестиционных проектов по приоритетным направлениям развития энергетического машиностроения.

Решение указанных задач будет свидетельствовать о том, что созданы необходимые и достаточные условия для обеспечения предприятий электроэнергетики высокотехнологичным, надежным и энергоэффективным оборудованием, отвечающим требованиям энергобезопасности отечественной электроэнергетики, современным техническим, экономическим, экологическим и иным требованиям российских предприятий электроэнергетики, а также целям развития экспортного потенциала энергетического машиностроения.

2. Анализ состояния и основные проблемы энергетического машиностроения

2.1. Оценка рынка электроэнергетики

Текущее состояние и перспективы развития рынка оборудования, производимого предприятиями энергетического машиностроения, тесно связаны с требованиями, предъявляемыми электроэнергетикой в части обеспечения необходимого объема генерирующих мощностей, качества электрической и тепловой энергии, надежности и безопасности эксплуатации энергетических объектов для обеспечения текущего и перспективного развития экономики России.

Ключевым фактором востребованности продукции энергетического машиностроения является объем потребности в установленной мощности, не удовлетворенный мощностями действующих электростанций.

Оценка потребности в установленной мощности приведена на рисунке 1.



Рис. 1. Потребность в установленной мощности (источник ЗАО «АПБЭ»).

Из рисунка 1 видно, что к 2030 году объем необеспеченной действующими электростанциями установленной мощности может достигнуть 173 ГВт (при базовом варианте развития электроэнергетики) и 228,5 ГВт (при максимальном варианте развития электроэнергетики). Отсюда вытекает, что в период с 2011 по 2030 годы должно быть дополнительно введено от 173 ГВт до 228,5 ГВт новых генерирующих мощностей.

Объем вводов и демонтажей генерирующих мощностей приведен на рисунке 2.

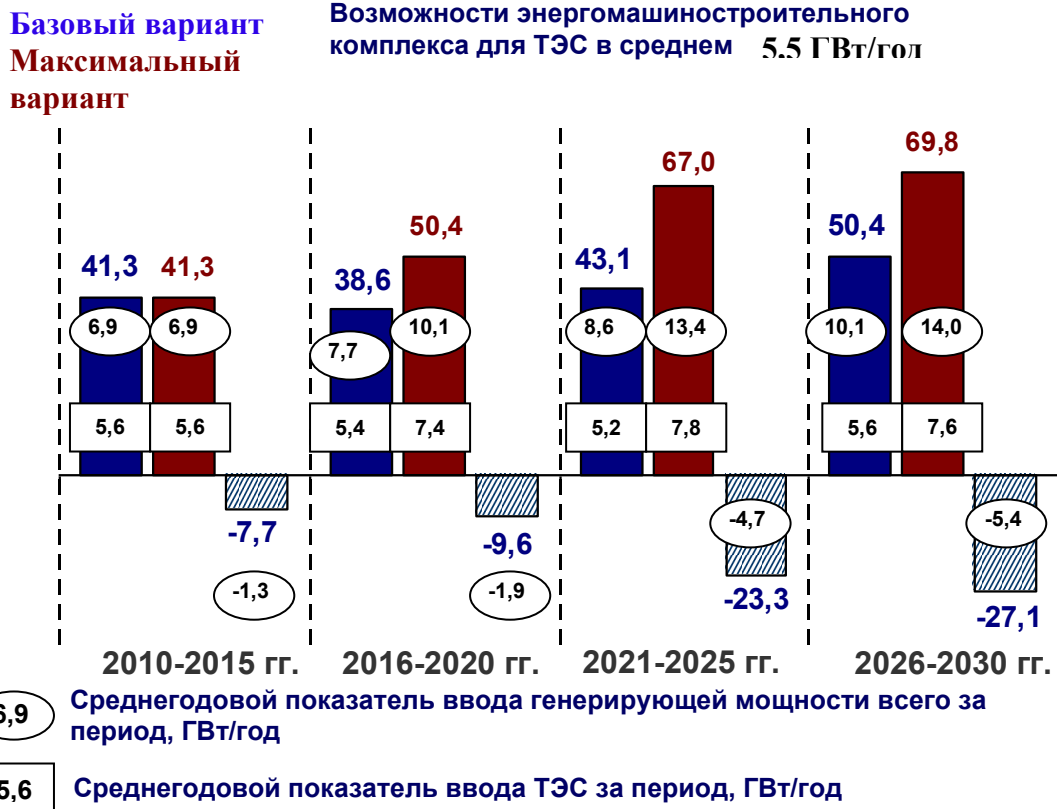


Рис. 2. Объем вводов и демонтажей генерирующих мощностей, ГВт (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Суммарные объемы вывода из эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС приведены в таблице 1.

Табл. 1. Суммарные объемы вывода из эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС (ГВт) (источник ЗАО «АПБЭ»)

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2010-2030
Вывод из эксплуатации, всего	7,7	9,6	23,3	27,1	67,7
в т.ч.: АЭС	0,2	3,8	4,6	7,9	16,5
ТЭС	7,5	5,8	18,7	19,2	51,2

2.2. Структура и производственный потенциал энергетического машиностроения

В 2006 году в рамках ГК «Росатом» для решения вопросов снижения зависимости от монопольных поставщиков было создано ОАО «Атомэнергомаш». Основная деятельность – комплексные решения по поставкам оборудования и услугам для атомной, тепловой энергетики, газовой и нефтяной промышленности.

Компания ОАО «Атомэнергомаш» является поставщиком оборудования для сооружения атомных электростанций:

- Корпуса реакторов на быстрых нейтронах БН-800.
- Парогенераторы для всех реакторов типа ВВЭР.
- Сепараторы-пароперегреватели для всех реакторов типа ВВЭР.
- Теплообменники;
- Вспомогательное оборудование для АЭС

Основные задачи ОАО «Атомэнергомаш» на среднесрочную перспективу:

1. Непосредственное участие в реализации стратегии ГК «Росатом» на российском и мировом рынках строительства объектов атомной энергетики.

2. Укрепление позиции компании на рынке тепловой энергетики, газовой и нефтехимической промышленности.

3. Встраивание в глобальные рынки имеющихся технологий.

4. Разработка продуктов нового технологического пакета с учетом их жизненного цикла, включая рыночные возможности альтернативных источников энергии.

Оборот компании более 1 млрд. долларов США (портфель заказов на 31.12.2009г).

Основные заводы-производители отрасли энергетического машиностроения представлены на Рис. 3.

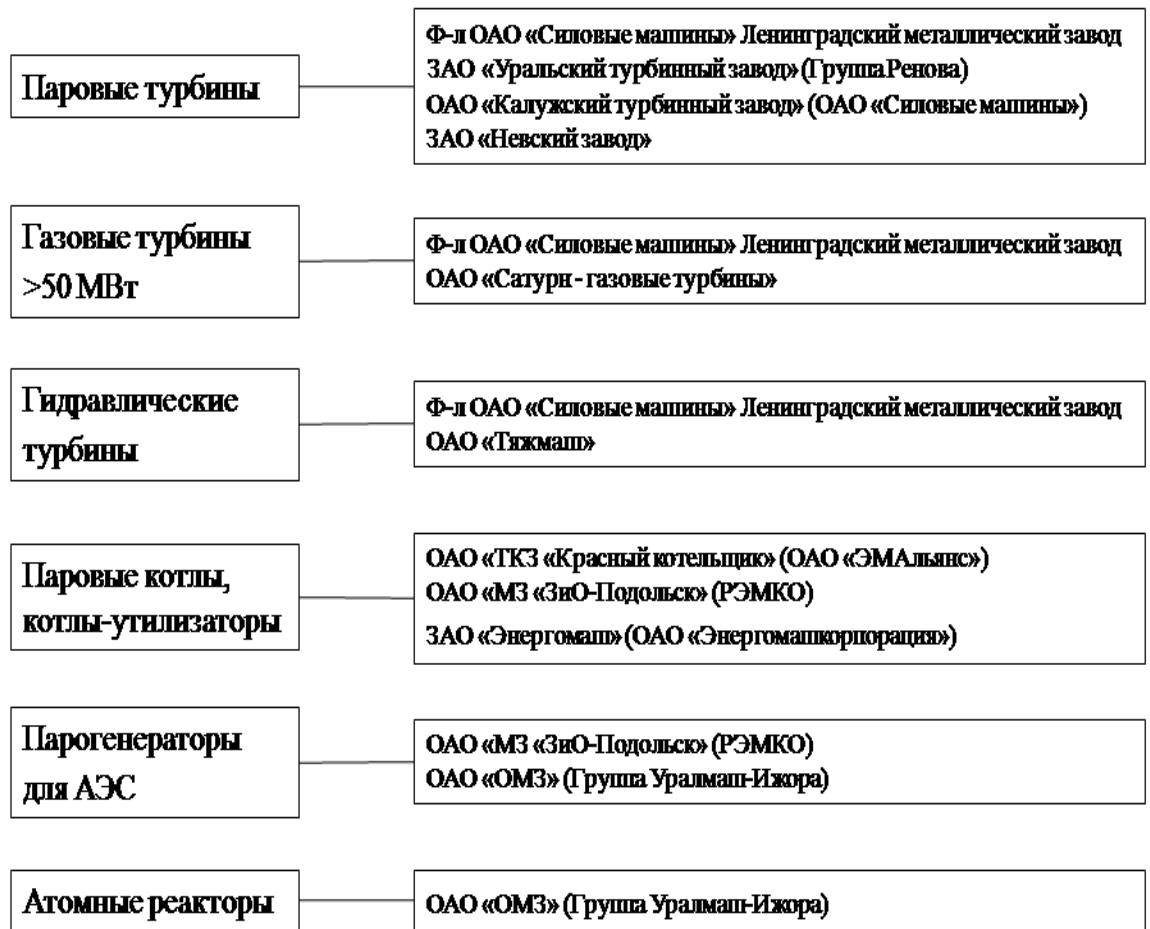


Рис. 3. Основные производители энергетического оборудования

Согласно данным Росстата, производственные мощности по выпуску основных видов энергетического оборудования составляют:

- паровые турбины – 7,93 тыс. МВт/год;
- газовые турбины – 2,63 тыс. МВт/год;
- котлы паровые свыше 10 т.пара/час – 8,31 тыс. т.пара/час.

В таблице 2 приведены объемы производства и производственная мощность предприятий энергетического машиностроения России.

Таблица 2. Объемы производства и производственная мощность предприятий энергетического машиностроения России

Виды продукции	Объем 2007 г.	Объем 2008 г.	Объем 2009 г.	Среднегодовой объем производства за 2007-2009 гг.	Учетная производственная мощность
Котлы паровые производительностью свыше 10т.пар/ч, т.пар/ч	26790	22490	23760	24350	83070
Турбины паровые, МВт	2093	3085	2078	2419	7929
Турбины газовые, МВт	1987	2213	2480	2227	2628
Турбины гидравлические, МВт	2044	2624	2731	2466	2800 (оценка)

Как следует из данных о фактических объемах производства (Табл. 2), отечественное энергетическое машиностроение в текущем состоянии способно обеспечить производство основного оборудования для угольных энергоблоков, ПГУ и для гидроэнергетики на уровне около 5-6 ГВт в год. Такая оценка учитывает, что в общем объеме производства газовых турбин не менее половины занимают газовые турбины малой мощности (менее 50 МВт), используемые для производства газоперекачивающих агрегатов. То есть, объективно российские предприятия энергетического машиностроения в их нынешнем состоянии без существенных инвестиций в развитие энергетического машиностроения не готовы закрыть потребность электроэнергетики в генерирующем оборудовании, в первую очередь средней и большой мощности.

Возможным выходом в краткосрочной перспективе может стать создание крупных совместных с ведущими зарубежными фирмами производств

высокотехнологичного оборудования энергетического машиностроения с условием максимальной локализации на отечественных предприятиях производства оборудования энергетического машиностроения, выпускаемого по лицензиям иностранных производителей или в рамках совместных предприятий с иностранным участием.

В долгосрочной перспективе, исходя из требований энергетической безопасности российской электроэнергетики, необходима государственная поддержка приоритетных направлений развития энергетического машиностроения, включая принятие мер по выравниванию условий конкуренции российских и иностранных производителей на российском рынке и поддержка экспорта российской энергомашиностроительной продукции, в рамках разрабатываемой подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012-2016 годы» в составе федеральной целевой программы «Национальная технологическая база».

2.3. Перспективы развития и международного сотрудничества предприятий энергетического машиностроения

ОАО «Силовые машины» намереваются осуществить инвестиции в развитие производства в размере \$1 млрд. до конца 2010 года. При этом объем экспорта планируется увеличить более чем в 2 раза, однако с учетом прогнозируемого роста спроса на внутреннем рынке доля экспорта в общем портфеле заказов должна снизиться до 40%.

Результатом реализации разработанной инвестиционной программы должно стать увеличение к 2015 году производственной мощности по комплектам «турбина-генератор» до 17 ГВт в год, при этом на долю паровых турбин различной мощности будет приходиться порядка 11 ГВт в год.

Развивается сотрудничество между ОАО «Силовые машины» и Siemens. Логичным развитием сотрудничества в рамках лицензионного соглашения по ГТУ SGT5-2000E мощностью 165 МВт в рамках СП «Интертурбо», стало приобретение у Siemens лицензии на производство, продажу и сервисное

обслуживание газовой турбины SGT5-4000F мощностью 285 МВт. Планируется запустить производство этих турбин на мощностях ОАО «Ленинградский металлический завод».

Производитель газовых турбин **ОАО «Сатурн»** в настоящее время имеет в производственной линейке энергетические турбины мощностью до 25 МВт и газовую турбину 110 МВт. За период с 2000 по 2009 год предприятие осуществило поставки турбин суммарной мощностью более 630 МВт, в том числе впервые без поддержки изначального разработчика и производителя (ГП НПКГ «Зоря-Машпроект», Украина) произвело газовую турбину мощностью 110 МВт. В планах НПО «Сатурн» заполнить пробел в мощностях между 10 МВт и 110 МВт, для чего сейчас ведутся разработки турбин мощностью 12 МВт, 16 МВт, 25 МВт и 65 МВт. Кроме того, разрабатываются и более мощные модели – 140 МВт и 160 МВт.

ЗАО «Уральский турбинный завод», производитель паровых и газовых турбин. В настоящий момент номенклатура продукции завода представлена паровыми турбинами – от 30 до 315 МВт, газовыми турбинами – от 6 до 30 МВт. В ближайшие годы ЗАО «Уральский турбинный завод» (УТЗ) планирует направлять инвестиции на модернизацию производственных мощностей для производства паровых турбин. Потенциально УТЗ имеет возможность выпускать до 2,5 ГВт паровых турбин и до 0,5 ГВт газовых турбин.

В стадии выполнения находится контракт ЗАО «УТЗ» с «Группой Е4» на поставку паровой турбины Т-113/145-12,4, предназначенной для ПГУ общей мощностью 410 МВт в рамках проекта «Расширение Краснодарской ТЭЦ». В состав парогазового блока также войдет газовая турбина компании МНІ типа М701F4 номинальной мощностью 303,4 МВт.

В начале 2008 года была отгружена паровая турбина для ПГУ-230, которая совместно с газовой турбиной фирмы Alstom уже работает на Минской ТЭЦ-3.

В настоящее время УТЗ разработал паровые турбины практически для всех типовых размеров ПГУ (170, 180, 210, 230, 325, 400, 450 МВт).

Благодаря перевооружению и внедрению современных технологий УТЗ рассчитывает к 2012 году выйти на выпуск паровых турбин общей мощностью 2160 МВт, газовых – 1700 МВт в год.

В стадии выполнения находится контракт ЗАО «УТЗ» с «Группой Е4» на поставку паровой турбины Т-113/145-12,4, предназначенной для парогазовой установки (ПГУ) общей мощностью 410 МВт в рамках проекта «Расширение Краснодарской ТЭЦ». В состав парогазового блока также войдет газовая турбина компании МНІ типа М701F4 номинальной мощностью 303,4 МВт.

Рассматривается вопрос о привлечении к сервисному обслуживанию оборудования производимого УТЗ, в том числе турбин швейцарской инжиниринговой фирмы SULZER, крупнейшим акционером которой является группа компаний «Ренова».

Таким образом, ЗАО «УТЗ» не только является одним из базовым поставщиков современных паровых турбин для проектируемых блоков ПГУ, но и активно разрабатывает сервисные программы своего оборудования.

Ведущий российский производитель котельного оборудования для электроэнергетики - **ОАО «ЭМАльянс»** декларирует о возможностях выпуска на сегодняшний день до 5,5 ГВт в год, из которых 3 ГВт приходится на котлы для паросиловых энергоблоков, 2,5 ГВт – на котлы-утилизаторы для парогазовых электростанций. Эти производственные мощности позволяют обеспечивать определенные Правительством Российской Федерации на ближайшие три года темпы модернизации, реконструкции существующих и строительства новых энергоблоков. В случае последующего увеличения этих темпов «ЭМАльянс» способен, как минимум, удвоить свои производственные возможности при условии стабильного заказа со стороны отечественной электроэнергетики и доступности финансовых средств.

ОАО «ЭМАльянс» развивает отношения с иностранными компаниями. В 2008 году было заключено лицензионное соглашение о передаче технологии с американской компанией NOOTER/ERIKSEN, INC., являющейся крупнейшим в мире разработчиком и производителем котлов-утилизаторов для парогазовых установок. Лицензия предоставляет «ЭМАльянсу» право на проектирование, изготовление, продажу, поставку и установку систем утилизации тепла на основе технологии этой компании. Важным конкурентным преимуществом этого сотрудничества является то, что, наряду с внедрением современной технологии, произведенные «ЭМАльянсом» котлы-утилизаторы полностью адаптируются под российские технические нормы и эксплуатируются по обычному российскому регламенту.

Кроме того, ОАО «ЭМАльянс» заключило соглашение о сотрудничестве с одним из крупнейших китайских производителей энергетического оборудования Shanghai Electric Power Generation Group, которое предполагает совместное участие в тендерах на поставку энергетического оборудования для электростанций. Сотрудничество будет осуществляться в рамках проектных консорциумов, где российская сторона выполнит проектирование, производство и поставку «котельного острова», а также предоставит услуги по монтажу и обслуживанию оборудования, а китайские партнеры обеспечат комплексную поставку турбогенераторной части «силового острова» и другого оборудования.

ОАО «ЭМАльянс» также активно сотрудничает с финским отделением американской компании Foster Wheeler по освоению передовой технологии производства котлов с циркулирующим кипящим слоем в рамках разработки, производства и поставки такого котельного оборудования для Новочеркасской ГРЭС.

ОАО «ЭМАльянс» приобрел немецкую компанию Tetra Energie Technologie Transfer GmbH, специализирующуюся на консалтинге в энергетическом секторе. Это приобретение расширяет компетенции российской компании в области инжиниринга и внедрения передовых

экологических, производственных, технических и технологических стандартов и способствует продвижению продуктов и услуг «ЭМАльянса» на зарубежные рынки.

Госкорпорация «Ростехнологии» совместно с ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и американской компанией «Дженерал Электрик» в 2009 году создала совместное предприятие «Электроэнергетика», которое планирует освоить в России производство турбин мощностью 75 и 125 МВт.

2.4. Финансовое состояние предприятий энергетического машиностроения, экспорт и импорт

В последние годы наблюдаются положительные тенденции в развитии отечественного энергетического машиностроения (Таблица 3). Однако, объем произведенной отраслью продукции в денежном выражении, равно как и натуральные объемы производства различного энергетического оборудования, свидетельствуют о недостаточном уровне и неритмичности загрузки российских предприятий энергетического машиностроения. Работа в таком режиме значительно затрудняет инвестиционную деятельность.

Табл.3. Объем отгруженной продукции энергетического машиностроения в фактических отпускных ценах предприятий (без НДС и акциза) в 2003 – 2009 годах

Показатель	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Объем произведенной продукции, млн.руб.	56 347	40 580	51 428	55 577	65 160	80 764	66 478
Темп роста (в % к пред. году)	115	72	127	108	117	124	82

** Данные Росстата*

Средняя рентабельность продаж предприятий энергетического машиностроения в 2008 году составила: в производстве паровых котлов 14,3%, в производстве турбин 7,6%. Сальдированный финансовый результат предприятий отрасли превысил 4,3 млрд. рублей.

Предприятия отмечают, что в последнее время растет доля сервиса в структуре выручки. Тем не менее, можно констатировать, что пока еще в России недостаточно освоен послепродажный мониторинг и обеспечение эксплуатации энергетического оборудования силами производителей.

Общий отраслевой объем инвестиций в 2008 году составил 3133 млн. рублей, что по сравнению с 2007 годом больше на 7,6%. Затраты на НИОКР составили 182,5 млн. руб. или 5,8% от общего объема инвестиций.

Большая часть капитальных вложений (около 97%) осуществляется за счет собственных средств, что свидетельствует о практической недоступности кредитных ресурсов для обновления основных фондов. В условиях сравнительно низкой рентабельности производства собственных средств предприятий недостаточно для ускоренного развития предприятий энергетического машиностроения.

Невысокая рентабельность производства на предприятиях ограничивает сальдированный финансовый результат отрасли. Собственные финансовые возможности производителей не позволяют увеличить темпы модернизации основных фондов, износ которых недопустимо высок, а также не позволяет увеличить долю вложений в НИОКР до уровня, сопоставимого с ведущими современными производителями.

Степень износа производственных фондов предприятий энергомашиностроения по основному виду деятельности достигает 54-57%, в т.ч. износ машин и оборудования превышает 75%. Износ испытательного и стендового оборудования на подавляющем большинстве предприятий достигает 90-100%.

Объемы импорта энергетического оборудования для электростанций в денежном выражении выросли с \$110 млн. в 2003 году до \$408 млн. в 2008 году.

За последние 5 лет объемы экспорта энергетического оборудования выросли с \$190 млн. в 2003 году до \$342 млн. в 2008 году.

2.5. Место отрасли в мировом энергетическом машиностроении

В настоящее время мировой рынок энергетического машиностроения оценивается в \$70 млрд. в год, в перспективе до 2025 года его годовой объем может достигнуть \$100-110 млрд. (в текущих ценах). Крупнейшими игроками на рынке являются корпорации Siemens, Alstom, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries и другие.

Наибольшую долю на рынке имеет американская корпорация General Electric (GE), покрывающая всю производственную линейку продукции энергетического машиностроения и контролирующая около 24% мирового рынка. Для сравнения: доля всех российских компаний на мировом рынке составляет лишь 2% (Рисунок 4).

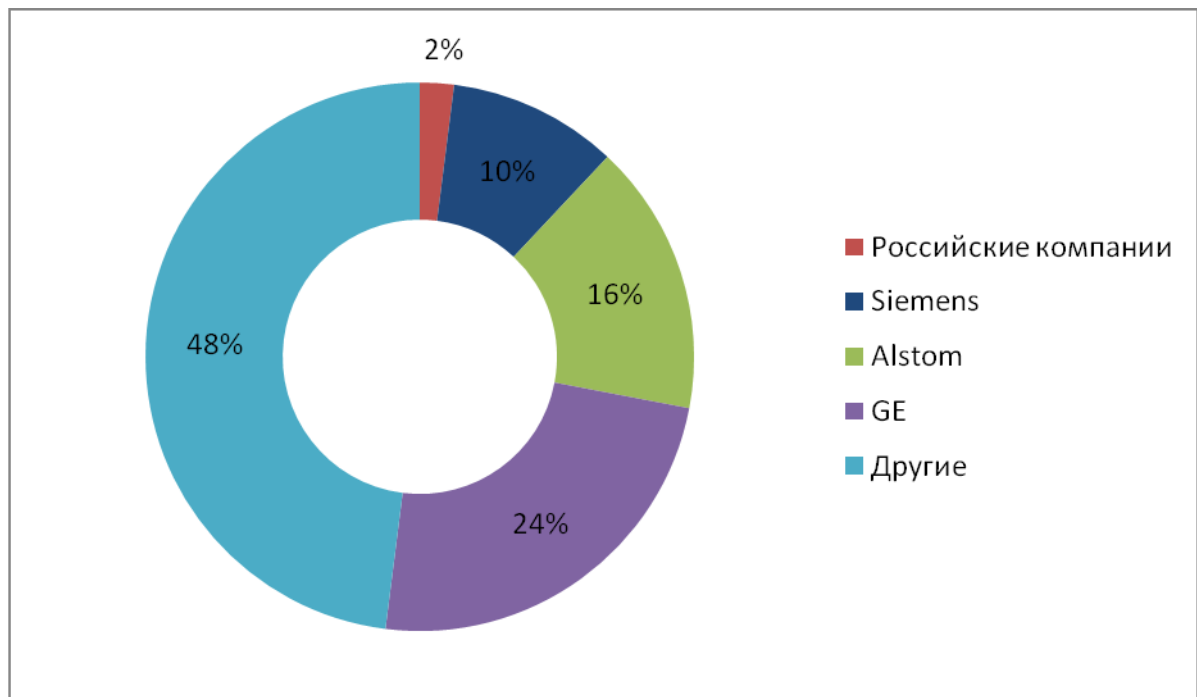


Рис. 4. Мировой рынок энергетического оборудования

В последние годы иностранные производители стали проявлять активность на российском рынке, а также на традиционных для России рынках энергетического машиностроения – в странах СНГ и Азиатского региона. При этом они используют все возможные методы, чтобы вытеснить российских производителей, в частности, демпинговые цены и кредитование потребителей на выгодных для них условиях. Государства, резидентами которых являются лидеры мирового машиностроения, активно поддерживают экспансию своих крупнейших налогоплательщиков.

В последнее время в отрасли особенно отчетливо стала проявляться тенденция к консолидации активов: среди крупных энергомашиностроительных корпораций проходят процессы слияний и поглощений, результатом которых должно стать более эффективное финансирование НИОКР и появление компаний, способных поставлять всю линейку продукции. В результате двух таких слияний, например, Alstom с ABB и Siemens с Westinghouse, появились отраслевые конгломераты.

Эти тенденции создают новые угрозы для отечественного энергетического машиностроения. Если до слияний российские компании принимали участие в международных консорциумах по поставке оборудования, выполняя в них часть работ, то в настоящий момент зарубежным производителям нет необходимости в подключении к этим проектам российских машиностроителей. Во многом это обусловлено разобщенностью российских компаний, из-за чего они ограничиваются поставкой на рынок отдельных агрегатов и функциональных узлов электростанций. В сегодняшнем положении для поставки на рынок комплексного продукта – электростанции современного уровня «под ключ» отдельное российское предприятие не располагает всем необходимым продуктовым рядом.

Кроме того, резко возросшие издержки при сохранении относительно невысокой эффективности производственного процесса, в том числе из-за малых размеров выпускаемых серий, привели к тому, что цены на российское

энергетическое оборудование уже превысили уровень цен на аналогичное оборудование китайского производства и вплотную подошли к уровню цен ведущих европейских, американских и японских компаний.

Доля импорта на внутреннем рынке и доля экспорта в объеме производства по разным видам энергетического оборудования в 2008 году представлены в таблице 4.

Табл. 4. Экспорт и импорт энергетического оборудования

Вид оборудования	Доля импорта, %	Доля экспорта в производстве, %
Паровые турбины	26	38
Гидравлические турбины и водяные колеса	12	63
Газовые турбины	51	28
Паровые котлы и их составные части	12	10

По данным Росстата и ФТС.

2.6. Системная проблема российского энергетического машиностроения России

Системная проблема энергетического машиностроения России заключается в разомкнутости цикла инновационного развития отрасли, включающего научные разработки, опытно-конструкторские работы, опытно-промышленную эксплуатацию, серийное производство, реализацию и поддержку эксплуатации продукции потребителями, что не обеспечивает возврат достаточного количества полученных при реализации и поддержке эксплуатации средств для финансирования предыдущих этапов развития, и прежде всего научных разработок.

В настоящее время этот цикл по ряду причин разомкнут, причем основной причиной этого является резкое сокращение взаимодействия предприятий электроэнергетики и энергомашиностроения в части постановки

целевых ориентиров развития отрасли, создания нового энергетического оборудования и серийного тиражирования электростанций на его основе, а также недостаточный уровень государственной поддержки отрасли, включая участие в софинансировании приоритетных проектов.

Отсутствие новых разработок и технологическое отставание производства, основанного на устаревшем оборудовании и технологиях, недостаток квалифицированных специалистов, прежде всего по рабочим специальностям, работающим на станках с ЧПУ, привели к снижению конкурентоспособности, что в свою очередь привело к снижению спроса на продукцию отрасли, ухудшению финансового состояния предприятий отрасли, снижению уровня финансирования НИОКР и программ технического перевооружения.

Это явилось причиной отставания российского энергомашиностроения от мирового уровня по ряду направлений. Требуется возобновить согласованную работу по всем этапам инновационного цикла. Указанная проблема не может быть самостоятельно решена силами производителей энергетического оборудования.

Необходимо сформировать и целенаправленно осуществлять государственную политику по развитию энергетического машиностроения в рамках следующих приоритетных направлений, определенных распоряжением Правительства Российской Федерации №1663-р от 17 ноября 2008 г. «Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2012 года»:

- выравнивание условий конкуренции российских и иностранных производителей на российском рынке, в том числе путем повышения эффективности таможенного и налогового администрирования, совершенствования механизмов субсидирования;

- стимулирование НИОКР и поддержка реализации проектов, связанных с внедрением инновационных разработок, ресурсо- и энергосберегающих технологий, техническим и технологическим перевооружением предприятий;

- комплексная поддержка экспорта российской энергомашиностроительной продукции;
- развитие системы профессионального образования, подготовки квалифицированных кадров для энергетического машиностроения;
- дальнейшее развитие системы технического регулирования, которая должна стать универсальным инструментом повышения конкурентоспособности российской экономики.

2.7. Анализ составляющих факторов системной проблемы

2.7.1. Низкая степень унификации создаваемых энергоблоков

Создаваемые в России генерирующие мощности в значительной степени являются нетиповыми, в отличие от западных станций, где прилагаются все усилия для максимальной унификации технических и инженерных решений. Типовые проекты позволяют осуществлять серийное производство энергетического оборудования, существенно снизить сроки создания энергообъекта, уменьшить стоимость его создания и эксплуатации, а также увеличить надежность и предсказуемость. Так, за рубежом строительство современной парогазовой электростанции «в чистом поле» осуществляется не более чем за 1,5 года, в Китае – за год. В России сроки строительства составляют около 2-3 лет, причем на уже существующих площадках за счет расширения.

Утвержденная Генсхема содержит перечень типов энергоблоков, планируемых к строительству. При этом в Генсхеме предусмотрено строительство 68 разных типов энергоблоков, из которых 48 – тепловых. Это, в свою очередь, подразумевает использование 66 типов турбин, из них 46 – для тепловых станций (Таблица 5). Газовых турбин мощностью 65 МВт и более предусмотрено 10 типов при том, что даже ведущие мировые производители (Siemens, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries) имеют в производственной линейке лишь 3-4 типа газовых турбин мощностью 65 МВт и более.

Таблица 5. Перечень и количество турбин, необходимых до 2020 согласно Генсхемы для блоков мощностью более 100 МВт (базовый вариант)

№ №	Мощность и тип турбины, МВт	Количество	№ №	Мощность и тип турбины, МВт	Количество
Паровые конденсационные			Газовые турбины		
1	900 (ССКП)	8	36	270	96
2	800 (ССКП)	3	37	265	1
3	800	2	38	200	5
4	660	36	39	160	34
5	600 (ССКП)	2	40	150	3
6	330	35	41	110	22
7	300	17	42	77	22
8	225	9	43	75	8
9	215	1	44	70	8
10	210	1	45	65	11
11	160	1	46	45	2
12	130	55	Паровые турбины для атомных станций		
13	110	2	47	1200	23
14	100	1	48	1000	1
15	75	4	49	800	1
16	60	2	50	300	6
17	53	1	Гидравлические турбины		
Паровые теплофикационные			51	1000	8

18	300	2	52	333	4
19	250	1	53	325	4
20	208	5	54	300	5
21	185	5	55	220	6
22	180	11	56	215	2
23	160	12	57	210	4
24	130	7	58	200	13
25	115	24	59	195	8
26	110	9	60	170	2
27	105	2	61	165	2
28	100	7	62	155	3
29	80	4	63	150	2
30	65	1	64	110	2
31	60	3	65	107	3
32	53	11	66	100	5
33	40	2			
34	35	4			
35	25	3			

Столь высокое разнообразие неизбежно означает неоправданно высокий уровень затрат на всех стадиях жизненного цикла энергоблока – проектировании, создании и эксплуатации. Кроме того, разнообразие находится в прямом противоречии с основными положениями (Концепцией) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. (далее – Концепция технической политики), разработанными РАО «ЕЭС России» совместно с РАН и профильными НИИ в 2008 году.

В Концепции технической политики признано целесообразным максимально унифицировать создаваемые энергоблоки, что позволит повысить серийность их строительства, а, следовательно, серийность производства оборудования для таких энергоблоков. Для тепловых станций предусматривается всего 12 типов энергоблоков (Таблица 6 - 7).

Табл. 6. Типоразмеры и турбинное оборудование типовых энергоблоков ПГУ

Типоразмер энергоблока, МВт	Тип ГТУ	Тип паровой турбины Конд/теплоф	Состав основного оборудования	Минимальная мощность, МВт	Максимальная мощность, МВт
170	ГТ-110	К-55 /Т-40	ГТ-110+К-55/Т-40	170	180
180	ГТ-65	-/Т-60	2ГТ-65+Т-60	170	190
210	ГТ-160	-/Т-50	ГТ-160+Т-50	200	225
230	ГТ-160	-/Т-70	ГТ-160+Т-70	220	250
325	ГТ-110	К-110 /Т-75	2ГТ-110+К-110/Т-75	325	330
400	ГТ-270	К-140/Т-110	ГТ-270+К-140/Т-110	390	430
450	ГТ-160	К-160/Т-150	2ГТ-160+К-160/Т-150	450	480
800	ГТ-270	К-300	2ГТ-270+К-300	750	840

Табл. 7. Типоразмеры типовых угольных энергоблоков

Типоразмер энергоблока, МВт	Тип паровой турбины	Минимальная мощность, МВт	Максимальная мощность, МВт
225	К-225	215	230
330	К-330	300	350
660 (в перспективе – ССКП)	К-660 (в перспективе – ССКП)	600	700
800 (в перспективе – ССКП)	К-800 (в перспективе – ССКП)	750	840

Концепция предусматривает использование всего 4 типов газовых турбин – 65 МВт, 110 МВт, 160 МВт и 270 МВт, а также 14 типов конденсационных и теплофикационных паровых турбин. Таким образом, в соответствии с Концепцией технической политики количество типов турбин можно сократить в 2,5 раза - с 46 до 18.

Использование типовых проектов, особенно в условиях массированных закупок, предусмотренных Генсхемой размещения объектов электроэнергетики, позволит за счет организации серийного производства сократить сроки изготовления основного энергетического оборудования на 30%, а его стоимость – на 20%, что в масштабах всей энергосистемы позволит сэкономить значительные средства, исчисляемые сотнями миллиардов рублей.

2.7.2. Незрелость рынка ключевых комплектующих

Расширение производственных мощностей и увеличение объема выпуска накладывают дополнительную нагрузку на предприятия, поставляющие продукцию для энергомашиностроения. Отечественные предприятия не всегда способны обеспечить удовлетворительные сроки поставок, качество продукции, ее объем. В значительной степени это касается крупных

металлических заготовок. Так, по данным ОАО «Силовые машины», лишь 60% литых и кованных заготовок заводы компании закупают в России, остальное – в Японии, Европе, при этом проблема прежде всего касается наиболее передовых проектов. Для производства газовых турбин мощностью более 100 МВт и ОАО «Силовые машины», и ОАО «Сатурн – Газовые турбины» на 100% закупают за рубежом заготовки для роторов турбины. Полностью отсутствует производство качественного корпусного стального литья для арматуры, корпусов насосов.

Имеются проблемы и по части паросиловых блоков, рассчитанных на работу при суперсверхкритических параметрах пара. В настоящее время в России еще не освоено промышленное изготовление роторов для паровых турбин, а также элементов конструкции паровых котлов на такие параметры.

2.7.3. Техническое отставание

В настоящее время единственная область в тепловой энергетике, в которой Россия критически отстает от ведущих мировых производителей – это газовые турбины большой мощности – 200 МВт и выше. Причем зарубежные лидеры не только освоили производство газовых турбин единичной мощностью 340 МВт, но и успешно опробовали и применяют одновальную компоновку ПГУ, когда газовая турбина мощностью 340 МВт и паровая турбина мощностью 160 МВт имеют общий вал. Такая компоновка позволяет существенно сократить сроки создания и стоимость энергоблока.

Табл. 8. Сравнение российского и мирового уровня параметров энергетического оборудования

Технология	Отечественная	Зарубежная
Парогазовый цикл	Мощность ГТ 110 МВт, КПД станции до 52%, многовальная компоновка	Мощность ГТ 340 МВт, КПД станции 60%, одновальная

	(не вышла из периода ОПЭ)	компоновка
Угольные паросиловые блоки	Мощность до 500 МВт, КПД до 39% Котлы с ЦКС – до 330 МВт (разрабатываются)	Мощность до 1000 МВт, КПД до 47% (ССКП) Котлы с ЦКС – до 460 МВт (находится на стадии монтажа)
Атомные реакторы	ВВЭР -1200 МВт, срок службы 60 лет; На быстрых нейтронах – 800 МВт, строится	Тепловые -1000 (1600) МВт, срок службы 60 лет На быстрых разработка
Гидротурбины	Мощность до 720 МВт, напор до 700 м, Не широкий рабочий интервал.	Мощность до 1000 МВт, напор до 700м, расширенные интервалы регулирования.

В угольной генерации также наметилось отставание по КПД паросиловых энергоблоков от лучших мировых образцов. Несмотря на заявления российских производителей о потенциальной способности по производству оборудования для энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара (ССКП), до настоящего момента ни один подобный блок не находится в промышленной эксплуатации. В то же время в Японии, Германии и Дании подобные энергоблоки уже работают в течение нескольких лет.

Помимо наращивания параметров пара, мировой тенденцией является также переход на технологию сжигания угля в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), в новейших установках – в ЦКС под давлением. Россия пока по внедрению таких котлов отстает, и первый котел с ЦКС должен быть пущен в эксплуатацию только в 2011 году.

В атомной энергетике единственный параметр, определяющий отставание российского энергомашиностроения от зарубежных конкурентов, – это единичная мощность блока. Так, тендер на постройку АЭС в Финляндии был проигран европейскому концерну AREVA именно по этому показателю. Строящийся там европейский реактор EPR имеет мощность 1500 МВт, в то время как российские производители еще не освоили таких мощностей на реакторах ВВЭР.

Важной составляющей технического отставания является устаревший парк станочного оборудования. Отставание значительного парка обрабатывающего оборудования от передовых образцов оценивается в 20-25 лет. В основном это механическое оборудование, а не основанное на станках-автоматах с ЭВМ.

Одним из самых важных событий в истории компании и развития российского энергетического машиностроения является создание в июле 2007 года совместного предприятия с компанией «Alstom Power» по производству тихоходной турбины (1500 об/мин) и генератора для АЭС по лицензии «Alstom Power».

ОАО «Атомэнергомаш» активно развивает взаимоотношения с Украиной по организации поставок заготовок (поковок) для турбин, корпусов парогенераторов, ГЦН и ГЦТ.

2.7.4. Недостаток инвестиций в НИОКР на создание

высокоэффективного энергетического оборудования

На современном этапе развития энергетического машиностроения сроки и стоимость разработки новых технологий и их освоения до состояния

промышленного продукта настолько велики, что даже для ведущих мировых энергомашиностроительных компаний представляют серьезную задачу.

В индустриально развитых странах постоянно осуществляются различные программы по созданию новых конструкционных материалов для энергетического машиностроения, разработке и созданию новых образцов продукции, строительству и опытной эксплуатации пилотных энергоблоков на новом оборудовании.

В настоящее время единый заказчик от электроэнергетики – РАО «ЕЭС России» прекратил свое существование, отдельные ОГК и ТГК не обладают достаточным ресурсом для финансирования подобных проектов. Учитывая тот факт, что российские предприятия энергомашиностроения обладают гораздо менее значительными финансовыми ресурсами, чем их зарубежные конкуренты, становится очевидной необходимостью как минимум долевого государственного финансирования НИОКР в области энергомашиностроения.

Несмотря на имеющиеся потенциальные возможности решения задач по производству высокоэффективного энергетического оборудования, широкомасштабному внедрению парогазовых установок, увеличению генерации на угольном топливе с применением энергооборудования на суперкритические параметры пара, в российском энергетическом машиностроении должен быть реализован комплекс мер, связанных с переоснащением и совершенствованием производственной базы отрасли, организацией новых производств. Кроме того, создание новых видов энергетического оборудования и энергетических установок, решение вопросов совершенствования эксплуатируемого оборудования требует проведения комплексных исследований в области материаловедческих, технологических, физико-технических, конструкторских и проектных проблем, а, следовательно, объединения и взаимодействия многих научных и инженерных коллективов и отраслевых заводов-изготовителей.

В настоящее время государственное участие в финансировании НИОКР по тематике энергетического оборудования для электроэнергетики

осуществляется в рамках реализации ФЦП «Национальная технологическая база» на 2007-2011 гг.

В рамках указанной ФЦП выполняются следующие НИОКР:

Технологическое направление «Базовые технологии энергетики», базовое технологическое направление «Технологии неядерной энергетики»:

Программное мероприятие 31 «Создание технологий гарантированного электроснабжения для обеспечения безопасности объектов особо ответственного энергопотребления»:

1. ОКР «Разработка основных технических решений по основному энергетическому оборудованию угольных энергоблоков мощностью 660-900 МВт на начальные параметры пара до 30 МПа, 600/620°C», шифр «Электроэнергетика», государственный контракт № 9411.1003702.05.038 от 6 ноября 2009 г., исполнитель: ОАО «НПО «ЦКТИ», срок исполнения 2009-2011 гг., объем финансирования: из федерального бюджета – 30,0 млн. руб., внебюджетные средства 30,0 млн. руб., по состоянию на 01 июля 2010 г.: Разработан предварительный вариант эскизного проекта котельного агрегата для энергоблока на суперкритическое давление пара. Разработаны два варианта снижения температуры уходящих газов с помощью теплообменников, включенных в систему регенерации паровой турбины. Разработано два варианта схемы подогрева воздуха в воздухоподогревателях. Разработка эскизного проекта котла;

Программное мероприятие 56 «Технологии создания цилиндров низкого давления (ЦНД) нового поколения для турбоустановок атомных и тепловых электростанций»:

1. НИОКР «Исследование, разработка и оптимизация перспективных конструкторских и технологических решений для цилиндров низкого давления (ЦНД), обеспечивающих снижение их количества в турбинах нового поколения», шифр «Цилиндр», государственный контракт № 94411.1003702.05.039 от 5 декабря 2009 г., исполнитель: ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», срок исполнения 2009-2011 гг., объем финансирования: из

федерального бюджета – 43,7 млн. руб., внебюджетные средства 43,7 млн. руб. По состоянию на 01 июля 2010 г.: проведен аналитический обзор технологий производства деталей ЦНД тихоходной турбины мощностью выше 1200 МВт и вариантов конструкций роторов низкого давления для тихоходной турбины мощностью выше 1200 МВт с двумя ЦНД. Эскизный проект ротора низкого давления тихоходной турбины мощностью выше 1200 МВт.

Кроме того, программой предусмотрено финансирование 22 НИОКР по направлению «Технологии металлов и сплавов, сварки и наплавки» (всего 2830 млн. рублей, из них бюджетные средства 915 млн. рублей), однако их этих НИОКР тематике котлостроения посвящена лишь одна работа, тематике турбостроения – 4 работы.

Суммарно общий объем финансирования НИОКР по тематике энергетического машиностроения, запланированный на 2009-2011 гг. ФЦП «Национальная технологическая база» составляет около 2280 млн. рублей, в том числе бюджетные средства – 918 млн. рублей.

В 2009 году Минпромторг России объявил конкурс и проводит работы по теме «Освоение комплекса ЭШП 15/30, отработка технологии производства полых и сплошных заготовок, приемка комплекса в эксплуатацию, аттестация продукции. Разработка технического проекта развития комплекса ЭШП с целью обеспечения производства сплошных заготовок ответственного назначения массой до 60 тонн на каждый модуль, полых заготовок длиной до 10 м». Фактическое бюджетное финансирование работ в 2009 году составило 200,0 млн. рублей. Фактическое бюджетное финансирование работ в 2010 году составит 150,0 млн. рублей. В 2011 году бюджетное финансирование работ по данной теме планируется на уровне 100 млн. рублей.

В 2010 году Министерство промышленности и торговли РФ объявило конкурс и проводит работы по теме «Разработка энергоэффективных паровых котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) мощностью до 330МВт». Фактическое бюджетное финансирование работ в 2010 году составило – 84,5 млн. рублей. В 2011 году бюджетное финансирование работ по ГК

планируется на уровне 190,0 млн. рублей. В 2012 году бюджетное финансирование работ по ГК планируется на уровне 180,0 млн. рублей.

В 2010 году Министерство промышленности и торговли РФ объявило конкурс и проводит работы по теме «Разработка нового типа гидротурбин с повышенными интервалами регулирования и высокой кавитационной стойкостью». Фактическое бюджетное финансирование работ в 2010 году составило – 80,0 млн. рублей. В 2011 году бюджетное финансирование работ по ГК планируется на уровне 185,0 млн. рублей. В 2012 году бюджетное финансирование работ по ГК планируется на уровне 180,0 млн. рублей.

Для сравнения, затраты по реализации европейской программы AD700, целью которой является создание только демонстрационного промышленного паросилового энергоблока с температурой пара 700-720°C и КПД более 50%, составляют на стадии НИОКР около €100 млн. Финансирование программы осуществляется совместно RFCS («Европейский фонд угля и стали», межгосударственный фонд Евросоюза) и двумя директоратами Еврокомиссии.

Разработка флагманской модели - газовой турбины SGT5-8000H мощностью 340 МВт - обошлась Siemens в €550 млн. и длилась около семи лет.

Таким образом, характерные затраты на НИОКР по каждому проекту у иностранных производителей в разы превышают суммарные затраты на все НИОКР по энергетическому машиностроению в России.

Во исполнение пункта 11 протокола заседания Совета генеральных и главных конструкторов, ведущих ученых и специалистов в области высокотехнологичных секторов экономики при Председателе Правительства Российской Федерации № 4 от 7 декабря 2009 года и поручения Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И.Сечина от 1 октября 2010 года № ИС-П9-6732 федеральным органам исполнительной власти было поручено разработать проект подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012-2016 годы» в

составе федеральной целевой программы «Национальная технологическая база».

Проект подпрограммы разработан с участием АНО «Инжиниринговый центр энергетического машиностроения», а также ведущих институтов и предприятий отрасли – ОАО «ЦНИИТМАШ», ОАО «ВТИ», ОАО «НПО «ЦКТИ», ФГУП «ВЭИ», ОАО «Инженерный центр ЕЭС» и других, согласован с крупнейшими потребителями высокотехнологичного энергетического оборудования (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «РусГидро», ЗАО «КЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ООО «Газпром энергохолдинг», ОАО «Мосэнерго» и другими).

Основные параметры подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения» в части энергетического машиностроения представлены в таблице 9.

Также выполнение некоторых работ, связанных с энергетическим машиностроением, предполагается выполнить в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2006 г. № 613. Данной программой предусматривается выполнение следующих программных мероприятий:

Программное мероприятие 1.6 «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований и создание научно-технического задела в области энергетики и энергосбережения» с объемом финансирования в период 2007-2012гг. 5,5 млрд.руб., из них 4,9 млрд.руб. – из федерального бюджета.

Программное мероприятие 2.6 «Осуществление комплексных проектов, в том числе разработка конкурентоспособных технологий, предназначенных для последующей коммерциализации в области энергетики и энергосбережения» с объемом финансирования в период 2007-2012гг. 14,1 млрд.руб., из них 10,1 млрд.руб. – из федерального бюджета.

Таблица 9. Объемы финансирования программных мероприятий подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012-2016 годы»

(млн. рублей в ценах соответствующих лет)

№	Наименование направления	Период	Общий объем финансирования				Средства федерального бюджета				Средства внебюджетных источников			
			Всего:	в том числе по направлениям			Всего	в том числе по направлениям			Всего:	в том числе по направлениям		
				НИОКР	Капвложения	Прочие нужды		НИОКР	Капвложения	Прочие нужды		НИОКР	Капвложения	Прочие нужды
Энергетическое машиностроение														
5	Газовая теплоэнергетика	2012-2016	3500	1500	1600	400	1500	1500	0	0	2000	0	1600	400
		в том числе:												
		2012	600	120	390	90	120	120	0	0	480	0	390	90
		2013	920	470	360	90	470	470	0	0	450	0	360	90
		2014	880	390	270	220	390	390	0	0	490	0	270	220
		2015	600	310	290	0	310	310	0	0	290	0	290	0
		2016	500	210	290	0	210	210	0	0	290	0	290	0
6	Угольная теплоэнергетика	2012-2016	54000	16800	34200	3000	13490	11790	0	1700	40510	5010	34200	1300
		в том числе:												
		2012	3475	2314	1050	111	2425	2314	0	111	1050	0	1050	0
		2013	4100	2364	1550	186	2550	2364	0	186	1550	0	1550	0
		2014	16900	3800	12300	800	2675	2204	0	471	14225	1596	12300	329

		2015	17850	4800	12100	950	2920	2354	0	566	14930	2446	12100	384
		2016	11675	3522	7200	953	2920	2554	0	366	8755	968	7200	587
7	Гидроэлектр оэнергетика	2012- 2016	5790	3190	2500	100	3290	3190	0	100	2500	0	2500	0
		в том числе:												
		2012	1245	840	400	5	845	840	0	5	400	0	400	0
		2013	1340	830	500	10	840	830	0	10	500	0	500	0
		2014	1025	550	450	25	575	550	0	25	450	0	450	0
		2015	1220	590	600	30	620	590	0	30	600	0	600	0
		2016	960	380	550	30	410	380	0	30	550	0	550	0
	По блоку «Энергома шинострое ние»	2012- 2016	63290	21490	38300	3500	18280	16480	0	1800	45010	5010	38300	1700
		в том числе:												
		2012	5320	3274	1840	206	3390	3274	0	116	1930	0	1840	90
		2013	6360	3664	2410	286	3860	3664	0	196	2500	0	2410	90
		2014	18805	4740	13020	1045	3640	3144	0	496	15165	1596	13020	549
		2015	19670	5700	12990	980	3850	3254	0	596	15820	2446	12990	384
		2016	13135	4112	8040	983	3540	3144	0	396	9595	968	8040	587

Всего в период 2007-2010 годы в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы» было выполнено более 35 работ в области энергетического машиностроения с общим объемом финансирования 2 741,2 млн.руб., в том числе объем бюджетного финансирования составил 1 814,5 млн.рублей.

2.7.5. Прогноз реализации проектов с прогрессивным энергетическим оборудованием

Имеющийся в стране перекоп цен на легкодобываемые энергоресурсы, такие как природный газ, привёл к застопориванию исследований в области освоения эффективного энергооборудования на твердом топливе с высокими технико-экономическими и экологическими параметрами, которые во всем мире признаны перспективными. Как следствие, в этом направлении Россия существенно отстала от развитых стран.

Несмотря на намечаемый «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» относительно быстрый рост добычи природного газа в восточных районах страны, создание разветвленной газовой инфраструктуры является экономически нецелесообразным. Причина кроется в том, что существуют такие факторы, как наличие громадной территории и малой плотности потребления топлива.

Поэтому множество потребителей, расположенных вне зоны газопроводов, по-прежнему будут ориентироваться на твердое топливо.

Для эффективного применения на ТЭС угля необходимо новое поколение энергоблоков: нужны модернизированные блоки 330 МВт с КПД_{эл}-41-42%, блоки 600-800 МВт на суперсверхкритические параметры пара с КПД_{эл}-44-45% , угольные блоки с котлами ЦКС, ПГУ с газификацией углей, технологии улавливания CO₂ из энергетического цикла и последующего их захоронения и другие.

Для выпуска угольных блоков нового поколения на российских заводах необходима реконструкция технологической оснастки и создание отечественной научно-технической базы. При этом для изготовления оборудования головного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара может оказаться целесообразной закупка за рубежом некоторого количества жаропрочных труб для котлов, а также поковок из специальных жаропрочных сталей для отдельных узлов и деталей паровой турбины. Также целесообразна организация совместного производства отдельных узлов котла ЦКС и алгоритма его управления, систем сероочистки, и катализаторов для селективно – каталитического снижения окислов азота.

В интересах государства осуществлять сжигание газа при комбинированной выработке тепла и энергии в ПГУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭЦ, а также в ГТУ конденсационных ТЭЦ, в которых достигаются высокие экономические и экологические показатели. После получения положительного опыта коммерческого использования ПГУ с газификацией угля (после 2018-2020) некоторые ПГУ на природном газе можно оснастить газификаторами с переходом их на сжигание синтез-газа.

Ведущими направлениями в области освоения эффективного энергооборудования на твердом топливе с высокими технико-экономическими и экологическими параметрами являются разработки таких видов парогазовых установок, как ПГУ мощностью 200 МВт с внутрицикловой воздушной газификацией кузнецких углей, пылеугольные энергоблоки мощностью 660 МВт на суперсверхкритические параметры пара 28-30 МПа и 585-600/585-620°C.

Также целесообразна модернизация и реконструкция действующих энергоблоков с паровыми турбинами типа К-150-130 и противодавленческими паровыми турбинами типа Р-50-130, а также сооружение демонстрационного энергоблока с ПГУ мощностью 800 МВт с отечественной лицензионной газовой турбиной ГТЭ-280.

Для реализации перспективных проектов, способных поставить российскую энергетику на конкурентную техническую базу, энергомашиностроителям необходимо получить заказ на строительство энергоблоков, основанных на инновационном оборудовании. Перспективные проекты уже проработаны энергомашиностроительными компаниями и научно-конструкторскими институтами. Недостаёт только механизма привлечения заказчика для сооружения энергообъектов, не имеющих референций.

Российские научные институты и промышленность ещё в 60-е годы прошлого столетия впервые в мире освоили суперсверхкритические параметры пара. Были изготовлены три котла на параметры 40 МПа и 700°C для научных целей и стендовых испытаний арматуры и других изделий. Такие котлы были установлены в Киевском политехническом институте, в ЦКТИ (г. Ленинград) и на Чеховском арматурном заводе. На ТЭЦ ВТИ был сооружен первый в мире котел на суперсверхкритические параметры пара 30 МПа и 600°C паропроизводительностью 12 тонн пара в час. В дальнейшем этот котел был переведен на параметры 30 МПа 650 градусов и проработал более 200 тысяч часов. Опыт эксплуатации этого котла был использован при сооружении энергоблока мощностью 100 МВт на Каширской ГРЭС на параметры 30 МПа и 650°C, проработавший 40 тысяч часов.

За последние 5 лет российскими учеными из институтов ЦНИИТМАШ, ВТИ и ЦКТИ, а также конструкторами из ОАО «ЭМАльянс» и ОАО «Силовые машины» были исследованы новые жаропрочные сплавы и выполнены несколько вариантов эскизных проектов котлов и турбин на суперсверхкритические параметры пара применительно к Томь-Усинской, Ургальской, Ерковецкой и Алтайской ГРЭС. Причем котельный агрегат был предложен с самой современной башенной компоновкой. Такой тип котла позволяет уменьшить площадь здания, уменьшить аэродинамическое сопротивление котла, уменьшить металлоемкость котельной установки. Проект предусматривал использовать перспективные разработки

ОАО «ЦНИИТМАШ» по экономно-легированным жаропрочным сталям для перегревателей котла и деталей турбины с использованием нанотехнологий.

Подобный тип котла на несколько сниженные параметры пара ОАО «ЭМАльянс» уже изготовил для ТЭС «Бар» (на которую запланирована мощность 1980 МВт при наличии трех энергоблоков по 660 МВт каждый) в Индию в количестве двух штук и приступил к изготовлению третьего.

Российские научные институты и промышленность имеют также наработки в технологии газификации угля. Однако из-за хронической нехватки финансовых средств эта технология не доведена до промышленного освоения и требует еще значительных финансовых средств и времени.

В связи с этим представляется целесообразным использовать опыт передовых зарубежных фирм, которые уже освоили процесс газификации угля и очистки продуктов газификации, а также освоили использование синтетического газа в крупных газовых турбинах.

2.7.6. Унифицированный ряд основного оборудования энергоблоков для сжигания природного газа и угля

Энергомашиностроительная отрасль России, несмотря на потери двух последних десятилетий, располагает достаточным потенциалом для производства и поставки на отечественный рынок высокоэффективного энергетического оборудования. Для успешного решения этой задачи необходимо сократить количество типов планируемых к вводу энергоблоков. Использование типовых проектов позволит за счёт организации серийного производства сократить сроки и стоимость изготовления основного энергетического оборудования.

Выпускаемые в стране мощные энергетические ГТУ уже образуют часть типоразмерного ряда основного энергетического оборудования. В частности, ГТЭ-160 является одной из лучших, надежных и экономичных, газотурбинных установок предыдущего поколения, очень широко

применяемых и заказываемых во всем мире до сих пор. Необходимо продолжать серийный выпуск данных ГТУ.

Необходимо принять меры по срочному завершению доводки, обеспечению работоспособности и освоению серийного производства ГТУ мощностью 110 МВт (ГТД-110) разработки НПО «Сатурн» (г. Рыбинск), которая по своим технико-экономическим показателям привлекательна для установки на многих отечественных ТЭЦ. При этом обязательной мерой является конструктивная доработка на основе опыта эксплуатации и испытаний головных образцов ГТД-110 как в автономном режиме, так и в составе ПГУ.

Широкий спрос на энергетическом рынке должна найти машина средней мощности, разработанная ОАО «Силовые машины», – ГТЭ-65. С учетом накопленного опыта в ГТЭ-65 применены наиболее удачные технические решения, подтвержденные ресурсной наработкой действующих ГТУ, широко использованы результаты проведенных исследований и новые технологии. ГТЭ-65 может найти применение как для вновь сооружаемых генерирующих мощностей, так и для технического перевооружения действующих.

Необходимо в краткосрочной перспективе организовать в ближайшее время в России крупномасштабное производство лицензионных ГТУ большой мощности (около 300 МВт). Такое производство может быть, например, организовано на Ленинградском металлическом заводе (ОАО «Силовые машины») с переходом от ГТЭ-160 (V94.2) разработки Siemens 80-х годов к более современным газовым турбинам серии 3А. При этом необходимым условием является реализация мер по техническому переоснащению газотурбинного производства с развитием специализированных производственных мощностей на ЛМЗ и заводе турбинных лопаток в г.Санкт-Петербурге.

Освоение отечественными заводами энергомашиностроения производства указанных типов газовых турбин, переоснащение газотурбинного производства и развитие специализированных

производственных мощностей обеспечат условия массированного ввода современных высокоэкономичных парогазовых установок, обеспечат экономическую независимость инновационного развития энергетики России.

С учётом результатов испытаний на первых опытно-промышленных установках на сверхкритических параметрах пара (СКП) в нашей стране, анализа опыта освоения энергоблоков СКП за рубежом и данных, полученных в ходе отечественных разработок энергоблоков СКП, созданы условия для создания современного экономичного, удовлетворяющего всем экологическим требованиям пилотного отечественного пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара (ССКП). Для этого необходимы консолидация усилий энергокомпаний, производителей энергетического оборудования и научно-исследовательских институтов, серьёзная организационная и финансовая поддержка государства.

Ввод в эксплуатацию современных угольных энергоблоков на ССКП с использованием наилучших из доступных природоохранных технологий (при одновременном выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс малоэффективного оборудования) значительно укрепит энергетический сектор экономики России. Будет повышена не только надёжность обеспечения промышленности и населения электрической энергией, но, что особенно важно, в самой отрасли удастся снизить расход топлива на выработку электроэнергии, сократить затраты на периодические ремонты оборудования (и сроки этих ремонтов), а также уменьшить вредное воздействие тепловых электростанций на водный и воздушный бассейны.

Первоочередными требованиями к решению проблемы создания энергоблоков нового поколения на угольном топливе – энергоблоков на ССКП – являются:

- определение площадки для создания головного образца энергоблока с выделением вида (видов) используемых угольных топлив, а также разработка базовых технических решений и проектов оборудования и блоков в целом;

- доработка состава современных отечественных материалов и создание новых марок сталей с обеспечением необходимых служебных свойств при их работе в супертемпературных условиях;

- создание технологий изготовления высокотемпературных элементов оборудования (паропроводов, корпусных деталей, роторов, поверхностей нагрева) из материалов нового поколения. При этом должна быть отработана вся технологическая цепь – специальная выплавка, легирование, формоизменение, термообработка;

- сертификация и аттестация материалов для осуществления возможности их применения при массовом сооружении блоков на ССКП на основе комплексных исследований деталей и элементов оборудования в реальных условиях эксплуатации;

- разработка плана-программы ввода энергоблоков на ССКП, обеспеченной необходимыми инвестиционными ресурсами.

Существенным преимуществом котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) является диверсификация поставок топлива и возможность достижения требуемых норм на вредные выбросы без использования установок сероочистки и азотоочистки. Наиболее приемлемыми для сжигания по технологии ЦКС отечественными топливами являются АШ, угли печорского бассейна, тощие кузнецкие угли, подмосковные бурые угли, бурые угли Урала и Дальнего востока, а также отходы углеобогащения, торф, сланцы, биомасса и их сочетания.

В настоящее время наиболее интенсивно развитие ЦКС идет в Польше и Китае. В Польше за последние 10 лет было введено в эксплуатацию 6 блоков мощностью 230 - 265 МВт и первый в мире блок мощностью 460 МВт с прямоточным котлом ЦКС. В Китае 46 котлов с ЦКС для блоков 300 МВт заказаны, сооружаются и уже находятся в работе. В России стадия промышленного освоения котлов с ЦКС только начинается. На Новочеркасской ГРЭС строится головной блок мощностью 330 МВт с прямоточным котлом паропроизводительностью 1000 т/ч. В ряде

выполненных ранее разработок программ технического перевооружения ТЭС России было показано, что технология ЦКС вполне применима для замены более, чем 200 котлов на ТЭС с поперечными связями.

Применительно к освоению российской технологии ЦКС необходимо строительство на начальном этапе опытной установки небольшой мощности – до 50 МВт (выбор мощности должен стать предметом отдельного обсуждения всех заинтересованных сторон). Данная установка необходима для полного освоения всех технологических процессов, протекающих в котле с ЦКС, всесторонней проверки технических решений и отработки конструкции узлов. Другой не менее важной функцией опытной установки является исследование отечественных топлив и известняков на предмет использования в установках ЦКС различных мощностей. Необходимо отметить, что ведущие зарубежные фирмы осваивали и совершенствовали технологию ЦКС на протяжении десятилетий. Столь длительный и скрупулезный процесс отработки технологии имеет сегодня результатом надежно работающие установки ЦКС с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. Наличие упомянутой небольшой установки – традиционная практика зарубежных фирм. Перед началом разработки котла ЦКС, проектное топливо (топлива) проходит опытное сжигание в данной установке с целью определения параметров горения. Лишь после этого начинается процесс проектирования. Учитывая опыт зарубежных фирм, созданию промышленной установки с ЦКС в России должно предшествовать создание упомянутой опытной установки. Без этого создание энергоблока ЦКС большой мощности представляется крайне рискованным. Кроме того, без такой установки освоение отечественных топлив с целью использования технологии ЦКС является проблематичным.

С учетом локализации в России производства энергетических ГТУ мощностью около 300 МВт целесообразен следующий типоразмерный ряд мощных энергетических ГТУ (МВт): 300 (289-350), 160 (150-180), 110 (100-130), 80-60. При типизации парогазовых установок целесообразно

ограничиться бинарными ПГУ с котлами-утилизаторами и схемами с одной или двумя ГТУ на одну паровую турбину. Типоразмерный ряд ПГУ с применением мощных энергетических ГТУ представлен в таблице 10.

Котлы-утилизаторы для ПГУ имеют меньшую степень ограничения по унификации в сравнении с энергетическими котлами. В принципе, для определенной мощности и для фиксированных (нормированных параметров) может быть создан ряд типовых проектов котлов-утилизаторов.

Таблица 10: Типоразмерный ряд ПГУ с применением мощных энергетических ГТУ

Мощность ГТУ, МВт	300		160		110		65	
	1	2	1	2	1	2	1	2
Число ГТУ								
Мощность паровой турбины, МВт	150	300	70	150	55	110	30	60
Мощность ПГУ, МВт	450	900	230	450	165	330	90	180

Здесь наиболее рациональным представляется следующий подход: разработка нового котла-утилизатора производится после определения объекта (площадки) под конкретный заказ. Далее проект может тиражироваться в случае отсутствия дополнительных требований Заказчика по параметрам, мощности, схемным решениям и т.д.

С учетом наработанного российскими специалистами опыта проектирования и сооружения угольных электростанций предлагается следующий типоразмерный ряд энергоблоков на ССКП (давление 28 МПа, температура первичного и вторичного пара соответственно 600/620 °С):

- 330 (350) МВт с котлами паропроизводительностью 1000 т/ч;
- 660 (700) МВт с котлами паропроизводительностью 1970 т/ч;
- 990 (1070) МВт с котлами паропроизводительностью 3000 т/ч.

Так как указанные параметры пара в российской энергетике еще не освоены, они должны фигурировать в нормативных документах наряду с освоенными (545/545; 570/570°С и 25 МПа). Причем параметры могут варьироваться в зависимости от вида топлива и других факторов. По мере освоения более высоких параметров нормативная база унифицированных параметров должна корректироваться.

Вместе с тем, целесообразно дополнить данный ряд мощностью 225 МВт (соответственно паропроизводительность котла - 640 т/ч). Несмотря на то, что данная мощность соответствует докритическому уровню давления в котле, в настоящее время она является востребованной. Это может быть объяснено сложившейся инфраструктурой на ряде энергообъектов, а также необходимостью улучшения ситуации с точки зрения резервирования мощности и регулирования частоты электросети. На данной мощности освоены повышенные параметры пара (570/570°С).

Предлагается следующий типоразмерный ряд котлов с ЦКС для блочных ТЭС и ТЭЦ с поперечными связями, унифицированный по конструкции для групп топлив:

- котлы паропроизводительностью 640 т/час с естественной циркуляцией и температурой перегрева пара 565 – 585°С для блоков 225 МВт;
- котлы паропроизводительностью 1000 т/час прямоточные с температурой перегрева пара 565 – 585°С для блоков 330 МВт;
- котлы паропроизводительностью 230 – 500 т/час с естественной циркуляцией и температурой перегрева 545 – 585°С для ТЭЦ с поперечными связями.

В рамках каждой определенной мощности энергоблока будет иметь место весьма значительная номенклатура типоразмеров котлов и котельно-вспомогательного оборудования. Это является следствием обширности номенклатуры используемых энергетических углей. Говорить о типовом (унифицированном) пылеугольном котле можно только применительно к наиболее распространенным и востребованным энергетическим углям, таким,

как, например, каменные углям марок Г и Д, отдельные марки бурых углей, экибастузские, антрациты. Причем конструкции котлов даже для широко распространенных углей могут иметь несколько унифицированных вариантов, целесообразность которых объясняется технико-экономическим аспектом (например, цена, затраты на монтаж и т.д.) либо предпочтениями Заказчика. Для котлов с ЦКС возможно создание унифицированных котлов по 3-м группам топлив.

3. Баланс перспективного спроса и предложения энергетического оборудования

Прогнозные данные по росту потребления электроэнергии, которое задает необходимые темпы ввода генерирующих мощностей, на сегодняшний день содержатся в трех документах – «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года», Генсхема и «Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года».

Ниже приведены данные о программах вводов и выводов из эксплуатации энергоблоков по направлениям генерации.

3.1. Развитие атомной электроэнергетики

На рисунке 5 представлена динамика развития атомной генерации.



Рис. 5. Динамика развития атомной генерации (источник: ЗАО «АПБЭ»)

В целях обеспечения представленной на рисунке 5 программы развития атомной генерации необходимо, соответственно, выполнить программу вводов и выводов энергоблоков атомных электростанций в объемах установленной мощности, приведенных на рисунке 6.



Рис. 6. Программа вводов и выводов в атомной генерации (ГВт)
(источник: ЗАО «АПБЭ»)

Перечень выводимых энергоблоков атомных электростанций представлен в таблице 11.

Табл. 11. Перечень выводов из эксплуатации энергоблоков атомных электростанций (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Наименование АЭС	Год вывода блоков из эксплуатации
АЭС ФГУП ГХК	2010
Нововоронежская АЭС	2016, 2017, 2021-2025
Кольская АЭС	2018, 2019, 2026-2030

Ленинградская АЭС	2018, 2020, 2021-2025, 2026-2030
Билибинская АЭС	2019, 2020, 2021-2025
Белоярская АЭС	2021-2025
Курская АЭС	2021-2025, 2026-2030
Смоленская АЭС	2026-2030
Калининская АЭС	2026-2030
Балаковская АЭС	2026-2030

География вводов представлена на Рис. 7

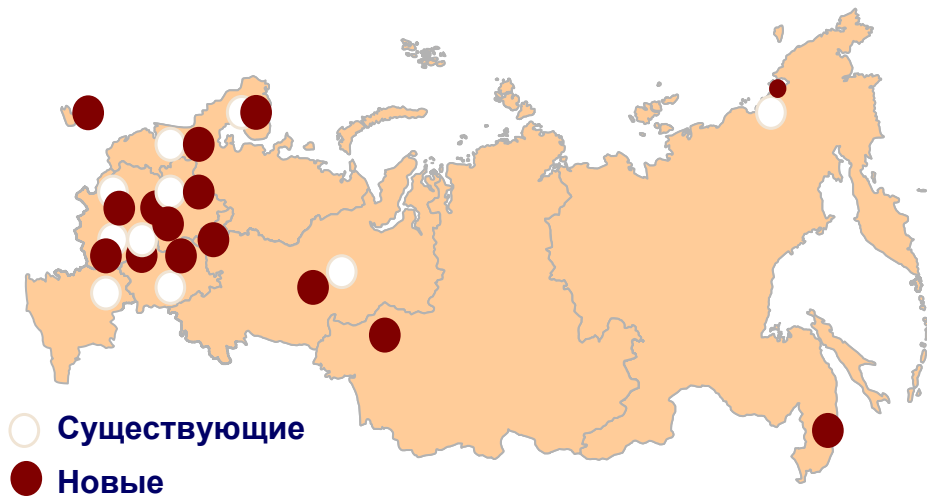


Рис. 7. География вводов энергоблоков атомных электростанций (источник: ЗАО «АПБЭ»)

3.2. Развитие гидроэлектроэнергетики

На рисунке 8 представлена динамика развития ГЭС-ГАЭС (с учетом реконструкции).



Рис. 8. Динамика развития ГЭС-ГАЭС (с учетом реконструкции)
(источник: ЗАО «АПБЭ»)

В целях обеспечения представленной на рисунке 8 программы развития гидроэнергетики необходимо, соответственно, выполнить программу вводов энергоблоков ГЭС и ГАЭС в объемах установленной мощности, приведенных на рис. 9.

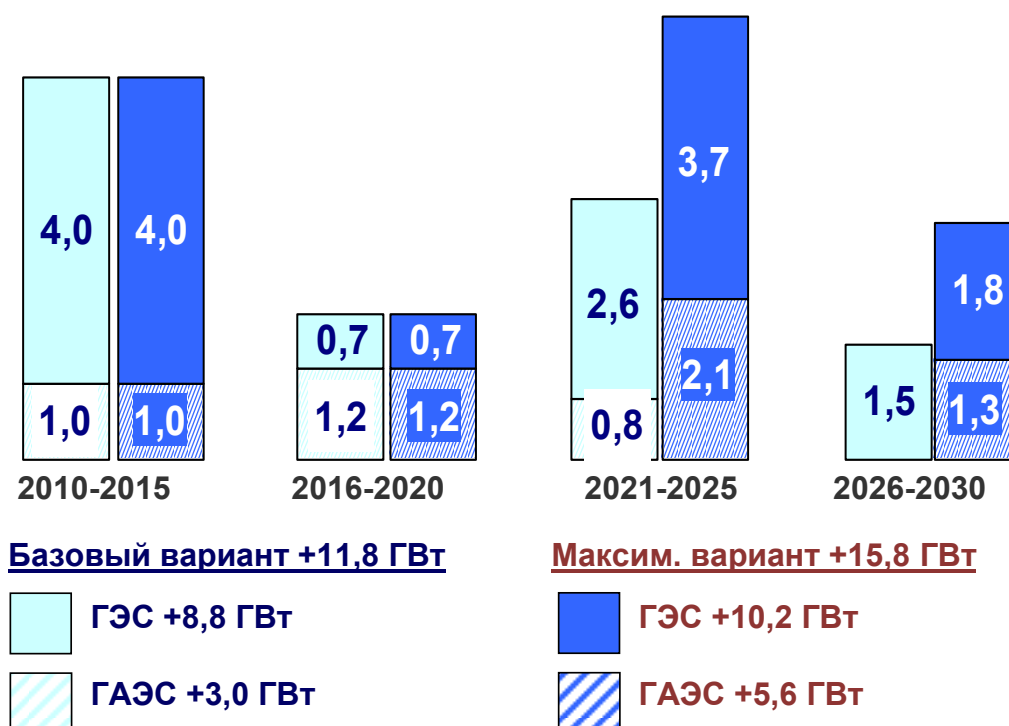


Рис. 9. Программа новых вводов энергоблоков ГЭС и ГАЭС (ГВт)
(источник: ЗАО «АПБЭ»)

Перечень наиболее крупных вводов представлен в таблице 11.

Табл. 11. Перечень наиболее крупных вводов ГЭС и ГАЭС (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Наименование ГЭС-ГАЭС	Мощность на 2030 г.
Ленинградская ГАЭС	1560 МВт
Загорская ГАЭС 2	840 МВт
Центральная ГАЭС	2600 МВт
Мокская ГЭС	1200 МВт
Богучанская ГЭС	3000 МВт
Первая ГЭС Нижне-Ангарского каскада	1082 МВт
Усть-Среднеканская ГЭС	570 МВт
Канкунская ГЭС	1200 МВт

География вводов представлена на рисунке 10.

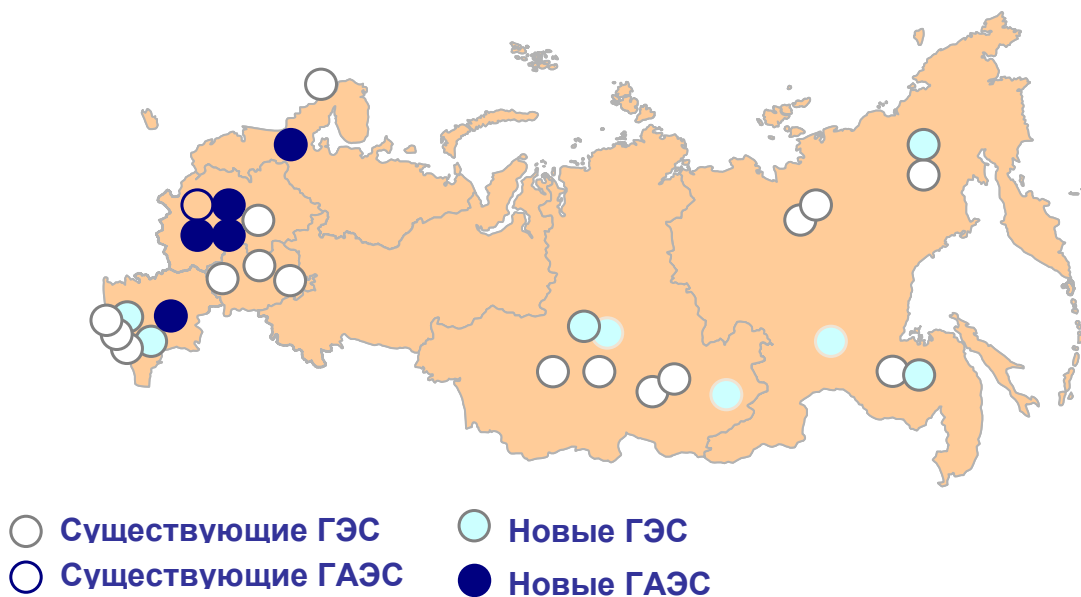


Рис. 10. География вводов новых ГЭС и ГАЭС (источник: ЗАО «АПБЭ»)

3.3. Развитие теплоэлектроэнергетики

На рисунке 11 представлена динамика развития ТЭС (с учетом реконструкции).



Рис. 11. Динамика развития ТЭС (с учетом реконструкции) (источник: ЗАО «АПБЭ»)

В целях обеспечения представленной на рисунке 11 программы развития теплоэлектроэнергетики необходимо, соответственно, выполнить программу новых вводов и выводов энергоблоков ТЭС в объемах установленной мощности, приведенных на рисунке 12.

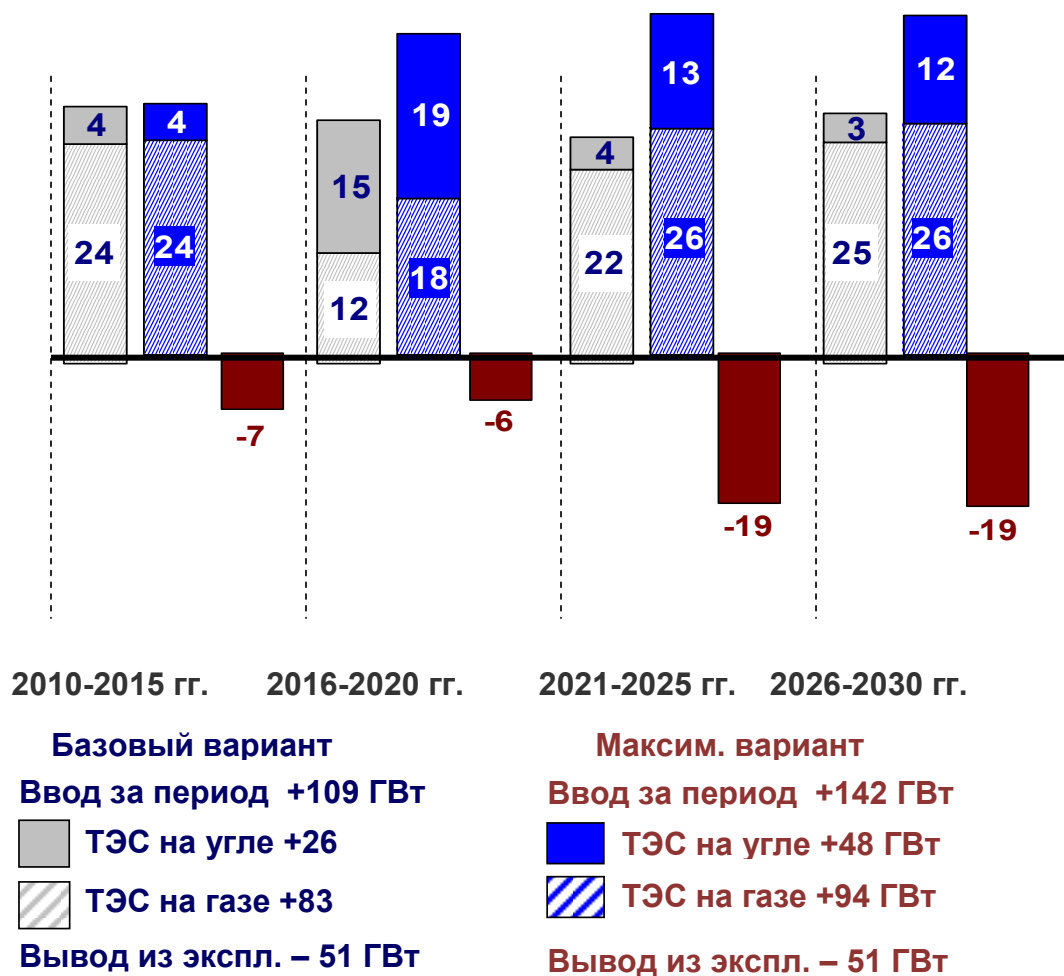


Рис. 12. Программа новых вводов и выводов энергоблоков теплоэнергетики (ГВт) (источник: ЗАО «АПБЭ»).

География размещения ТЭС представлена на рисунке 13.

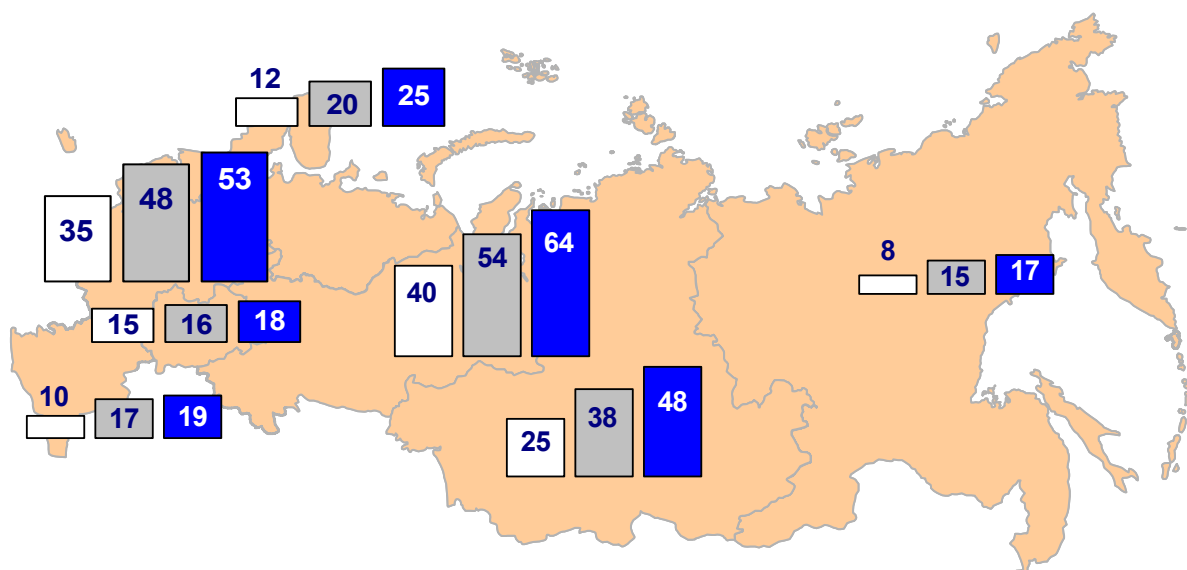


Рис. 13. География размещения ТЭС (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Вводы мощностей в соответствии с договорами о предоставлении мощностей (ДПМ) согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 11.08.2010г. №1334-р представлены на рисунке 14.

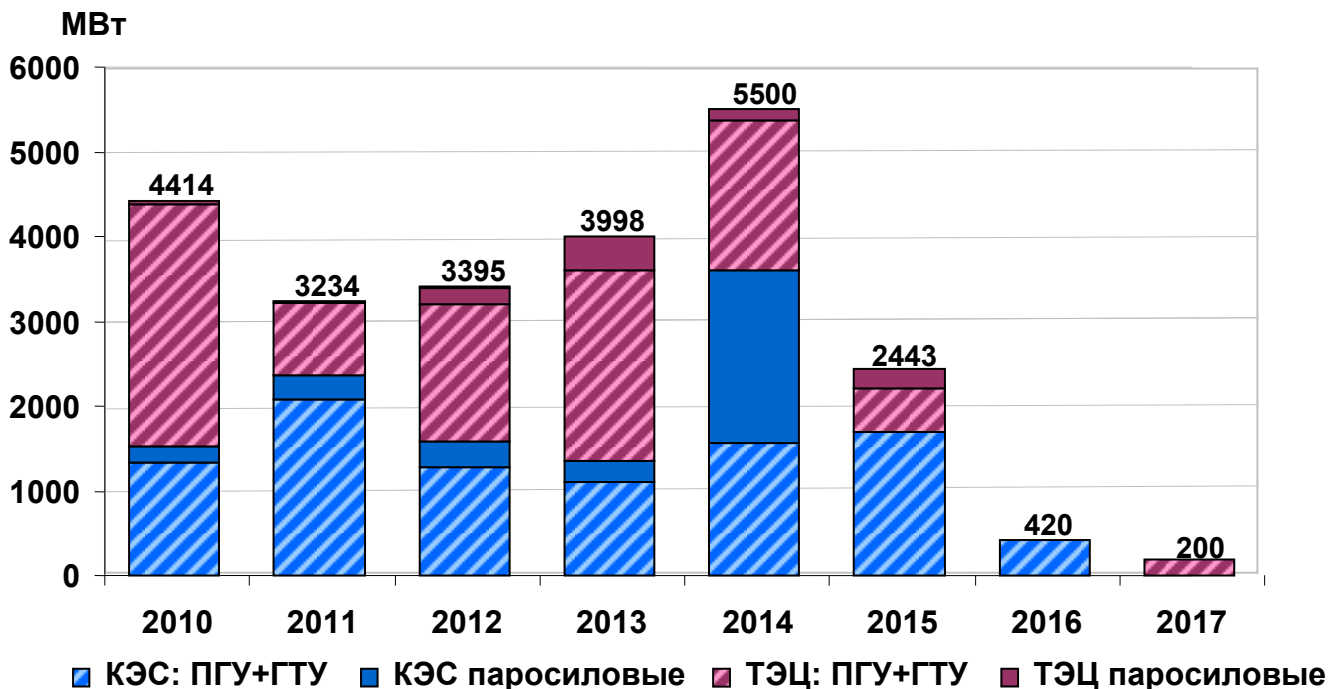


Рис. 14. Вводы мощности в соответствии с ДПМ (источник: ЗАО «АПБЭ»)

3.4. Стратегические направления модернизации энергетического оборудования электроэнергетики

3.4.1. Атомная электроэнергетика

Современная атомная электроэнергетика, производя до 16% общей выработки электроэнергии, играет заметную, но далеко не основную роль в энергообеспечении России. Между тем, возрастающие экологические, экономические и геополитические проблемы доминирующей сегодня энергетики на основе органического топлива требуют поиска путей существенного расширения роли атомной электроэнергетики с превращением её в один из основных источников энергии третьего тысячелетия.

Масштабы использования ядерной энергии и сегодня, и в будущем определяются как внешними условиями (рост потребности общества в энергетических услугах, степень обострения проблем с органическим топливом, сырьевой потенциал ядерной энергетики), так и собственными показателями атомной электроэнергетики в части безопасности, использования сырьевых ресурсов, решения проблемы отходов ядерного топлива, нераспространения и, в конечном счете, её экономической эффективности в выработке энергетических услуг различных видов (электроэнергии, промышленной и бытовой теплоты, транспортного топлива).

Современные АЭС безопасны, экологически привлекательны и, без учета так называемых «отложенных проблем», вырабатывают конкурентоспособную электроэнергию.

Сегодня атомная электроэнергетика и России, и мира базируется на технологиях тепловых водяных реакторов и открытого топливного цикла.

Однако существующая технологическая база по ряду причин не может быть положена в основу крупномасштабной атомной электроэнергетики как энергосистемы будущего. Три хорошо известные проблемы препятствуют этому:

- низкая эффективность полезного использования добываемого природного урана – менее 1%, сырьевая ограниченность;
- разомкнутость топливного цикла с необходимостью организации долговременного хранения непрерывно возрастающего количества ядерных материалов;
- ограниченное использование атомной энергии - только для производства базовой электроэнергии.

Научные, конструкторские и технологические работы по поиску путей решения отмеченных проблем ведутся уже более полувека по ряду направлений. Одним из самых перспективных направлений с начала 50-х годов стала разработка технологий замкнутого топливного цикла ядерной энергетики с реакторами-размножителями на быстрых нейтронах, что

включает изготовление смешанного уран-плутониевого топлива, переработку отходов ядерного топлива и многократное использование (рециклинг) топлива в быстрых реакторах. Кроме того, длительное время ведутся разработки по расширению сферы применения атомной энергии для неэлектрических целей, включая производство водородного топлива. Именно такие технологии, доведенные до коммерческого уровня, могут составить основу новой технологической платформы ядерной энергетики 21 века.

Принципиальное свойство новой технологической платформы - это переход на использование в качестве сырья - вместо ископаемого ограниченного по ресурсам природного урана – на использование плутония, накапливаемого в отходах ядерного топлива, в смеси с обеднённым ураном, накопленного в огромных количествах в отвалах обогатительного производства.

Достигнутые к настоящему времени результаты обеспечивают России лидирующие позиции в технологической готовности к инновационному развитию своей ядерной энергетики.

Будущее атомной энергетики России зависит от решения трёх главных задач:

- поддержание безопасного и эффективного функционирования действующих АЭС и их топливной инфраструктуры;
- постепенное замещение действующих АЭС энергоблоками традиционных типов повышенной безопасности (третье поколение), осуществление на их основе в последующие 20-30 лет умеренного роста установленной мощности атомных энергоблоков и увеличения экспортного потенциала АЭС;
- разработка и внедрение в промышленных масштабах ядерной энерготехнологии, отвечающей требованиям крупномасштабной энергетики по экономике, безопасности и топливному балансу.

Структура атомной электроэнергетики России будет в значительной степени определяться масштабами ее востребованности. При умеренном росте

установленной мощности АЭС атомная электроэнергетика России останется в течение ближайших десятилетий практически однокомпонентной с незначительной энергетической долей быстрых реакторов. В случае интенсивного развития атомной электроэнергетики решающую роль в ней станут играть быстрые реакторы.

Формат развития атомной электроэнергетики до 2020г. определен Генсхемой, согласно которой предполагается введение 26 новых крупных атомных энергоблоков (более 1000 МВт единичной мощности), а также ряда блоков средней и малой мощности. Помимо ввода новых мощностей Генсхема предполагает реализацию до 2015 года программы повышения выработки электроэнергии на действующих блоках (форсаж мощности, повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и КПД). Одновременно до 2020 года 4 ГВт атомных мощностей будут выведены из эксплуатации в силу исчерпания своего ресурса.

Ключевым направлением стратегии в области инжиниринговой деятельности, направленным на обеспечение технологического лидерства в 2020-2030 гг., состоит в развитии технологии ядерной системы паропроизводства (ЯСПП) с реактором на быстрых нейтронах. Концепция быстрого реактора с плотным нитридным топливом и жидкометаллическим теплоносителем является наиболее перспективной для создания базы новой ядерной энерготехнологии с внутренне присущей безопасностью. Философия внутренне присущей безопасности связывает достижение безопасности не столько с наращиванием инженерных средств и требований для уменьшения вероятности тяжелых аварий, сколько с физическими и химическими качествами и закономерностями, присущими цепной реакции, топливу, теплоносителю и позволяющими детерминистическим образом исключить возникновение или развитие аварий с катастрофическими последствиями.

Принцип внутренне присущей безопасности должен быть распространён на весь топливный цикл с учетом проблемы радиоактивных отходов и режима нераспространения и включать в себя:

- детерминистическое исключение тяжелых реакторных аварий и аварий на предприятиях ядерного топливного цикла;
- трансмутационный замкнутый ядерный топливный цикл с фракционированием продуктов переработки отходов ядерного топлива;
- технологическую поддержку режима нераспространения.

Базой российского инжиниринга ЯСПП является технология ВВЭР, которая при наличии ряда особенностей относится к наиболее распространенной в мире технологии PWR. Стратегия предполагает модернизацию и унификацию существующих проектов АЭС, оформление технологии ВВЭР как базовой и формирование единого «держателя» и разработчика технологии (сейчас она «распределена» между более чем 10 различными НИИ и КБ). Решению этой задачи посвящен проект «АЭС-2006», начатый Росатомом в 2005 году. Он является основой для реализации Генсхемы и программы серийного строительства АЭС до 2020 года.

Специфика локальных энергетических рынков и глобальная конкуренция требуют расширения российского предложения и создания конкурентоспособных ядерных энергоблоков средней (до 650 МВт) и малой (до 100 МВт) мощности. На решение этой задачи направлен проект «АЭС-2009», предполагающий ревизию ряда традиционных решений технологии ВВЭР для сокращения сроков строительства и уменьшения эксплуатационных расходов.

Краткосрочные задачи (2011-2015 гг.) состоят в формировании технической базы, которая позволит решить проблему энергообеспечения страны на освоенных реакторных технологиях с безусловным развитием инновационных технологий:

1. Повышение эффективности, модернизация, продление срока службы действующих реакторов;
2. Достройка ранее начатых энергоблоков;
3. Обоснование работы реакторов в режиме маневренности и разработка систем поддержания работы АЭС в базовом режиме;

4. Сооружение новых энергоблоков следующего поколения, включая энергоблок с быстрым реактором БН-800 с одновременным созданием пилотного производства МОХ топлива.

5. Разработка программ регионального атомного энергоснабжения на базе АЭС малой и средней мощности;

6. Развертывание программы работ по замыканию ядерного топливного цикла по урану и плутонию для решения проблемы неограниченного топливообеспечения и обращения с радиоактивными отходами и отходами ядерного топлива;

7. Развертывание программы использования ядерных энергоисточников для расширения рынков сбыта помимо электричества (теплофикация, теплоснабжение, производство энергоносителей, опреснение морской воды);

8. Сооружение энергоблоков в соответствии с Генсхемой

Среднесрочные задачи (2015-2030 гг.) заключаются в расширении масштабов атомной электроэнергетики и освоение инновационных технологий реакторов и топливного цикла:

1. Сооружение энергоблоков в соответствии с Генсхемой;

2. Разработка и внедрение инновационного проекта ВВЭР третьего поколения;

3. Вывод из эксплуатации и утилизация энергоблоков первого и второго поколений и замещение их установками третьего поколения;

4. Формирование технологической базы для перехода к крупномасштабной ядерной энергетике:

- развитие радиохимического производства по переработке топлива;
- опытная эксплуатация демонстрационного блока АЭС с быстрым реактором и опытными производствами топливного цикла с внутренне присущей безопасностью;
- опытная эксплуатация прототипного блока ГТ-МГР и производство топлива для него (в рамках международного проекта);

- сооружение объектов малой энергетики, включая стационарные и плавучие энергетические и опреснительные станции.

- разработка высокотемпературных реакторов для производства водорода из воды.

Долгосрочные задачи (2030-2050 гг.) состоят в развертывании инновационных ядерных технологий, формирование многокомпонентной ядерной и водородной энергетики:

1. Создание инфраструктуры крупномасштабной ядерной энергетики.

2. Сооружение демонстрационного блока АЭС с тепловым реактором с торий-урановым циклом и его опытная эксплуатация.

В атомном энергопромышленном комплексе необходимо обеспечить следующее:

- развитие российского атомного энергетического машиностроения до уровня глобального игрока в области энергетики и ядерного бизнеса, обеспечивающего потребности мирового и российского рынка конкурентной продукции и услугами с высокой добавленной стоимостью при соблюдении всех требований экологии и безопасности;

- рост установленной мощности атомной энергетики к 2012-2015 годам - до 28-36 ГВт и к 2020 году - до 50-53 ГВт;

- поэтапный переход, начиная с 2020 года, к новой технологической платформе на базе реакторов на быстрых нейтронах с замкнутым топливным циклом;

- расширение мощностной линейки АЭС, включая АЭС малой и средней мощности для энергоснабжения изолированных энергозон России и развивающихся экономик мира;

Перспективы развития атомной энергетики определены в следующих устанавливающих документах:

- «Программа деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009 - 2015 годы)»

(Постановление Правительства Российской Федерации от 20 сентября 2008 г. № 705)

- Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года» (Постановление Правительства Российской Федерации от 06 октября 2006 г. № 605).

- «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р).

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривает доведение доли атомной генерации в энергосистеме страны до уровня 19,7% от общего объема к 2030 году, обеспечение развития атомного энергопромышленного комплекса для гарантированного энергоснабжения населения и отраслей экономики, позволяет создать условия для привлечения инвестиций в отрасль и реализовать программу строительства энергоблоков с темпом ввода не менее 2 ГВт в год, а также увеличить долю участия российских предприятий на мировом рынке продукции и услуг ядерного энергетического комплекса.

Масштабы развития АЭС до 2020 года определены, исходя из прогнозируемых Росатомом возможностей энергомашиностроения по ежегодному выпуску основного (реакторного) оборудования АЭС, с типовым энергоблоком ВВЭР-1200 МВт и возможностей атомного строительного энергокомплекса по параллельному вводу основного оборудования на разных площадках.

При разработке Генсхемы выбор предпочтительных районов размещения этих АЭС осуществлялся, исходя из условий:

- балансовой необходимости увеличения мощности в разных энергозонах;
- минимизации затрат на сетевое строительство для выдачи мощности АЭС в пределах каждой энергозоны;

• сравнительной эффективности АЭС и альтернативных источников в каждой энергозоне.

На рисунке 15 приведены соответствующие этим условиям вводы мощности АЭС на территории основных энергозон в период до 2020 года для базового варианта.

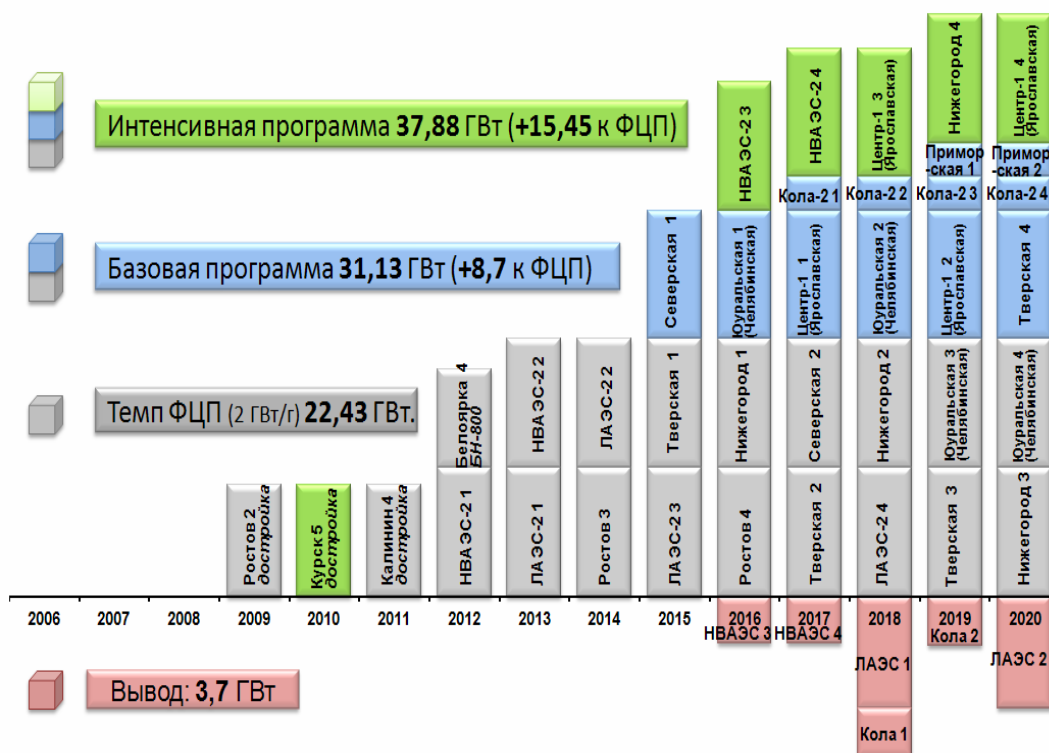


Рис. 15. Заявленный ввод энергоблоков АЭС до 2020г.

3.4.2. Гидроэлектроэнергетика

Основными направлениями технической политики для действующих и модернизируемых, а также планируемых к созданию и вводу в эксплуатацию новых гидроэнергетических объектов на период до 2030 года, следует считать:

- преодоление в возможно короткий временной период допущенного отставания в модернизации и техническом перевооружении объектов гидроэнергетики с длительным сроком эксплуатации;

- замену устаревшего основного и вспомогательного оборудования на новое, в т.ч. на Саяно-Шушенской ГЭС, отвечающее современным техническим, эксплуатационным и экологическим требованиям, прежде всего

по надежности и расширенному диапазону регулирования частоты вращения, и обеспечивающим повышение экономического уровня и надежности эксплуатации объектов;

- переоснащение систем автоматического управления, мониторинга и диагностики гидроэнергетического оборудования на основе новой элементной базы и информационных технологий;

- замена гидроагрегатов с экономически обоснованным изменением единичной мощности и увеличением КПД;

- выполнение превентивных мероприятий по обеспечению безопасности и надежности гидротехнических сооружений;

- модернизация систем мониторинга оборудования и мониторинга состояния напорных гидротехнических сооружений с длительным сроком эксплуатации, оснащение сооружений современной контрольно-измерительной техникой.

- проведение поэтапных мероприятий с целью исключения запертой мощности ГЭС Сибирского региона, преимущественно для покрытия неравномерности суточного графика нагрузки.

При управлении жизненным циклом основных фондов необходимо предусматривать дифференцированный подход, зависящий от срока службы, физического и морального износа элементов оборудования и сооружений, условий эксплуатации.

Основными направлениями технической политики для новых гидроэнергетических объектов на период до 2030 года следует рассматривать:

- выбор створов и компоновки гидроузлов с учетом минимизации воздействия на окружающую среду, социальную и природную среды и экологию территорий;

- выбор энергетических параметров ГЭС, обеспечивающих снятие ограничений на использование энергетического оборудования во всем диапазоне водно-энергетических параметров гидроузла;

- ввод крупных гидроэнергетических комплексов в Сибирском и Дальневосточном регионах, в том числе Эвенкийской ГЭС, с учетом передовых технических решений и развития отечественного энергомашиностроения: гидроагрегатов единичной мощностью 800-1000 МВт, гидроагрегатов с переменной частотой вращения, гидроагрегатов для ПЭС.

- разработка высокоэффективного, надежного и экологически безопасного оборудования, в том числе позволяющего предоставлять системные услуги;

- создание надежных в эксплуатации гидротехнических сооружений, за счет применения экономически эффективных технологий и материалов;

- ввод регуляторов мощности гидроаккумулирующего типа (ГАЭС и ГЭС-ГАЭС) для покрытия суточной неравномерности графика нагрузки в Европейской части России и Урала;

- создание нормативной базы рынка системных услуг для обеспечения энергетической безопасности и энергетической эффективности гидроэнергетических предприятий ГЭС и ГАЭС. Условием обеспечения экономической эффективности строительства и эксплуатации ГАЭС является развитие рынка системных услуг;

- применение новых прогрессивных конструктивных решений и технологий эксплуатации на существующих и проектируемых к созданию гидроагрегатах, обеспечивающих повышение КПД, улучшение экологии, снижение пожароопасности.

Основное гидрогенерирующее оборудование должно иметь срок эксплуатации не менее 40 лет, продолжительность эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет, число пусков, не ограничивающее возможность участия станции в системном регулировании.

Конструкция гидротурбинного оборудования должна учитывать:

- использование рабочих колес, исключая протечки экологически опасных жидкостей в проточную часть;

- применение самосмазывающихся материалов в узлах трения механизмов кинематики;

- применение масляных подшипников турбин с эластичными металлопластмассовыми сегментами, как более прогрессивных конструкций;

- применение современных систем мониторинга и диагностики состояния гидротурбин;

- применение современных систем регулирования и автоматического управления с учетом современных достижений в области гидропривода, микроэлектроники и информационных технологий. Система регулирования должна соответствовать требованиям МЭК (IEC) 60308 (при обеспечении возможности ручного управления гидротурбиной);

- использование кавитационно и коррозионно-стойких материалов в рабочих органах гидротурбин, находящихся в проточном тракте, и участках проточного тракта, подверженных динамическому и кавитационному воздействию;

- изготовление камер рабочих колес из кавитационно и коррозионно-стойких материалов без отъемного сегмента и рассчитанных на полное восприятие нагрузки без передачи на бетон.

Также необходимо разработать следующие проектно-конструкторские решения:

- решения по максимальному использованию нержавеющей сталей в конструкции турбин;

- решения по переходу на более высокое давление систем управления;

- решения по уменьшению протечек воды через закрытый направляющий аппарат;

- новые проточные части для реконструируемых гидротурбин, обеспечивающих повышение КПД и технически-обоснованное повышение мощности;

- проточные части гидротурбин для новых ГЭС, обеспечивающих мировой уровень по КПД, кавитации и быстроходности;

- конструкции гидротурбинного оборудования предельных параметров, мощностью 1000МВт (Эвенкийская ГЭС);

- конструкции гидротурбинного оборудования и системы автоматического управления для работы в условиях изменяемой частоты вращения;

- конструкции высокоэффективных насос-турбин с постоянной и изменяемой частотами вращения с применением асинхронизированных генераторов или для сети постоянного тока; конструкций предтурбинных затворов (цилиндрических), повышающих эффективность ГАЭС;

- гидротурбинное оборудование для приливных электростанций (ПЭС), сооружаемых с помощью наплавных блоков, совместно с электротехническими предприятиями (генератор) и разработчиками мультипликаторов большой мощности (10-20МВт);

Гидромеханическое оборудование должно иметь срок эксплуатации не менее 25 лет со сроком службы антикоррозионного покрытия не менее 15 лет. Перспективным направлением является применение облегченных конструкций затворов и сороудерживающих решеток.

3.4.3. Теплоэлектроэнергетика

На основании анализа данных о программах вводов и выводов из эксплуатации энергоблоков по направлениям генерации можно сформулировать стратегические направления, основные принципы модернизации энергетического оборудования, которые необходимо реализовать в рамках Стратегии:

1. Переход на парогазовый цикл, вывод из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования.

2. Освоение выпуска газовых турбин мощностью 65-350 МВт и ПГУ на их основе 400-800 МВт.

3. Развитие систем когенерации на базе ПГУ-ТЭЦ.

4. Переход на чистые угольные технологии (в т.ч. на угольные энергоблоки мощностью 330 и 660 МВт на суперсверхкритических параметрах пара, ПГУ с газификацией углей).

5. Применение новейших технологий, минимизация типоразмерного ряда энергетического оборудования, модульные поставки, типовое проектирование.

6. Совершенствование следующих экономических и административных механизмов реализации Стратегии:

- обеспечение перехода на заключение долгосрочных контрактов на поставку продукции энергетического машиностроения, развитие долгосрочного рынка мощности;

- реализация долгосрочных договоров государства с предприятиями электроэнергетики на предоставление мощности (ДПМ);

- постепенное повышение цен на газ для обеспечения перехода на преимущественное развитие угольных технологий;

- повышение экологических платежей для обеспечения снижения вредных выбросов предприятий электроэнергетики и развития чистых технологий и ВИЭ;

- принятие технических регламентов, определяющих требования к эффективности энергетического оборудования, в том числе предельные сроки эксплуатации устаревшего оборудования;

- разработка и принятие программы модернизации электроэнергетики, реализующей и конкретизирующей положения Генсхемы применительно к модернизации оборудования действующих электростанций.

При освоении производства отечественных образцов газотурбинного оборудования с исследованием режимов работы и доработкой отдельных его узлов необходимо проводить длительные полномасштабные испытания головных образцов на опытно-промышленных установках или специальных испытательных стендах. Для успешного освоения новых образцов современного энергетического оборудования необходимо предусмотреть

создание на отечественных энергомашиностроительных предприятиях собственных испытательных стендов с обеспечением их соответствующим финансированием.

В целях реализации указанных стратегических направлений в 2010-2015 годах необходимо создать следующие демонстрационные (пилотные) проекты:

- разработка и освоение отечественных ГТУ мощностью 65МВт, 270МВт и 350 МВт и ПГУ на их основе с КПД 60%.
- разработка и освоение модульных одновалвных ПГУ_ТЭЦ мощностью 40МВт, 100МВт и 170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200-1500 кВтч/Гкал с коэффициентом использования топлива 85-86%.
- разработка и освоение тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4-5 в системах теплоснабжения;
- разработка и освоение чистых угольных технологий для выработки электроэнергии и тепла с реализацией следующих проектов (Таблица 12):

Табл.12. Ввод энергоблоков, работающих на чистых угольных технологиях (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Наименование технологии	Место внедрения	Срок освоения
Угольный блок Нэл.=660 МВт на суперкритические параметры пара	Татауровская ГРЭС Ерковецкая ГРЭС	2015
Угольный блок Нэл.=330 МВт на суперкритические параметры пара	Алтайская КЭС (ТЭЦ-22 Мосэнерго)	2015

Угольный блок Нэл.=900-1000 МВт на КАУ на суперкритические параметры пара	Берёзовская ГРЭС, блок № 4	2015
Современные технологии газоочистки по улавливанию SO ₂ , NO _x , золовых частиц для действующих угольных блоков 200-800 МВт (снижение NO _x <200 мг/м ³ , SO ₂ <200 мг/м ³ , зол. част. < 10-30 мг/м ³)	Рефтинская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Череповецкая ГРЭС, Каширская ГРЭС, Верхне-Тагильская ГРЭС	2015
Угольный блок с ЦКС мощностью 330 МВт на СКД параметрах пара	Новочеркасская ГРЭС	2012
Опытно-промышленная ПГУ с газификацией углей Нэл.=200 МВт для выработки электроэнергии и тепла	(ТЭЦ-17 Мосэнерго)	2016
Опытно-промышленная ПГУ с газификацией углей Нэл.=20 МВт для выработки электроэнергии и тепла	КЭС, Закамская ТЭЦ	2015
Опытная энергетическая установка Нэл.=50 МВт с улавливанием CO ₂ из цикла и его последующим захоронением	На одной из ТЭС Поволжья, вблизи расположения нефтепромыслов	2015

Большая работа предстоит в рамках Стратегии по модернизации и техническому перевооружению устаревших угольных ТЭС, в структуре топлива которых отсутствует газ (Таблица 13).

Таблица 13. Техническое перевооружение устаревших угольных ТЭС, в структуре топлива которых отсутствует газ (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Кол-во блоков	Кол-во ТЭС		
2 7 12	1 3 4	Энергоблоки К-800-23,5; К-500-23,5; К-300-23,5)*	Повышение температуры пара до 565°С / 565°С. Модернизация основного и вспомогательного оборудования, совершенствование тепловой схемы, реконструкция котлов, повышение КПД до 41-42%. Вариант - замещение энергоблоками ССКП с КПД до 44%.
22 -	6 -	Энергоблоки К-200-12,8 ; ПСУ 150 МВт и ниже)*	Модернизация энергоблоков с повышением температуры пара до 565°С (при пылевидном сжигании) с КПД до 40-41%. Варианты: замещение энергоблоками ЦКС, КПД > 40%; замещение энергоблоками ССКП с КПД до 44%.
212	55	Оборудование ТЭС с давлением пара Рп = 12,8 МПа и ниже)*	Модернизация основного и вспомогательного оборудования, совершенствование тепловой схемы, и повышение КПД 40-41% в конденсационном режиме. Вариант – котлоагрегаты ЦКС с КПД 39-41%

)* газ в структуре топлива отсутствует

Предлагается поэтапная стратегия замещения морально устаревшего оборудования угольных ТЭС, в структуре топлива которых имеется газ (Таблица 14).

Таблица 14. Техническое перевооружение устаревших угольных ТЭС, в структуре топлива которых имеется газ (источник: ЗАО «АПБЭ»)

Кол-во блоков	Кол-во ТЭС		
17 16 -	3 5 -	Энергоблоки К-300-23,5; К-200-12,8; ПСУ 150 МВт и ниже.)**	<p>І этап: Замещение газовых ПСУ на ПГУ мощностью 400-450 МВт с КПД 51-57% (до 2020г.).</p> <p>ІІ этап: Переход на ВЦГ и замещение прир. газа синтез-газом с КПД до 50-51% (после 2020 г.).</p> <p>Вариант - замещение энергоблоками СКП с КПД до 44%.</p>
258	63	Оборудование ТЭС с давлением пара Рп = 12,8 МПа и ниже.)**	<p>І этап: Замещение газовых ПСУ на ПГУ мощностью 100МВт, 170МВт и 325 МВт с КПД 51-53% в конденсационном режиме.</p> <p>ІІ этап: Переход на ВЦГ и замещение природного газа синтез-газом с КПД 49-51 % в конденсационном режиме.</p> <p>Вариант - замещение энергоблоками ЦКС с КПД 39-41%.</p>

)** газ в структуре топлива имеется

3.4.4. Развитие распределенной генерации и ВИЭ

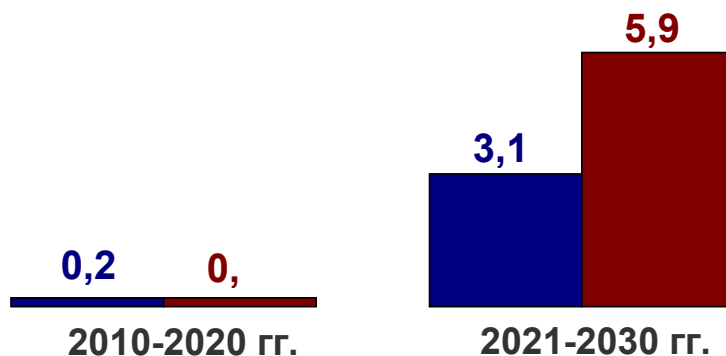
Потребность во вводах новых генерирующих мощностей складывается из большой (общесистемной) генерации и распределенной генерации.

К общесистемной генерации относятся электростанции мощностью свыше 25 МВт, расположенные вдали от потребителей.

К распределенной генерации относятся тепловой электростанции мощностью до 25 МВт и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), расположенные в непосредственной близости от потребителей.

Объем вводов распределенной генерации оценивается в объеме 5% от суммарной потребности во вводах.

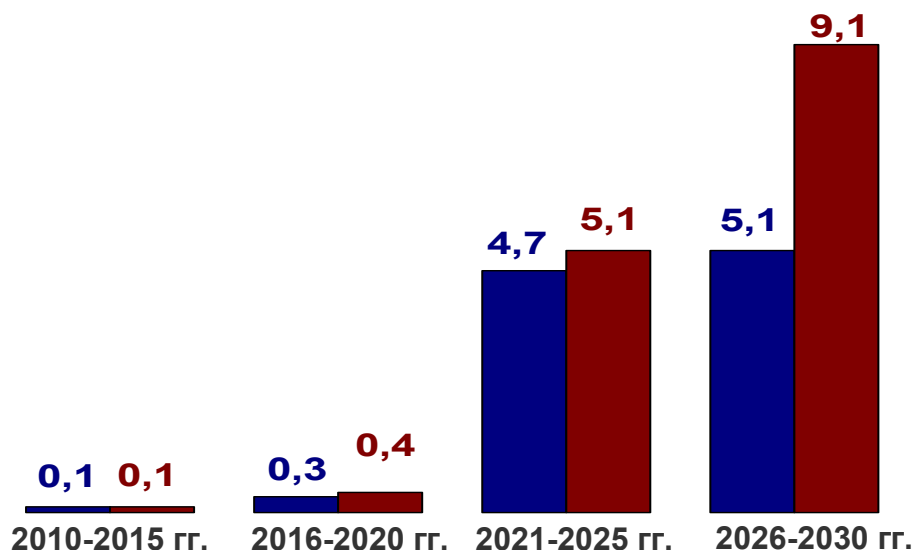
На рисунке 16 приведена программа новых вводов энергоблоков малой мощности.



Суммарный ввод за период 2010-2030 гг.:
базовый вариант 3,3 ГВт
максимальный вариант 6,1 ГВт

Рис. 16. Программа новых вводов ГТУ_ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ малой мощности (ГВт) (источник: ЗАО «АПБЭ»)

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 №1-р объем производства электроэнергии с использованием ВИЭ к 2020 году должен достигнуть 4,5% от суммарной выработки электроэнергии, или 14,3 ГВт (Рисунок 17).



Суммарный ввод за период 2010-2030 гг.:
базовый вариант 6,1 ГВт
максимальный вариант 14,3 ГВт

Рис. 17. Программа новых вводов энергоблоков ВИЭ (ГВт) (источник: ЗАО «АПБЭ»)

К ВИЭ относятся малые ГЭС; ветроэлектрические станции; приливные, геотермальные, тепловые, использующие биомассу в качестве одного из топлив; солнечные электростанции.

В соответствии с проектом Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030г., разрабатываемой ОАО «ЭНИН», до 2030 года должны быть реализованы всего лишь демонстрационные проекты солнечной электростанции (СЭС) мощностью 1 МВт с использованием фотоэлементов с КПД до 30-36% и ветровой электростанции (ВЭС) мощностью 1 МВт и выше с ортогональными машинами.

Широкому внедрению ВИЭ препятствует ряд проблем. Основной проблемой при производстве электроэнергии на основе использования ВИЭ является изменчивость во времени таких источников энергии, как солнечное излучение, ветер, приливы, сток малых рек, тепло окружающей среды. Если, например, изменение энергии приливов строго циклично, то процесс поступления солнечной энергии, хотя в целом и закономерен, содержит, тем не менее, значительный элемент случайности, связанный с погодными условиями. Еще более изменчива и непредсказуема энергия ветра. Электроэнергия же представляет собой весьма специфический вид продукции, который должен быть потреблен в тот же момент, что и произведен. Ее нельзя отправить «на склад», как уголь, нефть или любой другой продукт или товар, поскольку фундаментальная научно-техническая проблема аккумуляирования электроэнергии в больших количествах пока не решена, и нет оснований полагать, что она будет решена в обозримом будущем. Для малых автономных ветровых и солнечных энергоустановок возможно и целесообразно применение электрохимических аккумуляторов, но при производстве электроэнергии за счет этих нерегулируемых источников в промышленных масштабах возникают трудности, связанные с невозможностью постоянного сопряжения производства электроэнергии с ее потреблением (с графиком нагрузки). Достаточно мощная распределенная система генерации

электроэнергии и распределенные интеллектуальные системы управления, включающая также ветроэлектрические установки (ВЭУ) или ВЭС и СЭС, может компенсировать изменения мощности этих станций. Таким образом, решение задачи интеграции энергоустановок, использующих ВИЭ, с единой энергетической системой России имеет два аспекта: технический и организационный (нормативно-правовой).

В целом использование ВИЭ в мире приобрело ощутимые масштабы и устойчивую тенденцию к росту, и сам факт роста не подвергается сомнению. Различные виды ВИЭ находятся на разных стадиях освоения, наибольшее применение получил самый изменчивый и непостоянный вид энергии - ветер.

Анализ состояния машиностроительной отрасли для нужд ветроэнергетики России показал:

1. При изготовлении ВЭУ можно использовать без доработок и изменений следующие комплектующие и материалы, производимые отечественной промышленностью: трансформаторы, вентиляторы и нагревательные элементы системы кондиционирования, чугун, стальной прокат, крепеж, кабельную продукцию, лакокрасочные покрытия и другие мелкие изделия.

2. С доработками и изменениями можно использовать следующие изделия российской промышленности: высокооборотные генераторы, преобразователи частоты, приводы поворота лопастей и гондолы.

3. С проведением полного цикла проектирования и изготовления (ОКР, испытания, сертификация, организация и подготовка производства) на российских предприятиях можно организовывать производство следующих изделий: лопасти, ступицы, низко- и среднеоборотные генераторы, среднеоборотные мультипликаторы, корпуса гондол, обтекатели, башни.

4. Проведение НИОКР в области материаловедения и машиностроения, разработка отечественного станочного оборудования, создание (реорганизация) производственных цехов и участков позволит организовать в России выпуск следующих изделий: высокооборотных мультипликаторов,

муфт, подшипников лопастей и опорно-поворотных устройств, упругих втулок и подвесок мультипликаторов и генераторов, тормозов ветроколес и опорно-поворотных устройств.

Таким образом, комплексное удовлетворение потребностей ветроэнергетики со стороны машиностроения включает в себя работы, связанные с научными исследованиями, реорганизацией машиностроительных предприятий, освоением выпуска новых материалов и изделий, а также оснащением новыми видами станочного оборудования.

Второе место по объему применения занимает геотермальная энергетика. ГеоТЭС вполне конкурентоспособны по сравнению с традиционными топливными электростанциями. Однако ГеоТЭС географически привязаны к месторождениям парогидротерм или к термоаномалиям, которые распространены отнюдь не повсеместно, что ограничивает область применения геотермальных установок.

Для внедрения ГеоТЭС и подготовки машиностроительного комплекса для производства комплектующих и агрегатов необходимо проведение НИОКР в области материаловедения и машиностроения:

1. Теоретические и экспериментальные исследования осаждения твердых частиц на металлических поверхностях;
2. Экспериментальные исследования образования твердых отложений в паропроводе ГеоЭС;
3. Исследования образования твердых отложений в проточной части геотермальных турбин;
4. Разработка механизмов предотвращения образования твердых отложений в проточных частях геотермальных турбин;
5. Разработка метода предотвращения образования отложений в линиях реинжекции.

Задачи по внедрению ГеоТЭС, также как и комплексное удовлетворение потребностей ветроэнергетики со стороны машиностроения, включают в себя

НИОКР, реорганизацию предприятий, освоение выпуска новых материалов и изделий.

Солнечная энергия используется в основном для производства низкопотенциального тепла для коммунально-бытового горячего водоснабжения и теплоснабжения. Преобладающим видом оборудования здесь являются так называемые плоские солнечные коллекторы. Все активнее идет преобразование солнечной энергии в электроэнергию. Здесь используются два метода - термодинамический и фотоэлектрический, причем последний лидирует с большим отрывом.

Солнечная энергетика, по прогнозам, будет развиваться за счет нанотехнологий. С помощью многослойных пленок можно использовать почти весь спектр солнечной энергии, что позволит повысить КПД фотоэлементов более чем в четыре раза. Таким образом, главной задачей НИОКР на данный момент является необходимость усовершенствования научных разработок и развитие сферы нанотехнологий.

Другой проблемой отечественного машиностроения для нужд солнечной энергетики является низкий уровень сборочного производства модулей и солнечных батарей из-за отсутствия необходимого российского оборудования.

Не менее интенсивно развивается использование энергии биомассы. Последняя может конвертироваться в технически удобные виды топлива или использоваться для получения энергии путем термохимической (сжигание, пиролиз, газификация) и (или) биологической конверсии. При этом используются древесные и другие растительные, а также органические отходы, в том числе городской мусор, отходы животноводства и птицеводства. При биологической конверсии конечными продуктами являются биогаз и высококачественные экологически чистые удобрения.

Использование энергии биомассы находит все большее применение. Создание новых видов генераторов синтез газа и установок по производству биогаза позволяет прогнозировать значительный рост их производства. Задача

машиностроения при этом – обеспечение достаточного количества комплектующих и агрегатов, то есть увеличение производства.

Гораздо меньше развито практическое применение приливной энергии. Еще менее развито использование энергии морских волн. Этот способ использования ВИЭ находится на стадии начального экспериментирования.

Для успешного решения вопросов, связанных с производством электроэнергии генераторами, использующими ВИЭ, помимо решения вышеперечисленных вопросов требуется обеспечить благоприятные экономические условия предприятиям, использующим установки на основе ВИЭ, а также разрабатывающим и производящим такие установки и комплектующие к ним.

В целом, задача увеличения относительного объема производства электроэнергии генераторами, использующими ВИЭ с 0,5% до 4, 5% имеет следующие составляющие:

- Научную, связанную с созданием новых материалов, элементов, узлов электроустановок, работающих на ВИЭ;
- Техническую, связанную с созданием новых видов генераторов, реакторов, установок, станций, а также инструментальной базы, обеспечивающей их производство;
- Организационную, связанную с интеграцией установок, генерирующих электричество на основе ВИЭ, с единой энергетической системой России;
- Экономическую, связанную с разработкой экономических механизмов стимулирования производства и внедрения генераторов, использующих ВИЭ

Следует разработать меры по государственной поддержке производителей оборудования для производства электроэнергии и тепла с использованием ВИЭ путем софинансирования из федерального бюджета выполнения НИОКР по разработке высокотехнологичного оборудования, предоставлению субсидирования части процентных ставок по долгосрочным кредитам за счет бюджетных средств, дотированию тарифов потребителям на

использование электроэнергии, получаемой из ВИЭ, и другим мерам, без реализации которых невозможно развитие альтернативной электроэнергетики вследствие отсутствия экономической мотивации потребителей.

3.4.5. Программные мероприятия по созданию высокотехнологичного оборудования энергетического машиностроения

В рамках подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012-2016 годы» в составе федеральной целевой программы «Национальная технологическая база» были определены приоритетные направления развития энергетического машиностроения, соответствующие приоритетным направлениям научно-технического прогресса в энергетическом секторе согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года», которые будут реализованы с применением мер государственной поддержки.

В таблице 15 приведены сведения о номенклатуре головных (пилотных) образцов оборудования и об ожидаемых результатах реализации инвестиционных проектов, разрабатываемых в рамках подпрограммы.

Таблица 15. Сведения об ожидаемых результатах реализации инвестиционных проектов и номенклатуре головных (пилотных) образцов оборудования, разрабатываемых в рамках подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012 – 2016 годы»

№	Наименование инвестиционного проекта, период реализации	Ожидаемые результаты реализации инвестиционного проекта	Наименование головного (пилотного) образца оборудования, основные технические характеристики оборудования
Блок «Энергетическое машиностроение»			
Направление «Газовая теплоэлектроэнергетика»			
1	Создание унифицированного энергетического оборудования с ГТУ и ПГУ средней мощности (65 МВт) на природном газе (2012-2014гг.)	Создание ГТЭ-65 обеспечит замещение импорта ГТУ в диапазоне мощностей 60-100 МВт при переводе на парогазовые технологии многочисленных ТЭЦ мощностью 300-800 МВт (их общая мощность в Российской Федерации ~30000 МВт) со снижением удельного расхода топлива в конденсационном режиме на 30-35% и увеличением выработки электроэнергии на тепловом потреблении в 2 раза	Газотурбинная электростанция средней мощности (65МВт) на природном газе. Электрическая мощность ГТУ, базовая - 61,5 МВт; пиковая - 65,0 МВт Температура газов за турбиной - 555°С Расход газов за турбиной - 184 кг/с Степень повышения давления - 15,6 КПД ГТУ - 35,2 % КПД в составе ПГУ - 52,5 % Отпуск тепла при работе на ТЭЦ - до 80 Гкал/ч Коэффициент использования топлива - 85 %

2	Создание унифицированного энергетического оборудования с отечественной ГТУ предельной мощности (350-400МВт) и ПГУ на ее основе мощностью 550-600 МВт с КПД 60-62% (2012-2016гг.)	Создание ГТУ мощностью 350-400 МВт обеспечит замещение импорта таких ГТУ для использования в составе высокоэкономичных (с КПД 60-62%) парогазовых установках при замене отечественного парка газомазутных энергоблоков мощностью 200 и более МВт на парогазовые. Общая мощность выводимых из эксплуатации газомазутных энергоблоков 35000 МВт, снижение удельного расхода топлива на 50%, потребность в ГТУ 350-400 МВт – 60 шт., затраты на их импорт 12 млрд.\$ (360 млрд. руб.), экономия природного газа после завершения программы 16 млрд.м3/год.	Субкомпоненты газотурбинной установки (опытные лопатки, камера сгорания и другие детали для испытаний). Мощность ГТУ - 350 МВт Степень сжатия - 20-25 Расход воздуха - 850 кг/с КПД ГТУ ≥ 40 Мощность паровой турбины - 200-220 МВт Параметры пара: $P_n = 20-24$ Мпа; $t_n = 580-600^\circ\text{C}$ Мощность ПГУ с ГТУ - 550 МВт КПД ПГУ $> 60\%$ $\text{NO}_x < 50$ мг/м ³
3	Разработка всережимной опытно-промышленной ПГУ мощностью 20-25 МВт для электротеплоснабжения небольших и средних городов и городских районов (2012-2016гг.)	Создание ПГУ расширит сферу экономически целесообразного применения комбинированного производства электроэнергии и тепла. Даже без тепловой нагрузки экономия топлива по сравнению с паровыми энергоблоками составит 15%, а по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии и тепла – 30%. Соответственно снизятся выбросы оксидов азота и углекислого газа в окружающую среду. Приближение выработки к потреблению существенно снизит затраты на транспорт электроэнергии и тепла и связанные с ними потери, а также повысит надежность энергоснабжения	Парогазовая установка мощностью 20-25 МВт для оснащения газотурбинных электростанций малой мощности Номинальная мощность в теплофикационном/конденсационном режимах - 19,0/23,0 МВт Мощность ГТУ - 16 МВт Давление перегретого пара после верхнего контура - 4,0 МПа Температура перегретого пара после верхнего контура - 430°C Давление перегретого пара после нижнего контура - 0,4 МПа Температура перегретого пара после нижнего контура - 200°C Требования к энергетической эффективности, $\eta_{эл} = 47,0 \%$

			<p>Коэффициент использования тепла топлива - 70-80 %</p> <p>Расчетный ресурс оборудования: ГТУ - 100 000; КУ и ПТ - 200 000 час.</p> <p>Концентрация NOx в дымовых газах - менее 50 мг/м³ при н.у.</p>
Направление «Угольная теплоэлектроэнергетика»			
4	<p>Создание унифицированного энергооборудования для угольных энергоблоков мощностью 600-800 МВт нового поколения на суперсверхкритические параметры пара (ССКП) (2012-2016гг.)</p>	<p>Зарубежный опыт показал, что разработка и доводка одного типа блока и затем тиражирование его на других вновь вводимых объектах позволяет снизить затраты на 40% за счет унификации проектов и основных узлов блоков.</p> <p>При создании унифицированного энергооборудования для угольных блоков мощностью 600-800 МВт нового поколения на суперсверхкритические параметры пара к имеющемуся проекту программы к 2016 году намечается достигнуть следующих основных результатов:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- создание пилотного угольного энергоблока с удельным потреблением топлива на выработку электроэнергии на 20% ниже существующего; -- повышение эффективности электростанции за счет снижения себестоимости электроэнергии, производимой пилотным энергоблоком на 15% по сравнению с показателями эксплуатируемых энергоблоков на 2008 год; -- повышение экологических показателей электростанции за счет сокращения 	<p>Угольный энергоблок мощностью 600-800 МВт на суперсверхкритические параметры пара (ССКП)</p> <p>Номинальная мощность - 600-800 МВт</p> <p>Давление перегретого пара - 28 Мпа</p> <p>Температура перегретого пара/температура пара промперегрева - 600/620°C</p> <p>КПД нетто - 44,5-45,4%</p> <p>Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии - 276-271 г.у.т./кВтч</p> <p>Полный срок службы - не менее 40 лет</p> <p>Расчетный ресурс оборудования - не менее 200 тыс. часов</p> <p>Концентрация NOx в дымовых газах - 200 мг/м³</p> <p>Концентрация SOx в дымовых газах - 200 мг/м³</p> <p>Концентрация летучей золы в дымовых газах - 30 мг/м³</p>

		<p>воздействия на экосреду (сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу и сбросов вредных веществ) пилотным энергоблоком на 20-30% по сравнению с показателями эксплуатируемых угольных энергоблоков на 2008 год;</p> <p>- капитальные вложения в строительство серийных угольных энергоблоков на суперкритические параметры не превысят капвложение в строительство действующих (строящихся) в 2008 году угольных энергоблоков более чем на 10-15%;</p> <p>- 9 разработанных перспективных проблемно-ориентированных исследовательских проектов, передаваемых для последующей разработки передовых технологий;</p> <p>-- 12 разработанных технологий, пригодных для последующей коммерциализации;</p> <p>-- 15 патентов на результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, полученные при реализации программных мероприятий.</p>	
5	Создание унифицированного энергооборудования для энергоблоков с внутрицикловой газификацией твердого топлива мощностью 200-300 МВт (2012-2016гг.)	<p>Газификация угля под давлением создает возможность использования твердого топлива в газовых турбинах и высокоэкономичных парогазовых циклах.</p> <p>На базе выпускаемых в России ГТУ мощностью 110 и 160 МВт могут быть созданы ПГУ с газификацией угля мощностью 200 и 300 МВт(эл) с высокими экономическими и экологическими показателями для</p>	<p>Опытно-промышленная парогазовая установка с газификацией твердого топлива мощностью 20-25 МВт</p> <p>Номинальная мощность - 16 МВт</p> <p>Давление перегретого пара - 3,5 Мпа</p> <p>Температура перегретого пара - 425°С</p> <p>КПД нетто - 39%</p> <p>Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии - 320 г.у.т./кВтч</p>

		<p>использования на угольных ТЭЦ. Общая мощность пригодных для этого ТЭЦ составляет 16-20 МВт. При их техническом перевооружении по парогазовому циклу при неизменном отпуске тепла их электрическая мощность возрастает до >25 МВт с существенным сокращением выбросов золы, SO₂ и NO_x в атмосферу. Удельные расходы топлива на выработанную электроэнергию составят около 210 г.у.т./кВт•ч.</p> <p>Для уменьшения рисков необходимым этапом создания таких ПГУ является сооружение, освоение и эксплуатация опытно-промышленной установки небольшой (20-25 МВт) мощности и отработка на ней конструкции нестандартных элементов (шлюзы, газификатор, золоуловители, аппараты сероочистки, ГТУ с камерами сгорания низкокалорийного синтез-газа и отбором воздуха на газификацию и др.) при параметрах (давлении и температуре) таких же, как в натурной ПГУ.</p> <p>Эта опытно-промышленная установка при сооружении её на старой ТЭЦ среднего давления существенно повысит технико-экономические показатели ТЭЦ: удельный расход тепла и выбросы CO₂ при работе на конденсационном режиме снизятся на 20%, выбросы NO_x в 1,5 раза, выработка электроэнергии на тепловом потреблении увеличится в 2 раза</p>	<p>Концентрация NO_x в дымовых газах - 30 мг/МДж Концентрация SO_x в дымовых газах - 20 мг/МДж Концентрация летучей золы в дымовых газах - 5 мг/МДж</p>
--	--	---	---

Направление «Гидроэлектроэнергетика»

6	<p>Создание унифицированного энергооборудования гидроагрегатов нового поколения с переменной частотой вращения (2012-2016гг.)</p>	<p>Гидроагрегат с переменной частотой вращения: - за счет оптимизации режимов обеспечивает повышение среднеэксплуатационного КПД турбины на 3-5 %; - устранит ограничения на работу турбины по напору и расширит интервал регулирования по мощности; - повысит надежность работы оборудования за счет минимизации гидродинамических нагрузок на элементы проточного тракта; - увеличит межремонтный период за счет снижения интенсивности кавитационного воздействия. Опытный образец послужит основой для создания унифицированного агрегата мощностью до 10 МВт при напорах 150-250м</p>	<p>Опытный образец гидроагрегата с переменной частотой вращения: - мощность – 10 МВт; - расчетный напор – 150 м; - диаметр колеса – 1,0 м; - КПД агрегата – 91-93 %; - регулировочный диапазон по мощности от 0 до 10 МВт. Высота отсасывания - положительная В состав опытного образца входит: - гидротурбина радиально-осевого типа; - индукторный генератор; - система автоматического давления; - система выдачи мощности</p>
---	---	---	--

В целях создания организационной и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному внедрению новой техники и технологий для решения стратегических задач развития электроэнергетики, ведущими институтами в области силовой электротехники и энергетического машиностроения (ОАО «ЦНИИТМАШ», ОАО «ВТИ», ОАО «НПО «ЦКТИ», ФГУП «ВЭИ», ОАО «Инженерный центр ЕЭС») была образована автономная некоммерческая организация «Инжиниринговый центр энергетического машиностроения», на которую возложены задачи реализации процесса выработки единой научно-технической политики в энергомашиностроительной отрасли, создании и внедрении высокотехнологичного конкурентоспособного оборудования энергетического машиностроения для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации энергетических объектов, устойчивого и динамичного инновационного развития электроэнергетики.

3.5. Балансы потребности в оборудовании энергетического машиностроения

Согласно поступившим данным от основных производителей энергетического оборудования (ОАО «Силовые машины», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Энергомашкорпорация, ОАО «Тяжмаш», ОАО «НПО Сатурн», ЗАО «Уральский турбинный завод»), суммарные пятилетние объемы производства основного энергетического оборудования, а также их планы по экспорту составляют:

- по паровым турбинам – 14,9 ГВт (из них экспорт – 6 ГВт);
- по газовым турбинам мощностью более 25 МВт – 5,8 ГВт (из них экспорт – 1,2 ГВт);
- по гидравлическим турбинам – 11,1 ГВт (из них экспорт – 4 ГВт);
- по паровым котлам – 16600 т. пара в час (из них экспорт – 9500 т. пара в час);

- по котлам-утилизаторам – 13 200 т. пара в час (из них экспорт – 760 т. пара в час);
- по генераторам – 25,4 ГВт (из них экспорт – 10,8 ГВт).

Эти данные, а также данные указанных предприятий по производственным мощностям были использованы для построения балансов. Для периода 2016-2020 гг. объемы экспорта энергетического оборудования в отсутствие прочих прогнозов приняты на уровне 2011-2015 гг.

Таблица 15. Потребность в строительстве энергомоцностей
(нижняя оценка).

Кол-во агрегатов	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	всего
Гидроагрегат 100 МВт и более	20	2	13	6	41
Гидроагрегат менее 100 МВт	3	5	2	12	22
ГАЭС 100 МВт и более	4	5	5	0	14
ГАЭС менее 100 МВт	2				2
КЭС (ПСУ) 500-800 МВт	2	20	1	4	27
КЭС (ПСУ) 330-335 МВт	1	5	3		9
КЭС (ПСУ) 200-225 МВт	4		1		5
КЭС (ПСУ) 100-160 МВт	3	5			8
КЭС (ПГУ) 500-800 МВт	2	0	13	21	36
КЭС (ПГУ) 400-450 МВт	12	8	14	8	42
КЭС (ПГУ) 300-390 МВт	7				7
КЭС (ПГУ) 200-240 МВт	1	2	3		6
КЭС (ПГУ) 100-170 МВт			3		3
КЭС (ГТУ) менее 100 МВт	8		1		9
ТЭЦ (ПСУ) 200-225 МВт		1		1	2
ТЭЦ (ПСУ) 100-185 МВт	3	1	7	2	13
ТЭЦ (ПСУ) менее 100 МВт	1		3		4

Кол-во агрегатов	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	всего
ТЭЦ (ПГУ) 400-450 МВт	11	5	3	4	23
ТЭЦ (ПГУ) 200-300 МВт	4	4	6	11	25
ТЭЦ (ПГУ) 110-190 МВт	1	3	3	2	9
ТЭЦ (ПГУ) менее 90 МВт	2	1			3
ТЭЦ (ГТУ) 100-170 МВт		3	4	5	12
ТЭЦ (ГТУ) менее 100 МВт	2	1	1		4
АЭС 1000-1150 МВт	6	8	11	12	37
АЭС 800 МВт	1				1
ПАЭС 35 МВт		2			2

Таблица 16. Потребность в строительстве энерго мощностей (верхняя оценка)

Кол-во агрегатов	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	всего
Гидроагрегат 100 МВт и более	20	2	18	6	46
Гидроагрегат менее 100 МВт	3	5	8	9	25
ГАЭС 100 МВт и более	4	5	9	4	22
ГАЭС менее 100 МВт	2				2
КЭС (ПСУ) 500-800 МВт	2	23	11	13	49
КЭС (ПСУ) 330-335 МВт	1	8	5	2	16
КЭС (ПСУ) 200-225 МВт	4				4
КЭС (ПСУ) 100-160 МВт	3	5			8
КЭС (ПГУ) 500-800 МВт	2		18	26	46
КЭС (ПГУ) 400-450 МВт	12	14	20	8	54
КЭС (ПГУ) 300-390 МВт	7				7
КЭС (ПГУ) 200-240 МВт	1	4	1	2	8
КЭС (ПГУ) 100-170 МВт			4	3	7

КЭС (ГТУ) менее 100 МВт	7		1		8
ТЭЦ (ПСУ) 200-225 МВт		2		1	3
ТЭЦ (ПСУ) 100-185 МВт	3	1	8	4	16
ТЭЦ (ПСУ) менее 100 МВт			1	1	2
ТЭЦ (ПГУ) 400-450 МВт	11	5	4	4	24
ТЭЦ (ПГУ) 200-300 МВт	5	7	8	14	34
ТЭЦ (ПГУ) 110-190 МВт	1	4	4	4	13
ТЭЦ (ПГУ) менее 90 МВт	2	1	0	0	3
ТЭЦ (ГТУ) 100-170 МВт		3	7	7	17
ТЭЦ (ГТУ) менее 100 МВт	2	1	1	2	6
АЭС 1000-1150 МВт	6	10	12	11	39
АЭС 800 МВт	1				1
ПАЭС 35 МВт		2			2

Таблица 17. Перспективный спрос на основное энергетическое оборудование.

Вид оборудования	Нижняя оценка		Верхняя оценка	
	2011-2015	2016-2020	2011-2015	2016-2020
Паровые турбины, ГВт	4,0	15,0	4,0	19,0
Газовые турбины, ГВт	24,0	12,0	24,0	18,0
Гидравлические турбины, ГВт	5,0	1,9	5,0	1,9
Котлы паровые, тонн пара в час	3400	12800	3400	16300
Котлы-утилизаторы, тонн пара в час	3200	12000	3200	15200

На основе прогнозов по потребностям электроэнергетики в энергетическом оборудовании (Таблица 17), данных по экспорту, фактическим и плановым объемам производства энергетического

оборудования, были составлены прогнозные балансы на периоды 2011-2015 гг., 2016-2020 гг. (Таблица 18-21).

Таблица 18. Баланс за 2011-2015 год по нижней оценке спроса.

Вид оборудования	Потребность энергетики	Производственные мощности	Экспорт	Импорт
Паровые турбины, ГВт	4,0	23	6	2,4
Газовые турбины, ГВт	24,0	8	1,2	23,0
Гидравлические турбины, ГВт	5,0	15	4	2,2
Котлы паровые, тонн пара в час	3400	40000	9500	0
Котлы-утилизаторы, тонн пара в час	3200	30000	760	0
Генераторы к турбинам, ГВт	28,0	35	10,8	10,0

Таблица 19. Баланс за 2016-2020 год по нижней оценке спроса.

Вид оборудования	Потребность энергетики	Производственные мощности	Экспорт	Импорт
Паровые турбины, ГВт	15,0	23	6	0,0
Газовые турбины, ГВт	12,0	8	1,2	10,0
Гидравлические турбины, ГВт	1,9	15	4	0,0
Котлы паровые, тонн пара в час	12800	40000	9500	0
Котлы-утилизаторы, тонн пара в час	12000	30000	760	0
Генераторы к турбинам, ГВт	27,0	35	10,8	10,0

Таблица 20. Баланс за 2011-2015 год по верхней оценке спроса.

Вид оборудования	Потребность энергетики	Производственные мощности	Экспорт	Импорт
Паровые турбины, ГВт	4,0	23	6	2,4
Газовые турбины, ГВт	24,0	8	1,2	23,0
Гидравлические турбины, ГВт	5,0	15	4	2,2
Котлы паровые, тонн пара в час	3400	40000	9500	0
Котлы-утилизаторы, тонн пара в час	3200	30000	760	0
Генераторы турбинам, ГВт к	28,0	35	10,8	10,0

Таблица 21. Баланс за 2016-2020 год по верхней оценке спроса.

Вид оборудования	Потребность энергетики	Производственные мощности	Экспорт	Импорт
Паровые турбины, ГВт	19,0	23	6	0,0
Газовые турбины, ГВт	18,0	8	1,2	16,0
Гидравлические турбины, ГВт	1,9	15	4	0,0
Котлы паровые, тонн пара в час	16300	40000	9500	0
Котлы-утилизаторы, тонн пара в час	15200	30000	760	0
Генераторы турбинам, ГВт к	37,0	35	10,8	20,0

Баланс на период 2020-2030 гг. строился исходя из предыдущей динамики, основанной на базовом варианте из материалов откорректированной Генсхемы. Иными словами, уровень потребления

электроэнергии в 2020 году принимается за 1400 млрд. кВт*ч, что примерно соответствует установленной мощности энергосистемы на уровне 280 ГВт.

Величина электропотребления в 2030 году предварительно оценивается на уровне 1553-1860 млрд. кВт*ч, или в среднем 1700 млрд. кВт*ч, что с учетом прогноза экспорта электроэнергии на уровне 100 млрд. кВт*ч соответствует установленной мощности энергосистемы в 360 - 370 ГВт.

Общая потребность в строительстве генерирующих мощностей за период 2020-2030 гг., таким образом, составит:

- 93,5 ГВт при нижней оценке с учетом вывода 50,4 ГВт по достижению предельного срока службы;

- 136,8 ГВт при верхней оценке с учетом вывода 50,4 ГВт по достижению предельного срока службы.

Таблица 22. Оценка потребности в строительстве энергомощностей в период 2020-2030 гг. с учетом замещения выбывающих по сроку службы объектов генерации.

Показатели	Мощность, ГВт
Всего мощность, в том числе:	93,5 – 136,8
ГЭС и ГАЭС	4,9 – 8,9
АЭС	26,6 – 31,2
ТЭС, в том числе	54,0 – 77,0
<i>угольные</i>	<i>7,0 – 25,0</i>
<i>парогазовые</i>	<i>47,0 – 52,0</i>
Распределенная генерация (ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ малой мощности и ВИЭ)	8,0 – 19,7

Таблица 23. Баланс за 2020-2030 гг.

Вид оборудования	Потребность 2020-2030	Текущие производствен ные мощности	Потенциальная нехватка оборудования (без учета внешнеэкономичес кой деятельности)
Паровые турбины, ГВт	25,0	46	-
Газовые турбины, ГВт	50,0	16	45,0
Гидравлические турбины, ГВт	8,0	28	-
Котлы паровые, т. пара в час	22000	80 000	-
Котлы-утилизаторы, т. пара в час	20000	60 000	-
Генераторы к турбинам, ГВт	75,0	70	25,0

Как и для более ранних периодов, наибольший потенциальный дефицит наблюдается в части газовых турбин и генераторов к турбинам.

Анализ долгосрочной потребности электроэнергетических компаний в энергетическом оборудовании, проведенный Минэнерго России совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и организациями во исполнение поручений Правительства Российской Федерации, показал, что подавляющее число энергокомпаний при формировании потребности в оборудовании оперируют среднесрочными (до 2012-2015гг.) планами развития и модернизации собственных производств. Как следствие, совокупная прогнозная потребность энергетических компаний в оборудовании значительно ниже показателей, которые установлены в Генсхеме.

В частности, планы энергокомпаний в несколько раз ниже показателей, которыми оперируют отраслевые институты при подготовке прогнозов развития отрасли для Минэнерго России.

Вследствие этого, предприятиям энергетического машиностроения, которые в настоящее время руководствуются Генеральной схемой и прогнозами, представляемыми Минэнерго России, придется скорректировать планы поставки энергооборудования на внутренний рынок в сторону уменьшения, а часть производственных мощностей переориентировать для изготовления продукции на экспорт, что, в свою очередь, потребует создания конкурентоспособной на мировом рынке продукции.

Государственная поддержка в виде бюджетного финансирования НИОКР по приоритетным направлениям развития энергетического машиностроения на основе типовых технических решений по унифицированному ряду энергетического оборудования в совокупности с активной позицией и софинансированием со стороны предприятий энергетического машиностроения, мотивированных на завоевание новых мировых рынков, обеспечит ускоренное создание инновационного энергетического оборудования. Это приведет к тому, что доля российских предприятий энергетического машиностроения на мировом рынке должна вырасти с 2% в 2010 году до 15% к 2030 году. В этой ситуации вопрос создания новых совместных предприятий с ведущими зарубежными компаниями должен рассматриваться не только для насыщения внутреннего рынка, а в значительной степени – для завоевания внешних рынков энергетического оборудования.

4. Сценарии развития энергетического машиностроения

Сценарии развития российского энергетического машиностроения зависят от наличия, уровня и методов поддержки отрасли государством. Анализ перспектив развития отрасли показал наличие трех вариантов.

В настоящее время в энергетическом машиностроении действуют следующие факторы:

- рост внутреннего спроса на продукцию энергетического машиностроения опережающими темпами по сравнению с возможностями промышленного производства;

- неудовлетворительное состояние и технологический уровень основных производственных фондов предприятий энергетического машиностроения, прежде всего по обеспечению заготовками и поковками, оказывающий непосредственное влияние на качество и себестоимость выпускаемой продукции;

- техническое отставание продукции энергетического машиностроения, вызванное недостаточными инвестициями в НИОКР по разработке перспективной высокопроизводительной продукции и ключевых комплектующих;

- недостаток квалифицированных кадров, способных обеспечить инновационное развитие энергетического машиностроения.

В качестве возможных вариантов решения проблем в энергетическом машиностроении предлагаются следующие:

- **эволюционный вариант**, при реализации которого осуществляется прямое инвестирование финансовых ресурсов в энергетическое машиностроение при сохранении существующих механизмов формирования и внедрения новейших технологий. Данный вариант характеризуется процессом проведения исследований и последующей реализации различных вариаций технико-экономического развития энергетического машиностроения, конкурентный отбор одной технологии из нескольких альтернативных и самоорганизация отрасли для развития уже отобранной технологии. Преимуществами данного варианта являются отработанность сложившейся системы управления, снижение издержек управления, возможный эффект в среднесрочной перспективе, а рисками – недостаточность бюджетных средств для решения поставленных задач, длительный срок отбора и освоения инновационных технологий, падающая эффективность при росте сложности

поставленных задач, формализация инновационного процесса, сужение базы для долгосрочного развития;

- **инвестиционный вариант**, при реализации которого осуществляется формирование в компаниях, разрабатывающих и производящих оборудование энергетического машиностроения, четко определенных центров компетенции и развитие их научно-технологической базы за счет инвестиций. Данный вариант характеризуется процессом образования на базе ведущих отраслевых предприятий-разработчиков и производителей отраслевых институтов (центров компетенции) по направлениям технологий энергетического машиностроения, задача которых состоит в разработке высокоэффективной конкурентоспособной продукции и последующей передаче технической документации на дружественные предприятия-производители для освоения серийного производства и внедрения на предприятиях электроэнергетики. Инвестирование средств в создание высокоэффективного и конкурентоспособного оборудования энергетического машиностроения осуществляется путем научно-технического развития отраслевых институтов (центров компетенции) по направлениям технологий, разработки на их базе инновационного оборудования энергетического машиностроения, внедрения головных (пилотных) образцов на предприятиях электроэнергетики и серийного производства созданного оборудования на дружественных предприятиях-производителях. Преимуществами данного варианта являются отсутствие размытости научно-технологического потенциала отдельных предприятий, разрабатывающих и производящих оборудование энергетического машиностроения, для долгосрочного развития, возможность реализации отдельных прорывных направлений научно-технического развития, а рисками – некорректность выбора направлений инвестиций, отказ предприятий электроэнергетики от покупки результатов реализации инвестиционных проектов, несоответствие выбранных решений государственным задачам, неэффективность использования предприятиями электроэнергетики нового оборудования энергетического машиностроения;

- **партнерский вариант**, при реализации которого осуществляется развитие механизмов государственно-частного партнерства в части разработки и передачи инновационных технологий энергомашиностроения в электроэнергетику, привлечение электроэнергетических компаний, а также новых инвесторов, частного бизнеса к участию в реализации инвестиционных проектов в сочетании с усилением их роли в выработке и принятии решений. Данный вариант характеризуется процессом формирования и развития организационных структур государственно-частного партнерства (консорциумов), которые обеспечивают реализацию инвестиционных проектов на протяжении всего периода от создания до внедрения оборудования энергетического машиностроения, при этом государство в организационных структурах партнерства имеет определяющую и направляющую роль, осуществляемую путем управления интеллектуальной собственностью, создаваемой за счет средств федерального бюджета, а также применением мер государственного регулирования и государственной поддержки, при этом предприятия электроэнергетики в свою очередь принимают на себя обязательства (опционы) внедрения головных (пилотных) образцов оборудования энергетического машиностроения. Преимуществами данного варианта являются расширение круга инновационно-активных предприятий электроэнергетической отрасли, рост внебюджетного софинансирования, усиление координации проводимых разработок и, как следствие, сокращение сроков разработки нового оборудования, повышение вероятности успешного внедрения инвестиционных проектов, рациональность выбора направлений разработок, а рисками – длительное время, необходимое для отработки новых механизмов, усложнение системы управления и контроля мероприятий, направленных на реализацию Стратегии, рост издержек управления инвестиционными проектами по развитию энергетического машиностроения

При реализации данной Стратегии отдается предпочтение **партнерскому варианту**.

В рамках реализации партнерского сценария предусматривается опережающий рост затрат на НИОКР за счет средств федерального бюджета, обусловленный необходимостью первоочередной разработки бизнес-планов и технических проектов на технологии и технические средства, создаваемые в рамках инвестиционных проектов по созданию высокотехнологичного конкурентоспособного оборудования энергетического машиностроения.

В дальнейшем вариант **эволюционного развития** рассматриваться не будет как неприемлемый в условиях отсутствия необходимого объема бюджетных средств и дефицита времени на его реализацию.

Инвестиционный сценарий развития

При реализации инвестиционного сценария российское энергетическое машиностроение в перспективе может оказаться не в состоянии обеспечить российских и зарубежных потребителей современным энергетическим оборудованием соответствующих по своим технико-экономическим характеристикам мировому уровню и в требуемых объемах из-за ограниченной возможности центров компетенции (а, по сути, проектных институтов, образованных совместно предприятиями-разработчиками и предприятиями-изготовителями) по созданию всей номенклатуры высокотехнологичного оборудования энергетического машиностроения, необходимого для поддержания конкурентоспособного уровня энергетического машиностроения. В условиях неизбежной специализации центров компетенции на узкой номенклатуре новых разработок предприятия энергетического машиностроения будут лишены стимула инвестирования собственных средств в модернизацию производственных мощностей для освоения оборудования, разработанного внешними по отношению к своему центру компетенции предприятиями-разработчиками. Это приведет к тому, что часть номенклатуры продукции энергетического машиностроения не будет изготавливаться российскими производителями, а, значит, будет закупаться предприятиями электроэнергетики на внешних рынках. Но при этом номенклатура продукции отечественных предприятий энергетического

машиностроения будет определяться не потребностями предприятий электроэнергетики, а исходя из сложившейся на энергомашиностроительных предприятиях практики по разработке и выпуску оборудования, то есть, те предприятия, которые разрабатывали и выпускали, например, паросиловые установки малой мощности, так и будут разрабатывать и выпускать все более совершенные паросиловые установки несмотря на то, что в мире уже произошел переход на парогазовые и газотурбинные установки малой мощности с утилизацией тепла.

Отсутствие тесной связи центров компетенции с предприятиями - потребителями продукции энергетического машиностроения, а также имеющийся у предприятий энергетического машиностроения недостаток производственных мощностей для удовлетворения спроса предприятий электроэнергетики приведут к тому, что предприятия электроэнергетики будут вынуждены расширять масштабы закупок зарубежного оборудования. Это повлечет за собой возникновение потенциально весьма опасной зависимости стабильности работы единой энергосистемы России от поставок зарубежных комплектующих, так же как массовое использование в электроэнергетике импортных средств автоматизации производственных процессов, представляющих собой «черный ящик» неизвестного содержания, уже привело к существенному снижению уровня энергетической безопасности России.

Тем не менее, в последнее время электрогенерирующие компании все чаще отдают предпочтение иностранным производителям.

В процессе эксплуатации энергетического оборудования регулярно требуется замена ряда узлов и деталей, работающих в условиях высоких температур и давлений. При этом часть таких комплектующих в России не производится. Например, даже для отечественной газовой турбины ГТЭ-110 и лицензионной ГТЭ-160 некоторые важнейшие узлы и детали (например, диски для роторов) закупаются только за рубежом.

Вследствие потери значительной доли рынка капитализация отечественных предприятий энергетического машиностроения начнет падать, акционеры реализуют принадлежащие им пакеты акций. Наиболее вероятными покупателями в данной ситуации станут или западные, или китайские производители продукции энергетического машиностроения. Причем приобретаться будет не столько машиностроительный актив, сколько производственная площадка с готовой инфраструктурой для организации крупноузлового сборочного производства.

Западные производители, исходя из требований оптимизации издержек, будут заинтересованы в переносе производства высокотехнологичных комплектующих в регионы с наиболее благоприятным инвестиционным климатом, в частности, в страны Юго-Восточной Азии, а на территории России останутся сборочные производства, характеризующиеся низким уровнем добавленной стоимости.

Результатом реализации такого варианта развития событий станет изменение структуры отрасли, сокращение числа занятых в отрасли, сворачивание программ НИОКР и рост расходов энергетического сектора, связанный с традиционно намного более высокой стоимостью обслуживания зарубежного энергетического оборудования. Все это неизбежно приведет к росту тарифов на электроэнергию и, как следствие, к дополнительной нагрузке на российскую экономику.

Целевое состояние отрасли при реализации инвестиционного варианта будет характеризоваться следующими показателями к 2020 году:

- доля отечественных производителей на внутреннем рынке сократится до 15%;
- экспорт продукции отрасли будет обусловлен поставками запасных частей и узлов для ранее экспортированного оборудования, и будет иметь незначительные объемы;
- количество занятых в отрасли сократится до 25 тыс. человек в силу перевода российских предприятий на сборку энергетического оборудования из

высокотехнологичных узлов зарубежного производства, что повлечет высвобождение до 60% ныне занятых на производстве.

Российский рынок продукции энергетического машиностроения может перейти под контроль иностранных компаний, поставив, тем самым, всю энергетическую систему в зависимость от интересов, формируемых за пределами России. Такой вариант развития может негативно сказаться на отечественной электроэнергетике, обеспечивающей, в том числе, национальную и экономическую безопасность страны, и не соответствует государственной политике развития наукоемких отраслей промышленности.

Партнерский сценарий

Реализация настоящей Стратегии и применение мер, приведенных в разделе 6, отраженных в Плана мероприятий и направленных на решение системной проблемы – развитие внутреннего и внешнего рынков продукции отрасли, стимулирование инвестиционных и инновационных процессов – позволит отрасли преодолеть наиболее значимые составляющие системной проблемы: отсутствие тесной связи предприятий энергетического машиностроения с потребителями их продукции, низкую степень унификации создаваемых энергоблоков, неразвитость рынка ключевых комплектующих, техническое отставание, недостаток инвестиций в НИОКР на создание высокоэффективного энергетического оборудования, нехватку квалифицированных кадров.

Реализация мер, направленных на поддержку приоритетных направлений научно-технического прогресса в отечественном энергетическом машиностроении (раздел 5), на формирование кадровой политики в энергетическом машиностроении (раздел 6) и комплекса мероприятий по развитию энергетического машиностроения (раздел 7) позволит улучшить финансовое состояние предприятий отрасли, повысит их инвестиционную привлекательность. Кроме того, такие меры в качестве мультипликативного эффекта приведут к обеспечению производства в России вспомогательного

оборудования и устройств, в том числе золоулавливающих, серо и азотоочистительных устройств.

Такая стратегия позволит в обозримые сроки освоить производство высокотехнологичных комплектующих, повысить уровень выпускаемой продукции до мирового и успешно конкурировать с зарубежными производителями не только на внутреннем, но и на мировом рынке.

В таких условиях интересам отечественной промышленности будет соответствовать сохранение контроля национального бизнеса над активами отрасли, удержание внутреннего рынка продукции энергетического машиностроения, развитие технического уровня продукции и технологии производства, возвращение на внешние рынки.

Реализация данного варианта развития отрасли позволяет решить системную проблему отрасли и обеспечить потребности энергетического сектора и промышленности в современном энергетическом оборудовании, динамичное развитие энергетического машиностроения в долгосрочной перспективе.

Следует отметить, что отдельные предприятия отрасли самостоятельно определяют стратегию своего развития, однако принятие единой государственной стратегии позволит им наиболее полно реализовать имеющийся научный, технический и финансовый потенциал.

Таблица 24. Итоговые эффекты для экономики страны при инвестиционном и партнерском сценариях развития энергомашиностроения в России к 2020 году

	Инвестиционный сценарий	Партнерский сценарий	Эффект от реализации Стратегии
Доля зарубежного оборудования на текущем рынке, %	81	14	Сохранение крупной подотрасли машиностроения и соответствующей

			научной и конструкторской школами
Доля энергосистемы, основанная на зарубежном оборудовании, %	32,8	13,9	Сохранение технологической независимости российской энергосистемы
Количество занятых на производстве в отрасли, тыс. человек	25	120	95 тыс. рабочих мест
Суммарные затраты на зарубежное оборудование российскими энергетическими компаниями (без учета сервисного обслуживания), млрд.руб.	2136	831	Снижение объемов импорта более чем на 1,3 трлн.руб. и соответствующий рост объемов внутреннего промышленного производства
Таможенные платежи при импорте энергетического оборудования, млрд.руб.	234	93	Снижение таможенных платежей на 141 млрд.руб.
Налоговые поступления от	33	68	Рост налоговых поступлений на

предприятий энергетического машиностроения, млрд. рублей.			35 млрд. руб.
Текущие затраты на топливо, эксплуатацию и ремонт энергоблоков, введенных в 2011- 2020 гг., млрд. рублей	290	275	Снижение издержек национальной экономики на 15 млрд.руб.

5. Приоритетные направления научно-технического прогресса в энергетическом машиностроении

Внутренний спрос ставит перед российским энергетическим машиностроением следующие задачи развития номенклатурного ряда:

- освоение производства газовых турбин класса 270 МВт по лицензии (не производятся в России) – до 2012 года;
- доводка и освоение серийного производства газовых турбин 65 МВт российской разработки – до 2012 года;
- освоение производства тихоходных паровых турбин мощностью 1200 МВт для атомных станций ВВЭР-1200 (не производятся в России) – до 2014 года;
- освоение производства паровых турбин и паровых котлов для угольных энергоблоков, работающих на суперсверхкритических параметрах пара (в настоящее время ни турбины, ни котлы для таких параметров не производятся в России) – до 2016 года;
- проработка производства гидравлических турбин мощностью 1000 МВт для проекта Эвенкийской ГЭС (не производятся в России) – до 2016 года.

- освоение и внедрение технологии «отходы в энергию» (оборудования для мусоросжигательных заводов, сжигания биомассы и др.).

Для сокращения технологического отставания необходимо сосредоточить усилия на следующих направлениях развития:

- разработка необходимых материалов, технологий их обработки для изготовления основных узлов и создание демонстрационного паросилового энергоблока, работающего на суперсверхкритических параметрах пара (давление 30 МПа, температура 600-620 °С);

- разработка необходимых материалов, технологий их обработки, изготовление основных узлов и создание перспективного ряда эффективных газовых турбин в диапазоне мощности от 65 до 270 МВт;

- разработка и освоение производства угольных котлов на различных новых технологиях: работающих на суперсверхкритических параметрах пара, с циркулирующим кипящим слоем под давлением, с кольцевой топкой, со сжиганием угля в шлаковом расплаве;

- разработка и освоение производства паротурбинного оборудования для работы в составе паросиловых энергоблоков, работающих на суперсверхкритических параметрах пара;

- освоение технологии ПГУ с внутрицикловой газификацией угля;
- разработка ГТУ мощностью 350 МВт и более,
- разработка перспективных систем газоочистки,
- освоение производства тихоходных турбин для АЭС мощностью до 1700 МВт;

- освоение производства вертикальных парогенераторов для АЭС;

- освоение производства паровых турбин для плавучих АЭС.

На этапе внедрения результатов таких разработок в промышленность потребуется создание высокотехнологичных комплектующих производств для нужд энергетического машиностроения, в частности:

- металлургических производств энергомашиностроительных предприятий, с высокотехнологичным оборудованием для производства заготовок для нужд энергетического машиностроения;
- технологических комплексов кузнечно-прессовой обработки металлических заготовок, в том числе корпусных и фланцевых горяче-штампованных заготовок больших размеров;
- восстановление производства крупногабаритного стального литья для производства корпусов запорной арматуры, насосов и лопаток.

6. Меры по формированию кадровой политики в энергетическом машиностроении

Современная кадровая ситуация в энергетическом машиностроении требует серьезного внимания со стороны руководителей всех уровней, научных институтов, ученых, практиков к применению современных инновационных подходов к разработке и реализации кадровой политики на федеральном, региональном, ведомственном, внутрипроизводственном уровнях. В настоящее время численность экономически активного населения России составляет примерно 75 млн. человек (около 55 % от общей численности населения страны). Однако для страны таких масштабов, как Россия, требуются значительно большие кадровые ресурсы. И не только квалифицированные работники массовых профессий, а, прежде всего, кадры для реализации инновационных программ, эффективные управленцы, владеющие современными опережающими технологиями управленческой деятельности, воспроизводства кадрового потенциала и рационального использования способностей отечественных руководителей, ученых, специалистов, квалифицированных рабочих.

К принципам, связанным с формированием, реализацией и совершенствованием кадровой политики в энергетическом машиностроении, следует отнести:

- комплексный подход к решению проблемы подготовки кадров в наукоемких отраслях, начиная с довузовской подготовки до стажировки специалистов на рабочих местах на предприятиях энергетического машиностроения;

- применение принципа непрерывности подготовки и переподготовки специалистов, постоянного повышения уровня знаний, необходимого для успешного решения сложных научно-технических задач;

- проведение кадровой политики во взаимодействии с местными органами государственной власти с учетом территориального размещения производительных сил;

- совместно с высшими учебными заведениями и учреждениями профтехобразования разработка и реализация программ по сотрудничеству и совместной деятельности, направленной на повышение квалификации и переобучение инженерно-технических и рабочих кадров.

На основании указанных принципов кадровой политики и опираясь на опыт передовых предприятий энергетического машиностроения, определены следующие направления кадровой политики в энергетическом машиностроении:

1. Разработка и реализация на базе средних школ, расположенных на территории месторасположения предприятий энергетического машиностроения, программ по проведению специальной профориентационной работы (по примеру Российской научно-социальной программы «Шаг в будущее»).

2. Создание на базе научных центров и крупнейших предприятий энергетического машиностроения образовательных площадок, на которых студенты старших курсов ВУЗов будут проходить производственную практику непосредственно в отделах с выполнением работ по тематике НИОКР.

3. Привлечение высших учебных заведений к выполнению НИОКР по заказам предприятий энергетического машиностроения.

4. Открытие на крупнейших предприятиях энергетического машиностроения отделений и кафедр ведущих ВУЗов, на которых ученые и специалисты будут читать лекции и вести семинарские занятия со студентами по профильным дисциплинам. В свою очередь ведущие ученые и специалисты предприятий энергетического машиностроения могут входить в научно-технические советы высших учебных заведений и учреждений профтехобразования, принимать участие в исследовательских работах на кафедрах.

5. Образование предприятиями энергетического машиностроения и высшими учебными заведениями совместных научно-учебных центров в форме некоммерческих организаций, на которые возлагается организация сотрудничества в решении задачи углубленной подготовки инженерных, научных и рабочих кадров.

6. Создание на предприятиях энергетического машиностроения отделов экспериментального проектирования, где студенты и молодые специалисты могут получать практический опыт в техническом проектировании машиностроительного оборудования.

7. Расширение международного сотрудничества предприятий энергетического машиностроения со специализированными международными организациями, занимающимися подготовкой и обучением специалистов (например, сеть ЮНЕСКО-МЦОС), для обеспечения взаимного обмена и переобучения перспективных специалистов.

8. Проведение на базе предприятий энергетического машиностроения ежегодных конференций молодых специалистов по проблемам развития энергетического машиностроения, в которых могут принимать участие студенты старших курсов профильных ВУЗов.

9. Участие научных и инженерных специалистов предприятий энергетического машиностроения в научных конференциях, организуемых учебными институтами.

10. Обеспечение технического перевооружения исследовательского оборудования базовых кафедр профильных ВУЗов силами предприятий энергетического машиностроения.

11. Реализация права на получение субсидий на государственную поддержку развития кооперации российских ВУЗов и организаций, реализующих комплексные проекты по созданию высокотехнологичных производств (Постановление Правительства Российской Федерации от 9 апреля 2010 г. № 218).

12. Совершенствование механизма взаимодействия предприятий энергетического машиностроения и учреждений образования.

7. Комплекс мероприятий по развитию энергетического машиностроения

Для обеспечения развития энергетического машиностроения темпами, адекватными запросам внутренних и внешних потребителей, необходимо устранить или максимально сократить, либо сгладить основные составляющие системной проблемы.

На основании результатов проведенного анализа, а также по итогам многочисленных консультаций как с основными производителями, так и с основными потребителями энергетического оборудования был разработан комплекс взаимосвязанных мероприятий, скоординированная реализация которых позволит решить поставленные задачи и достичь сформированных целевых индикаторов. Комплекс мероприятий содержит в себе следующие пункты:

1. Подготовить предложения для рассмотрения на заседании подкомиссии по таможенно-тарифному и нетарифному регулированию, защитным мерам во внешней торговле Правительственной комиссии по экономическому развитию и интеграции по вопросу о корректировке ставок таможенных пошлин на:

- узлы и комплектующие для энергетического машиностроения, не производимые в Российской Федерации;
- продукцию энергетического машиностроения, а также узлы и комплектующие, производимые в Российской Федерации;
- технологическое оборудование для энергетического машиностроения, не производимое в Российской Федерации.

Эта мера будет стимулировать российских потребителей к приобретению российского оборудования, а также стимулировать техническое перевооружение российских предприятий энергетического машиностроения.

2. Подготовить предложения по внесению изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 28 июня 2006 г. № 468 «Об утверждении перечней товаров (работ, услуг), длительность производственного цикла изготовления (выполнения, оказания) которых составляет свыше 6 месяцев» в части включения в него полного перечня соответствующей продукции энергомашиностроения.

В настоящее время в приложение к постановлению Правительства Российской Федерации внесены лишь отдельные виды продукции энергомашиностроения. Энергомашиностроительные компании вынуждены при получении авансовых платежей (предоплаты) в счет предстоящей поставки продукции перечислять в бюджет суммы НДС с этой предоплаты (т.е. кредитовать федеральный бюджет), при этом компании вынуждены привлекать кредиты для оплаты закупки сырья, материалов и т.д. для выполнения работы по производству оборудования.

3. Утвердить проект подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения» на 2012-2016 годы в составе федеральной целевой программы «Национальная технологическая база».

В рамках подпрограммы будет реализован комплекс НИОКР и инвестиционных проектов, направленных на создание в России производства современных образцов энергетического оборудования, а также создан

научный задел для разработки и освоения производства перспективного энергетического оборудования.

4. Разработать предложения по тарифному стимулированию отечественных энергетических компаний к приобретению и эксплуатации инновационных образцов энергетического оборудования, разработанных и произведенных в России.

Эта мера будет стимулировать генерирующие компании к инвестированию средств в создание генерирующих мощностей на базе современной продукции российского энергетического машиностроения.

5. Подготовить предложения по внесению изменений в Перечень технологического оборудования (в том числе комплектующих и запасных частей к нему), аналоги которого не производятся в Российской Федерации, ввоз которого на таможенную территорию Российской Федерации не подлежит обложению налогом на добавленную стоимость (постановление Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2009 г. № 372), направленного на техническую модернизацию и развитие высокотехнологичных производств энергетического машиностроения.

6. Подготовить предложения по повышению уровня сотрудничества предприятий энергетического машиностроения с учреждениями профессионального образования в части привлечения ВУЗов к выполнению отраслевых НИОКР, созданию и развитию на их базе инновационной инфраструктуры, обеспечивающей участие ВУЗов в развитии и модернизации отрасли.

7. Подготовить предложения о расширении перечня выставочно-ярмарочных мероприятий, участие в которых финансируется из средств федерального бюджета в рамках бюджетных ассигнований, предусмотряемых Минпромторгом России на эти цели, за счет включения специализированных международных и отечественных выставок по тематике энергетического машиностроения.

8. Вопросы обеспечения энергетической безопасности

На сегодняшний день в российской энергосистеме уже существует несколько генерирующих объектов, в той или иной степени укомплектованных основным энергетическим оборудованием производства зарубежных компаний – Siemens, General Electric (GE) и др. Их суммарная мощность пока не превышает 5% от общей мощности российской энергосистемы.

С 2006 года, проведены тендеры и подведены результаты по конкурсам на строительство новых энергоблоков общей мощностью около 17,5 ГВт. При этом основное энергетическое оборудование иностранного производства планируется использовать при строительстве 10,9 ГВт новых генерирующих мощностей, что составляет около 62%. Анонсированы проекты с использованием иностранного оборудования еще на 3 ГВт, реализация которых увеличит долю зарубежных поставщиков на российском рынке свыше 70%.

Если такая тенденция сохранится, то к 2020 году на основном энергетическом оборудовании зарубежного производства будет основано 24%, а по максимальному – более 27% от суммарной мощности российской энергосистемы (рисунок 18). Для сравнения: нормативный уровень технологического резерва мощности, являющийся одним из условий обеспечения энергетической безопасности России, составляет около 20%.

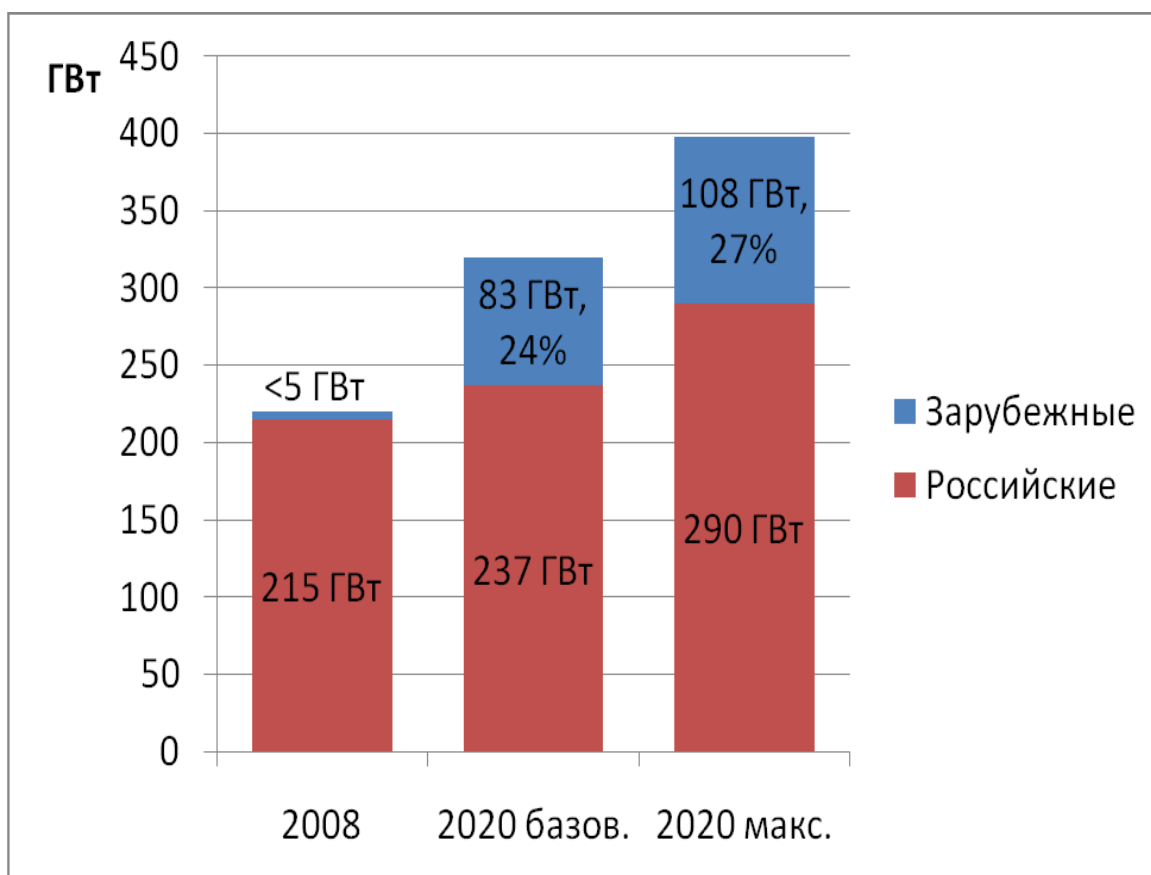


Рис. 18. Прогноз роста доли электростанций российской энергосистемы, основанных на зарубежном оборудовании.

В целях создания гарантий безопасности функционирования единой энергосистемы Российской Федерации необходимо для энергоблоков, основанных на зарубежном энергетическом оборудовании и создаваемых в условиях, когда уже более 15% российской энергосистемы применяет зарубежное оборудование, в качестве обязательного условия конкурсной заявки включать поставку вместе с основным энергетическим оборудованием иностранного или не полностью локализованного лицензионного производства поставку также и всех необходимых запасных частей и узлов для первого капитального ремонта и всех прочих плановых ремонтов, проводимых до первого капитального. При поставках импортных средств автоматизации технологических и производственных процессов для электроэнергетики в обязательном порядке передавать документацию на программные продукты, которые используются в них.

В случае достижения доли российской энергосистемы, основанной на зарубежном энергетическом оборудовании, требующем регулярных поставок запасных частей иностранного производства, значения в 20% участие в конкурсах заявок с зарубежным оборудованием должно быть законодательно запрещено.

В связи с активным внедрением в электроэнергетике высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электроэнергетических сетей нового поколения возникает необходимость создания оборудования, обеспечивающего высокую надежность и защиту электроэнергетических объектов от несанкционированного вмешательства в АСУТП генерирующих объектов. Для обеспечения этого предприятиям энергетического машиностроения предстоит создать оборудование, включая программно-аппаратные средства, телекоммуникационное и испытательное оборудование, в том числе импортозамещающее, обеспечивающее поддержание необходимого уровня параметров энергобезопасности, управляемости, эффективности и надежности электрических станций и сетей путем использования интеллектуальных электроэнергетических систем по следующим группам:

- программно-аппаратные средства и телекоммуникационное оборудование АСУ и АСУТП электрических станций и других генерирующих объектов;
- оборудование для преобразования энергии органического топлива, гидроэнергии и энергии нетрадиционных источников в тепло или в механическую энергию для получения электроэнергии;
- оборудование, в том числе телекоммуникационное, электрических подстанций с рабочим напряжением от 6 кВ и выше;
- оборудование линий электропередач напряжением от 6 кВ и выше;
- оборудование, в том числе телекоммуникационное, и программно-аппаратные средства РДУ, ОДУ и ЦДУ;

- испытательное оборудование для проведения высоковольтных и сильнотоочных испытаний энергооборудования.

9. Ресурсное обеспечение Стратегии

Финансирование мероприятий Стратегии в период 2010-2030 гг. предусматривается осуществлять как за счет внебюджетных источников, так и за счет средств федерального бюджета.

В практике развитых стран для технологического развития промышленности, включая энергетическое машиностроение, осуществляются крупные долгосрочные инвестиции, реализуемые с использованием современных кредитных технологий, таких как долгосрочные инвестиционные кредиты, проектное кредитование (проектное финансирование), синдицированные кредиты, а также различные формы займов, например облигационных. В настоящее время использование таких инструментов для российских предприятий затруднено как в силу внутренних, так и в силу внешних причин, однако в будущем их использование должно получить широкое развитие.

Частично финансирование мероприятий Стратегии будет осуществляться в рамках подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения» на 2012-2016 годы в составе федеральной целевой программы «Национальная технологическая база». Программные мероприятия подпрограммы разработаны с участием ведущих предприятий энергетического машиностроения АНО «ИЦЭМ», ОАО «ЦНИИТМАШ», ОАО «ВТИ», ОАО «ЦКТИ», ФГУП «ВЭИ», ОАО «Инженерный центр ЕЭС» и других, согласованы с крупнейшими потребителями высокотехнологичного энергетического оборудования (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «Русгидро», ЗАО «КЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ООО «Газпром энергохолдинг», ОАО «Мосэнерго» и другими). Программные мероприятия подпрограммы сбалансированы по направлениям инвестиций с программами

технологического развития и инвестиционными программами энергетических компаний и взаимно дополняют друг друга.

Размеры финансирования мероприятий Стратегии из федерального бюджета должны определяться согласованно в установленном бюджетным законодательством порядке.

По оценкам Минпромторга России прогнозный объем финансирования мероприятий Стратегии за период до 2020 года в ценах соответствующих лет за счет всех источников финансирования оценивается в размере 157,37 млрд. рублей, в том числе за счет средств федерального бюджета 22,33 млрд. рублей и внебюджетных источников 135,04 млрд. рублей, на период 2021 – 2030 гг. - 155 млрд. рублей, в том числе 15,6 млрд. рублей за счет средств федерального бюджета и 139,4 млрд. руб. за счет внебюджетных источников.

Средства федерального бюджета планируется направить на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Приведенные данные являются прогнозными и будут уточняться в ходе осуществления бюджетного процесса по составлению федерального бюджета на соответствующий год и на плановый период. Обязательным условием государственного финансирования НИОКР является привлечение частным бизнесом внебюджетного финансирования, размер которого должен определяться на основе учёта объёмов российского рынка предлагаемых к разработке энергоустановок, а также экономической эффективности частных инвестиций.

Из федерального бюджета предполагается финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области:

- создания новых технологий;
- разработки и создания новых образцов оборудования.

Обязательным условием государственного финансирования НИОКР является привлечение частным бизнесом внебюджетного финансирования, размер которого должен определяться на основе учета размеров внутреннего рынка предлагаемых к разработке энергетических установок, а также экономической эффективности частных инвестиций.

Финансирование из федерального бюджета научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ будет осуществляться в рамках бюджетных ассигнований, предусмотренных заинтересованным федеральным органам исполнительной власти, включая Минпромторг России, федеральными бюджетами на текущий финансовый год и плановый период.

Средства федерального бюджета на прочие направления предусматриваются на субсидирование части процентных ставок по привлеченным кредитам предприятий, на нужды технического перевооружения.

Внебюджетные источники финансирования предусматриваются как на софинансирование НИОКР, так и на создание современной производственно-технологической базы энергетического машиностроения, включая строительство и модернизацию производственных мощностей с учетом создания новых проектов высокотехнологичного оборудования и модернизацию станочного парка предприятий.

Основными источниками инвестиций в отрасли станут собственные ресурсы предприятий и банковские кредиты.

Прогнозные объемы финансовых затрат за счет средств федерального бюджета на реализацию Стратегии на период до 2030 года приведены в таблице 25. Прогноз разработан на основании объемов вводов и демонтажей генерирующих мощностей на период 2010-2030 годов, представленных на Рис.2 Стратегии, а также с учетом удельного веса НИОКР, составляющего 20 - 30% от общего объема инвестиций на техническое перевооружение энергетического машиностроения.

Таблица 25.

Прогнозные объемы финансовых затрат по видам источников на реализацию стратегии развития энергетического машиностроения на период до 2030 года, (млн. рублей в ценах соответствующих лет)

Наименование затрат	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
1. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, в том числе	2440	5790	9350	8750	5900	4340	2600	2700	2700	2300	2300	2400	2600	2600	2600	2700	2900	2900	3000	3000	73870
<i>Бюджетные средства</i>	<i>270</i>	<i>3270</i>	<i>3660</i>	<i>3140</i>	<i>3250</i>	<i>3140</i>	<i>1400</i>	<i>1400</i>	<i>1400</i>	<i>1400</i>	<i>1400</i>	<i>1500</i>	<i>1500</i>	<i>1500</i>	<i>1500</i>	<i>1600</i>	<i>1600</i>	<i>1600</i>	<i>1700</i>	<i>1700</i>	37930
<i>Внебюджетные источники</i>	<i>2170</i>	<i>2520</i>	<i>5690</i>	<i>5610</i>	<i>2650</i>	<i>1200</i>	<i>1200</i>	<i>1300</i>	<i>1300</i>	<i>900</i>	<i>900</i>	<i>900</i>	<i>1100</i>	<i>1100</i>	<i>1100</i>	<i>1100</i>	<i>1300</i>	<i>1300</i>	<i>1300</i>	<i>1300</i>	35940
2. Техническое перевооружение предприятий отрасли, в том числе	3500	9000	9000	18000	16000	17000	9000	9000	10000	10000	11000	12000	12000	12000	13000	13000	13000	14000	14000	14000	238500

<i>Внебюджетные средства, привлеченные частным бизнесом в кредитных организациях и направленные на техническое перевооружение предприятий отрасли</i>	3500	9000	9000	18000	16000	17000	9000	9000	10000	10000	11000	12000	12000	12000	13000	13000	13000	14000	14000	14000	238500
Всего: в том числе	5940	14790	18350	26750	21900	21340	11600	11700	12700	12300	13300	14400	14600	14600	15600	15700	15900	16900	17000	17000	312370
<i>Бюджетные средства *</i>	270	3270	3660	3140	3250	3140	1400	1400	1400	1400	1400	1500	1500	1500	1500	1600	1600	1600	1700	1700	37930
<i>Внебюджетные источники</i>	5670	11520	14690	23610	18650	18200	10200	10300	11300	10900	11900	12900	13100	13100	14100	14100	14300	15300	15300	15300	274440

10. Мониторинг и контроль реализации Стратегии

Мониторинг хода реализации Стратегии развития энергетического машиностроения осуществляется Минпромторгом России с участием других органов исполнительной власти и государственных структур, а также предприятий энергетического машиностроения на основе Плана мероприятий по её реализации, основных показателей состояния и развития энергетического машиностроения, формируемых на основе данных официальной государственной статистики. В целях мониторинга реализации Стратегии разработаны целевые показатели и индикаторы, которые представлены в Приложении 1.

В том числе, необходима совместная работа с:

- Минэкономразвития России – по сбору макроэкономических показателей и формированию согласованной позиции по конкретизации мер государственного регулирования в энергетическом машиностроении;

- Минэнерго России – по предоставлению прогнозных балансов электропотребления и формированию согласованной позиции по номенклатуре, объемам и срокам создания и внедрения продукции энергетического машиностроения;

- Минобрнауки России, ОАО «РВК», ГК «Внешторгбанк», ГК «Роснано» и другими стратегическими инвесторами – по координации НИОКР и финансированию проектов в области энергетического машиностроения;

- аналитическими компаниями – по сбору информации о производстве и продажах продукции энергетического машиностроения на российском и зарубежных рынках.

Контроль реализации Стратегии развития энергетического машиностроения осуществляет Правительство Российской Федерации на основе ежегодного доклада Министра промышленности и торговли Российской Федерации.

11. ПАСПОРТ СТРАТЕГИИ

1.Паспорт стратегии	Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010 - 2020 годы и на перспективу до 2030 года
2.Дата, номер и наименование нормативного акта о подготовке стратегии	Поручение Правительства Российской Федерации от 08 марта 2009 года № ИС-П9-1229
3.Разработчик стратегии	Минпромторг России
4.Системная социально-экономическая проблема, решаемая стратегией	Разомкнутость цикла инновационного развития отрасли, включающего научные разработки, опытно-конструкторские работы, опытно-промышленную эксплуатацию, серийное производство, реализацию и поддержку эксплуатации продукции потребителями, что не обеспечивает возврат достаточного количества полученных при реализации и поддержке эксплуатации средств для финансирования предыдущих этапов развития и, прежде всего, научных разработок.
5. Цель стратегии	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение приоритетных направлений развития энергетического машиностроения на среднесрочную и долгосрочную перспективу и путей их реализации. 2. Выработка согласованных действий органов государственной власти различных уровней и бизнеса по ключевым направлениям развития энергетического машиностроения в среднесрочной и долгосрочной перспективе. 3. Определение перспективных направлений по разработке и корректировке законодательной и нормативной правовой базы развития энергетического машиностроения. 4. Разработка комплекса мер, направленных на создание и внедрение на предприятиях электроэнергетики новых образцов конкурентоспособного унифицированного инновационного оборудования энергетического машиностроения, которое по своим техническим и эксплуатационным характеристикам обеспечит конкурентоспособность на мировом рынке оборудования энергетического машиностроения, импортозамещение и

	<p>повышение энергетической безопасности и эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и функционирования электроэнергетического комплекса России</p>
<p>6. Задачи стратегии</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание системы инновационного развития электроэнергетики на основе научно-технического и инновационного потенциала отечественного энергетического машиностроения и применения механизмов государственно-частного партнерства. 2. Создание конкурентоспособной новой техники и технологий для решения стратегических задач развития энергетического машиностроения, обеспечивающих надежную работу ЕЭС России. 3. Преодоление технологического отставания российского энергетического машиностроения от ведущих мировых производителей на основе освоения инновационных разработок высокотехнологичного энергоэффективного оборудования и модернизации предприятий энергетического машиностроения. 4. Создание организационной и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному созданию и внедрению новой техники и технологий для решения стратегических задач развития энергетического машиностроения. 5. Создание и развитие сети инжиниринговых центров энергетического машиностроения для обеспечения комплексного подхода в процессе создания и внедрения высокотехнологичного оборудования для электроэнергетики в рамках инвестиционных проектов. 6. Максимальная локализация на отечественных предприятиях производства оборудования энергетического машиностроения, выпускаемого по лицензиям иностранных производителей или в рамках совместных предприятий с иностранным участием. 7. Создание оборудования для новых высокоэффективных экологически чистых технологий для производства электрической и тепловой энергии. 8. Повышение надежности, живучести, управляемости и эффективности энергетического машиностроения, в т.ч. с использованием современных интеллектуальных систем.

	<p>9. Создание техники и технологий для осуществления эффективных энергосберегающих мероприятий, снижение потерь электроэнергии в электрических и тепла в тепловых сетях.</p> <p>10. Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры энергетического машиностроения.</p> <p>11. Создание и внедрение современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования на объектах электроэнергетики.</p> <p>12. Внедрение системы подготовки и повышения квалификации кадров для предприятий энергетического машиностроения.</p> <p>13. Реализация приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом машиностроении, определенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 года и Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года.</p> <p>14. Совершенствование законодательства, нормативной правовой базы в области энергетического машиностроения.</p> <p>15. Развитие системы технического регулирования в энергетическом машиностроении.</p>
<p>7. Ожидаемые результаты реализации стратегии, критерии, целевые индикаторы</p>	<p>1. Доля проектов энергоблоков с использованием зарубежного основного энергетического оборудования должна составить к 2015 году – не более 40%, к 2020 году – не более 30%, к 2025 году – не более 10%, до 2030 года - должна поддерживаться на уровне 10 - 15%.</p> <p>2. Объем экспорта энергетического оборудования российского производства в натуральном выражении должен составить (в пересчете на мощность) к 2012 году – не менее 3 ГВт в год, к 2015 году – не менее 4,5 ГВт в год, к 2020 году – не менее 10 ГВт в год, к 2030 году - должны достигнуть уровня 15% от мирового рынка энергомашиностроительной продукции.</p> <p>3. Российское энергетическое машиностроение должно достигнуть следующих показателей:</p> <p>3.1. К 2016 году:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перейти на преимущественную поставку отечественных материалов и заготовок для нужд энергомашиностроения; • промышленное освоение, включая полномасштабные испытания и доработку на собственных испытательных стендах, усовершенствованных газотурбинных установок

(ГТУ) мощностью 65 – 270 – 350 МВт и парогазовых установок (ПГУ) на природном газе с повышением их коэффициента полезного действия (КПД) до 60 %;

- разработка и освоение модульных одновальных ПГУ-ТЭЦ мощностью 40 – 100 – 170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200 – 1500кВтч/Гкал с коэффициентом использования топлива 85-86%;
- промышленное освоение передовых технологий производства котлов-утилизаторов для ПГУ;
- промышленное освоение производства котлов с циркулирующим кипящим слоем мощностью до 330 МВт;
- продление межремонтного ресурса «горячих» деталей ГТУ до 30 тыс.ч для повышения готовности и снижения затрат на капитальный ремонт;
- промышленное применение ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и КПД нетто на уровне 50%.;
- разработка и освоение тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4 -5 в системах теплоснабжения.

3.2. К 2020 году:

- промышленное освоение паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 30 МПа, 600–620°С. Освоение первых паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 35 МПа, 700–720°С;
- освоение демонстрационной гибридной установки малой мощности с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 65–70 %;

В целом за период до 2030 года следует достигнуть следующих ориентиров:

- промышленное освоение гибридных установок с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 70–75% и на угле (после газификации) 60–65%;
- промышленное освоение энергетических установок, реализующих различные технологии вывода из их циклов CO₂;
- промышленное освоение ПГУ с комбинированным производством электроэнергии и водорода из угля;
- энерготехнологические установки с получением искусственного жидкого топлива.

4. Снижение уровня износа основных фондов в отрасли: к 2012 году – не более 50%, к 2015 году – не более 45%, к

	<p>2020 году – не более 40%, к 2030 году – поддержание на среднем уровне – около 50%.</p> <p>5. В период 2010-2020 гг. должно быть подготовлено не менее 500 специалистов в области энергетического машиностроения, не менее 1600 специалистов должны пройти переподготовку и курсы повышения квалификации кадров для обеспечения создания высокотехнологичного инновационного оборудования энергетического машиностроения.</p> <p>6. Всего в период 2010-2020 гг. на базе предприятий-разработчиков, изготовителей, предприятий электроэнергетики-потребителей продукции энергетического машиностроения и инвесторов должно быть создано не менее 5 консорциумов, целью которых является комплексное решение всех организационных, технических и финансовых вопросов реализации инвестиционных проектов по приоритетным направлениям развития энергетического машиностроения.</p>
<p>8. Сроки и этапы реализации стратегии</p>	<p>2010-2030 гг.</p> <p>I этап (2010-2016 годы) – формирование системы инновационного развития электроэнергетики на основе научно-технического и инновационного потенциала отечественного энергетического машиностроения, техническое перевооружение предприятий энергетического машиностроения для выпуска конкурентоспособной на внутреннем рынке унифицированной энергомашиностроительной продукции.</p> <p>II этап (2017-2020 годы) – освоение серийного выпуска конкурентоспособной на мировом рынке энергомашиностроительной продукции.</p> <p>III этап (2021-2030 годы) – удовлетворение внутренних потребностей рынка в энергомашиностроительной продукции, завоевание 15% мирового рынка энергомашиностроительной продукции.</p>
<p>9. Перечень целевых программ и основных мероприятий</p>	<p>1. Проект концепции подпрограммы «Развитие силовой электротехники и энергетического машиностроения на 2012-2016 годы» в составе Федеральной целевой программы «Национальная технологическая база»</p> <p>2. ФЦП «Национальная технологическая база» на 2007-2011 гг. Технологическое направление «Базовые технологии энергетики», базовое технологическое</p>

	<p>направление «Технологии неядерной энергетики»: Программное мероприятие 31 «Создание технологий гарантированного электроснабжения для обеспечения безопасности объектов особо ответственного энергопотребления» Программное мероприятие 56 «Технологии создания цилиндров низкого давления (ЦНД) нового поколения для турбоустановок атомных и тепловых электростанций»</p> <p>3. План НИОКР Минпромторга России ВИП «Освоение комплекса ЭШП 15/30, отработка технологии производства полых и сплошных заготовок, приемка комплекса в эксплуатацию, аттестация продукции. Разработка технического проекта развития комплекса ЭШП с целью обеспечения производства сплошных заготовок ответственного назначения массой до 60 тонн на каждый модуль, полых заготовок длиной до 10 м» ВИП «Разработка энергоэффективных паровых котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) мощностью до 330МВт» ВИП «Разработка нового типа гидротурбин с повышенными интервалами регулирования и высокой кавитационной стойкостью»</p>
10. Объем финансирования стратегии (в ценах соответствующих лет)	Общий объем финансирования 312,37 млрд. рублей, в том числе за счет средств федерального бюджета 37,93 млрд. рублей, за счет внебюджетных источников 274,44 млрд. рублей.