



**Основные положения
(Концепция)
технической политики в электро-
энергетике
России на период до 2030 г.**

**ОАО РАО «ЕЭС России»
2008 г.**

ИСПОЛНИТЕЛИ

ОАО «ЭНИН»

Руководитель работы
Исполнительный директор, академик РАН
Первый заместитель
Исполнительного директора, к.т.н.
зав. Отделением перспектив развития
электроэнергетики, д.т.н.
зав. Отделением энергосбережения и
нетрадиционных источников энергии, д.т.н.
ведущий научный сотрудник, к.т.н.

Э.П. Волков

Е.И. Гарнипов

В.А. Баринов

Б.В. Тарнижевский
М.И. Сапаров

ОАО РАО «ЕЭС России»

Заместитель начальника
Департамента развития ЕЭС

В.А. Степченко

ОАО «ВТИ»

Генеральный директор,
Член-корр. РАН
Первый заместитель
Генерального директора, д.т.н.

Г.Г. Ольховский

А.Г. Тумановский

ОАО «НТЦ Электроэнергетики»

Генеральный директор, д.т.н.

В.Н. Вариводов

ОАО «НТЦ электроэнергетики – ВНИИЭ»

Научный руководитель, д.т.н.
ведущий научный сотрудник, к.т.н.

Ю.Г. Шакарян
Б.А. Алексеев

ГУП «ВЭИ»

Генеральный директор, д.т.н.
Заместитель Генерального директора, к.т.н.
д.т.н.

В.Д. Ковалев
В.Н. Ивакин
Г.С. Белкин

МЭИ

д.т.н.

А.П. Бурман

ФТИ им. А.Ф. Иоффе РАН

д.т.н.

И.В. Грехов

ОАО «НИИПТ»

Научный руководитель, д.т.н.

Л.А. Кошечев

ОАО «ВНИИКП»

Генеральный директор
Директор по науке, д.т.н.

Г.И. Мещанов
В.Е. Сытников

ОАО «Мосэнерго»

Директор по перспективному
развитию, д.т.н.

Ю.Н. Кучеров

РНИЦ «Курчатовский институт»

Вице-президент, академик РАН
ведущий научный сотрудник, к.т.н.

Н.Н. Пономарев-Степной
В.Ф. Цибульский

Бюро НТС ОАО РАО «ЕЭС России»

заместитель Председателя, к.т.н.

В.В. Нечаев

ОАО (СО-ЦДУ ЕЭС)

Заместитель Председателя
Правления, к.т.н.

Н.Г. Шульгинов

Руководитель Центра
инновационных технологий

А.В. Левандовский

ОАО «Инженерный Центр ЕЭС»

Начальник научно-технического
управления, к.т.н.

В.Д. Новоженин

ГУ «Институт энергетической стратегии

Заместитель Генерального
директора, д.т.н.

П.П. Безруких

ОАО «ВНИПИЭнергопром»

Главный инженер – первый заместитель
Генерального директора

Л.А. Тутыхин

Бизнес-единица «Сервис»

Зам. Начальника Департамента управления НПРСК

А.А. Салихов

ОАО «ГидроОГК»

Член Правления,

Руководитель БЕ «Производство»

Р.М. Хазиахметов

При выполнении данной работы использованы материалы
«Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» 2005-2009.»

Содержание

	Стр.
Введение	5
1. Существующее состояние электроэнергетики России.	7
2. Основные цели технической политики в контексте целевого видения (стратегии) развития электроэнергетики на период до 2030г.	10
3. Общие направления развития генерирующих мощностей Российской Федерации	12
4. Техническая политика в области электроэнергетических систем.	14
4.1. Актуальное состояние	14
4.2. Общие требования к развитию ЕЭС	14
4.3. Оперативно-диспетчерское управление режимом ЕЭС	17
4.4. Электрические сети (основные и распределительные)	18
4.5. Планирование и управление режимом ЕЭС России	22
4.6. Автоматизация	23
4.7. Надёжность энергоснабжения крупных городов и мегаполисов	24
4.8. Технологическое обеспечение рыночных отношений	28
5. Техническая политика в области теплоэнергетики.	30
5.1. Основные направления технической политики при строительстве и техническом перевооружении ТЭС.	30
5.2. Типовые решения по основному теплоэнергетическому оборудованию	39
5.3. Малая энергетика изолированных районов и выделенных потребителей.	42
5.4. Политика в области топливообеспечения.	44
6. Техническая политика в области теплоснабжения.	45
6.1. Современное состояние, проблемы и тенденции совершенствования техники и технологий.	45
6.2. Реконструкция и техническое перевооружение объектов теплоснабжения.	47
6.3. Основные направления в области технического перевооружения	49
7. Техническая политика в области гидроэнергетики и гидротехнических сооружений.	51
7.1. Общие требования.	51
7.2. Оборудование станций.	52
7.3. Гидротехнические сооружения.	54
7.4. Прогноз поэтапного развития гидроэнергетики	55
8. Техническая политика в области возобновляемой (нетрадиционной) энергетики.	60
8.1. Прогнозы развития возобновляемой энергетики мира.	60
8.2. Цели России в области ВИЭ.	60
8.3. Оценка состояния возобновляемой энергетики России.	60
9. Техническая политика в области электрооборудования.	64
9.1. Современное состояние, проблемы физического и морального старения и тенденции совершенствования техники и технологий.	64
9.2. Основные направления совершенствования электрооборудования.	67
10. Техническая политика в области экологии	77

11.	Основные задачи по реализации Концепции технической политики.	86
	Приложение 1	88
	Приложение 2	89
	Приложение 3	90

Введение

В Федеральном Законе от 26 марта 2003 г. №35–ФЗ «Об электроэнергетике» электроэнергетика названа основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны. Законом определены общие принципы организации экономических отношений и основы государственной политики в сфере электроэнергетики, в том числе: обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации, технологическое единство электроэнергетики и обеспечение её надежного функционирования.

Определение основных количественных и качественных параметров развития электроэнергетики и конкретных механизмов их достижения, а также координация развития электроэнергетики с развитием других отраслей ТЭК и потребностями экономики страны, относятся к числу наиболее важных задач Энергетической стратегии России.

Производство, транспорт, распределение, сбыт и потребление электроэнергии являются звеньями единого непрерывного технологического процесса. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики возможно только на основе единства технической политики в отрасли, независимо от форм собственности.

В этой связи возникла необходимость разработки Концепции технической политики в электроэнергетике на долгосрочную перспективу – до 2030 года. Это позволит полноценно и своевременно наметить и осуществить долгосрочную программу развития отрасли с целью обеспечения энергетической безопасности страны в соответствии с задачами, вытекающими из основных положений обновленного в 2007 году ФЗ «Об электроэнергетике», Энергетической стратегии России и Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Под технической политикой в электроэнергетике следует понимать совокупность положений и принципов, определяющих основные пути и цели технологического развития электроэнергетической отрасли, направления ее ресурсного обеспечения, технического развития электроэнергетических систем, включая ЕЭС, уровень и тип энергетического оборудования, технических уровень эксплуатации, диагностики и управления электроэнергетикой.

Настоящий документ разработан большим коллективом специалистов в различных областях электроэнергетики, представляющих ряд энергетических организаций и ведущих научно-исследовательских институтов.

Разработка документа «Основные положения технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г.» проведена в период завершения реформы электроэнергетики и ее нового структурирования с учётом стоящих перед российской энергетикой задач.

К приоритетным задачам в электроэнергетике Российской Федерации на этот период относятся:

- опережающее развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов, с целью надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом;
- диверсификация топливного баланса электроэнергетики, за счет максимально возможного использования потенциала развития атомной, гидро- и угольной генерации и соответственного уменьшения доли газовой генерации в топливном балансе отрасли;
- создание сетевой инфраструктуры, обеспечивающей - полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, усиление межсистемных связей для надежного обмена электроэнергией и мощностью между регионами России и реализации системных эффектов, развитие экспорта электрической энергии;
- минимизация удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла, за счет внедрения передовых технологий и современного высокоэкономичного оборудования;

- выполнение экологических нормативов в соответствии с принятыми международными обязательствами и национальными стандартами;
- сохранение и развитие кадрового потенциала электроэнергетики, поддержание и развитие системы высшего и средне-специального образования как необходимого условия реализации технической политики.

В настоящем документе рассматривается техническая политика в электроэнергетике Российской Федерации для трех временных горизонтов – 2010, 2020 и 2030 гг.

Для ближайшего из них – 2010 г. использованы в основном актуализированные положения существующей «Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» 2005–2009», связанные с прогрессивными и апробированными технологиями, оборудованием и материалами, которые могут применяться уже на современном этапе. Важно подчеркнуть, что необходимо за период, рассматриваемый в данном документе, осуществить разработку и изготовление всех или большинства типов отечественного оборудования, реализующего новые, высокоэффективные технологии производства, транспорта и распределения энергии, т.е. для России необходимым условием эффективного развития является использование собственного энергетического оборудования. Сформулированы технические ориентиры для нового строительства и перевооружения энергообъектов, а также приведены неэффективные, устаревшие технологии и оборудование, в отношении которых должна проводиться политика отторжения.

Второй горизонт предопределен Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года, утвержденной распоряжением правительства № 215р от 22 февраля 2008г. В этом документе представлены общие технические направления развития отечественной электроэнергетики, с определением потребности по вводу новых мощностей и электросетевого строительства по базовому и максимальному сценариям.

Третий горизонт – 2030г. задается работой «Целевое видение (стратегия) развития электроэнергетики России на период до 2030 года», разработанной ОАО РАО «ЕЭС России» в 2006 году. Ключевая задача электроэнергетической отрасли на долгосрочную перспективу состоит в обеспечении экономического роста страны на базе современного высокоэффективного оборудования и надёжного функционирования Единой энергосистемы. При этом важнейшей целью в электроэнергетике является повышение эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии до уровня развитых мировых держав.

Достижение этой цели возможно только при проведении адекватной ей технической политики.

Обеспечение энергетической безопасности страны и экономическая целесообразность требуют организации выпуска основного энергетического оборудования энергомашиностроительным комплексом Российской Федерации. Производство может быть организовано как на базе имеющихся отечественных предприятий с использованием существующих передовых технологий и новых перспективных разработок, так и путём приобретения лицензий на выпуск оборудования мирового уровня, с созданием совместных предприятий (компаний) с иностранным инновационным партнёром.

Задачи, установленные Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020г., утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008г. №215-р и настоящими Основными направлениями (Концепцией) технической политики в электроэнергетике России до 2030 г. определяют направление развития не только энергетического комплекса, но и отечественного энергомашиностроения, с определением задач кадровой политики в этих отраслях Российской Федерации.

Определение чётких количественных и качественных показателей развития энергетики даст импульс и ориентиры к развитию производства и кадровых ресурсов, необходимых для решения поставленных задач на основе потенциала Российской науки и энергомашиностроения.

1. Существующее состояние электроэнергетики России

Электроэнергетическая отрасль России - это развивающийся в масштабе всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединенных единым технологическим циклом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

По состоянию на 31 декабря 2006 года установленная мощность электростанций централизованной зоны России составила 210,8 ГВт, из них мощность ТЭС составляет 142,4 ГВт, (68% от суммарной установленной мощности), ГЭС – 44,9 ГВт (21% от суммарной установленной мощности) и АЭС – 23,5 ГВт (11% от суммарной установленной мощности).

Доля устаревшего оборудования на электростанциях России составляет 82,1 ГВт или 39% от установленной мощности всех электростанций, в том числе на ТЭС- 57,4 ГВт или 40 % от установленной мощности ТЭС, а на ГЭС – 24,7 ГВт или более 50 % установленной мощности.

С 1990 года по 2007 год введено в эксплуатацию 24,6 ГВт новых мощностей, преимущественно на тепловых станциях.

Газовая пауза затянулась. В топливном балансе тепловых электростанций Европейской части страны доминирует газ. Рынок газа не развит. Поставки газа осуществляются из одного географического источника. С внедрением технологии ПГУ повышается зависимость от газа вследствие монотопливного режима.

С 2001 года удельный вес газа увеличился с 65,9% до 68,1% в 2006 году, а доля угля снизилась с 26,7 % до 25,3 % в 2006 году. Отечественные энергоугольные технологии остановились в своем развитии на уровне 70-х годов прошлого века. Стандарты надежности электроснабжения, качества электрической энергии и экологической безопасности значительно уступают практике развитых стран мира.

Основой надежного и безопасного энергоснабжения страны является ЕЭС России объединяющая на параллельную работу электрические станции всех типов. До последнего времени инфраструктура электроэнергетики полностью покрывала потребности страны в электрической и тепловой энергии с незначительной долей экспорта электроэнергии (не более 2% общего потребления в стране).

Электрические сети страны, являются сетями переменного тока, работающими на частоте 50 Гц. На этой частоте работают энергосистемы всех стран Евразийского континента, кроме части Японии. Сети подразделяются на системообразующие (магистральные), обеспечивающие целостность функционирования ЕЭС России и распределительные сети, за счет которых осуществляется электроснабжение потребителей.

Системообразующая сеть в европейской части ЕЭС России в основном сформирована на основе линий электропередачи с напряжением 330-500-750 кВ, в то время как в азиатской части ЕЭС России сложилась система номинальных напряжений 220 – 500 кВ. При этом одновременно с развитием системообразующей сети напряжением 750-500 кВ, начиналось промышленное освоение сети напряжением 1150 кВ сооружением промышленной электропередачи напряжением 1150 кВ Экибастуз-Кокчетав-Кустанай, однако освоение данного класса напряжения не было завершено.

Помимо сетей переменного тока в ЕЭС РФ функционирует вставка постоянного тока на ПС Выборгская, объединяющая на несинхронную параллельную работу ЕЭС и энергосистему Финляндии. Сооружалась электропередача постоянного тока +/- 750 кВ Экибастуз-Тамбов, однако её создание не было завершено.

По состоянию на 31 декабря 2006 года - протяженность электрических сетей напряжением 110-1150 кВ (в одноцепном исчислении) всех ОЭС составила более 442,2 тыс. км, а суммарная установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понизительных подстанциях составила около 696,9 тыс. МВА.

Начало структурных реформ в электроэнергетике Российской Федерации (создание ОАО РАО «ЕЭС России» в 1992 году), совпало с периодом глубокого экономического спада 90-х годов, со снижением на четверть электропотребления и изменением его структуры из-за снижения потребления в промышленных секторах экономики, образованием существенного объема невостребованных мощностей. На порядок снизились объемы технического перевооружения и вводов новых мощностей электростанций и электрических сетей. Это привело к ускоренному росту степени износа основных фондов, величина которого в среднем по отрасли в 2006 г. приблизилась уже к 60%.

Доля турбинного оборудования 1971–1980 годов выпуска в установленной мощности составляет 31,4%, а выпуска 1961–1970 годов – 23,3%. При этом еще работает послевоенное оборудование (введенное до 1960 г.) – 8,7%,

Износ сетей Федеральной сетевой компании в целом составляет 48,5%, в том числе подстанционного оборудования – 60%, линий электропередач – 41,9%. Удельная повреждаемость оборудования с большим сроком эксплуатации существенно возрастает.

Автоматизация технологических процессов на подстанциях осуществлена в незначительном объеме, а АСУ ТП, как система, на 1% по отношению ко всем подстанциям, поэтому схемы организации эксплуатации ориентированы, прежде всего, на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала. Замена устаревших устройств РЗА на современные микропроцессорные устройства составляют незначительное количество (не более 3%).

Существующие в настоящее время на подстанциях системы учета электроэнергии в большинстве случаев не отвечают современным требованиям, как в части автоматизации, так и в части выполнения ФЗ «О единстве измерений».

Значительны колебания уровня напряжения, поскольку средства регулирования напряжения в распределительных сетях недостаточно эффективны, недостаточно средств регулирования реактивной мощности в системообразующих и распределительных сетях. Большинство трансформаторов не имеет систем автоматического регулирования РПН.

Высокие темпы роста потребления, превышающие темпы ввода генерирующих мощностей, наряду с отставанием развития электрических сетей, приводят к снижению, как системной надежности, так и надежности энергоснабжения потребителей.

Свертывание в 90-х годах программ разработки и освоения новых технологий производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии вызвало растущее отставание технического уровня российской электроэнергетики от уровня, достигнутого промышленно развитыми странами. Низкая эффективность отечественной электроэнергетики оказывает негативное влияние на конкурентоспособность экономики страны в целом, создает избыточную нагрузку на топливные отрасли, ведет к росту цен на электроэнергию для промышленных потребителей и населения.

Среднегодовой прирост электропотребления в стране за 2000-2005 год составил 1,7%, в 2006 году 4,2%. В 2008 – 2009г.г. ожидается превышение исторического максимума потребления электроэнергии 1990 года в 1074 млрд. кВт.ч. В ряде ключевых регионов страны (Москва, Санкт-Петербург, Тюмень и др.) данное превышение произошло уже несколько лет назад и стало серьезным сдерживающим фактором регионального развития. Давление спроса в виде отложенных заявок на присоединение нарастает.

Основные проблемы электроэнергетики в контексте разрабатываемого документа:

- высокие темпы роста потребления, превышающие темпы ввода генерирующих мощностей;
- недостаточная надёжность схем внешнего энергоснабжения крупных городов и конечных потребителей;
- нарастающий физический износ действующего оборудования;
- технологически и морально устаревший парк оборудования;
- недостаточная развитость электрических сетей;
- высокий уровень потерь в электрических и тепловых сетях;

- высокий уровень удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии;

С разделением АО-энерго и необходимостью ускоренного решения задач развития остро стоят вопросы регламентации технических условий присоединения, создания системы планирования развития, обновления нормативной базы проектирования, стандартизации надежности.

Очевидна необходимость развития электроэнергетики темпами, опережающими рост спроса с учетом региональной специфики и роста городов, координации с планами развития территорий, повышения надежности и качества энергоснабжения в целом.

Для решения этих проблем ОАО РАО «ЕЭС России» завершает реструктуризацию отрасли, развивает модели рынка электрической энергии и мощности, организывает масштабные долгосрочные инвестиции в модернизацию отрасли, строительство новых генерирующих и сетевых мощностей.

Инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» предусматривает строительство в ближайшие годы новых генерирующих мощностей объемом свыше 40 ГВт. Суммарные инвестиции в ТЭС и ГЭС, магистральные и распределительные сети, диспетчерскую инфраструктуру только на период до 2011 г. оцениваются в объеме до 4 трл. рублей.

Кроме этого, вырабатываются новые системные организационные изменения в сфере стратегического планирования, регулирования и управления электроэнергетикой, направленные на обеспечение энергетической безопасности страны, повышение надежности и эффективности работы электроэнергетической отрасли, проведение государственной политики в электроэнергетике.

Обеспечить своевременность и эффективность оперативных и инвестиционных решений и достичь поставленных целей возможно лишь при ясном понимании направлений и приоритетов развития электроэнергетики на долгосрочную перспективу.

Учитывая масштабность задач, стоящих перед электроэнергетикой, долговременным направлением технической политики в отрасли должен стать системный подход для комплексного решения проблем по всем показателям повышения ее технического уровня.

2. Основные цели и задачи технической политики развития электроэнергетики России на период до 2030 года

Разрабатываемая техническая политика тесно увязана с Энергетической стратегией России на период до 2030г., которая определяет основные количественные и качественные показатели развития энергетики страны на данный период.

Основные цели технической политики:

- Создание современного высокоэффективного электроэнергетического комплекса, в т.ч. на основе использования передового мирового опыта, с целью надежного и эффективного энергоснабжения предприятий и населения страны электроэнергией и теплом;
- Диверсификация ресурсной базы электроэнергетики с широким использованием ядерного топлива, увеличением доли угля и доли возобновляемых источников энергии;
- Сохранение целостности ЕЭС России и развитие зоны централизованного электроснабжения, интеграция ЕЭС с другими энергообъединениями Евразийского континента;
- Соблюдение экологических требований с учетом принятых международных обязательств по охране окружающей среды.

Основные задачи технической политики:

-Разработка и создание новой техники и технологий для решения крупномасштабных программных задач развития электроэнергетики, обеспечивающих надёжную работу ЕЭС России, сбалансированную по регионам страны структуру высокоэффективных, экологически чистых генерирующих мощностей тепловой, гидравлической, атомной энергетики и возобновляемых источников энергии.

–Преодоление тенденции физического и морального старения основных фондов и полный вывод к концу периода устаревшего оборудования в условиях увеличения ввода новых генерирующих мощностей, масштабов работ по реконструкции и техническому перевооружению действующих электростанций на основе применения передовых технологий и технических решений.

-Снижение удельного расхода первичных энергоресурсов в теплоэнергетике за счет широкого применения новейших высокоэффективных технологий при производстве электроэнергии и тепла на газе и твёрдом топливе.

-Повышение эффективности топливоиспользования за счёт увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении и создание в связи с этим необходимой нормативно-правовой базы, способствующей ускорению развития комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

-Ускорение создания новых высокоэффективных экологически чистых технологий производства электрической и тепловой энергии на твёрдом топливе, увеличение доли угля в топливном балансе электроэнергетики и создание тем самым условий для преимущественного эффективного использования природного газа на ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ для электро- и теплоснабжения населения и экономики.

-Повышение надёжности, живучести, управляемости и эффективности систем централизованного теплоснабжения на основе оптимизации схем тепловых сетей, полной к концу периода замены устаревших теплопроводов на прогрессивные конструкции, рационального сочетания источников тепла на органическом топливе и возобновляемых источников, в том числе тепловых насосов, резервирования, внедрения современных систем управления и связи.

-Развитие систем децентрализованного и локального электро- и теплоснабжения на основе использования возобновляемых источников энергии, топливных элементов, солнечных нагревателей, тепловых насосов, высокоавтоматизированного прямого электроотопления с аккумулированием тепла и других источников.

– Развитие электрических связей ЕЭС на переменном и постоянном токе, позволяющих обеспечить устойчивую параллельную работу всех основных регионов ЕЭС России, в том числе Европейской и Сибирской её частей, и их интеграцию с другими энергообъединениями на Евразийском континенте.

– Обеспечение надежной выдачи мощности электрических станций в сеть и создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничного рынка на условиях недискриминационного доступа при обеспечении надежности электроснабжения и качества электроэнергии у потребителей.

– Создание технологической инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию конкурентного рынка электроэнергии внутри РФ и обеспечивающей интеграцию в международные рынки электроэнергии.

– Совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта электростанций, тепловых и электрических сетей, зданий и сооружений.

– Развитие оперативно-диспетчерского управления и технологической инфраструктуры рынка в целом.

– Повышение технического уровня электроэнергетики на основе создания и широкого применения в электрических сетях и на электростанциях сверхпроводникового оборудования, современных и перспективных отечественных и зарубежных силовых полупроводниковых приборов, микропроцессорной и вычислительной техники.

– Повышение надежности и управляемости ЕЭС посредством использования новой высокоэффективной техники и технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов генерации, электросетевых объектов, создания пиковых мощностей и высокоманевренных энергоблоков, создания экономически обоснованного резерва мощностей, развития оперативно-диспетчерского управления и технологической инфраструктуры рынка в целом.

– Создание техники и технологий для повсеместного, особенно в мегаполисах и крупных городах, осуществления эффективных энергосберегающих мероприятий, включая использование возобновляемых источников энергии, снижение потерь электроэнергии в электрических и тепла в тепловых сетях. Создание условий для последовательного перехода к концу периода экономики страны на энергосберегающий путь развития.

– Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры и централизованного технологического управления.

– Повышение наблюдаемости и автоматизации объектов ЕЭС, внедрение и развитие современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, инженерных систем, зданий и сооружений, коммерческого и технического учета электроэнергии, тепла, топлива.

– Создание в ЕЭС единой системы нормативно-технических документов, обеспечивающей функционирование и развитие энергопредприятий.

– Крупномасштабный разворот в 2008-2010 г.г. программных научно-исследовательских работ (НИОКР) и обеспечение их необходимым финансированием для достижения положительных результатов;

– Приведение экологических характеристик электроэнергетики в соответствие (гармонизация) с прогрессивными зарубежными требованиями, в том числе ужесточение отечественных норм и стандартов экологического воздействия энергетики на окружающую среду, в том числе на климат планеты.

3. Общие направления развития генерирующих мощностей Российской Федерации.

Основным целевым ориентиром развития генерирующих мощностей электроэнергетики является создание оптимальной, комплексно обоснованной структуры мощностей, в целях надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом.

Основными принципами в развитии генерирующих мощностей на период до 2030г. являются:

- Увеличение в структуре генерации доли мощностей атомных и гидро электростанций;
- Обеспечение возможности участия атомных электростанций в регулировании суточной и недельной неравномерности графика нагрузки, используя для этих целей, созданных в комплексе с АЭС, сопутствующих энергоемких производств (производство водорода, кремния) и других возможностей;
- Увеличение доли установленной мощности ГАЭС в целях регулирования суточных и недельных неравномерностей нагрузок;
- Увеличение доли мощности ТЭС на твердом топливе;
- Развитие и переоснащение ТЭЦ на действующих площадках в мегаполисах и городах;
- Планомерное снижение количества конденсационных газомазутных ТЭС, работающих по паросиловому циклу, с перспективой их полной ликвидации как низкоэффективных;
- Строительство новых газовых электростанций исключительно с использованием парогазового цикла;
- Покрытие тепловых нагрузок преимущественно источниками, работающими на когенерационном принципе.
- Переоснащение газовых котельных, имеющих достаточные тепловые нагрузки, при технико-экономическом обосновании, в ПГУ-ТЭЦ или ГТУ-ТЭЦ, с централизацией и резервированием теплосетей и выводом из работы или переводом в пиковый режим мелких котельных;
- Постепенный, по мере замещения, вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс агрегатов на низкие параметры острого пара (8,8 МПа и ниже);
- Планомерный перевод на парогазовое оборудование действующих газовых КЭС и ТЭЦ с проведением технико-экономического обоснования;
- Повышение надежности газоснабжения ПГУ – ТЭЦ виду их монотопливного режима, а также надежности водоснабжения ТЭЦ;
- Обеспечение требований к качеству энергетических углей на уровне мировых стандартов с учетом развития и освоения современных энергоугольных технологий производства электрической энергии;
- Снижение энерготехнологической зависимости новых угольных ТЭС от конкретной марки угля;
- Максимально возможное использование возобновляемых энергоисточников, а также энергоисточников на местных видах топлива, особенно для изолированных районов;

Приоритеты территориального развития генерирующих мощностей:

- в европейской части России – максимальное развитие АЭС и ГАЭС, реконструкция паросиловых электростанций, работающих на газе в ПГУ;
- на Урале развитие тепловых электростанций преимущественно на привозном угле и ГАЭС;

- в Сибири – развитие гидроэлектростанций и тепловых электростанций на угле, а также газе (ПГУ-ТЭЦ в крупных городах с учетом перспектив разработки газовых месторождений Восточной Сибири);
- на Дальнем Востоке – развитие гидроэлектростанций, тепловых электростанций на угле, а также газе (ПГУ-ТЭЦ в крупных городах) с учетом перспектив разработки газовых месторождений Сахалина.

Российские генерирующие мощности к 2030-му году должны состоять из энергоустановок, работающих с использованием передовых технологий мирового уровня, гарантирующего их эффективную эксплуатацию, надёжное функционирование и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. Структура генерирующих мощностей должна быть сформирована с учётом требований по диверсификации топливного баланса электроэнергетики в целях обеспечения энергетической и экологической безопасности страны. Целесообразно наличие в энергосистемах электростанций, работающих на разных видах топлива для обеспечения надёжности топливоснабжения генерирующего оборудования и энергосистемы в целом.

4. Техническая политика в области управления функционированием и развитием ЕЭС России

4.1. Актуальное состояние.

ЕЭС России – одна из крупнейших энергосистем в мире, объединяющая на параллельную работу шесть сбалансированных по мощности ОЭС – Центра, Северо – Запада, Юга, Средней Волги, Урала и Сибири, сетевые связи которых позволяют осуществлять перетоки электрической энергии через 6 часовых поясов. Это создает возможности для обеспечения достаточно высокой системной надежности и эффективности функционирования ЕЭС.

В режиме синхронной работы и едином технологическом процессе находится инфраструктура электроэнергетики покрывающая централизованным электроснабжением более 90% потребителей страны. ЕЭС России имеет развитые электрические связи с энергосистемами сопредельных государств. Особенно сильные электрические связи между ЕЭС России и ОЭС Балтии, Белоруссии, Украины, Казахстана. В незначительных объемах осуществляется экспорт в Норвегию, Монголию, Китай.

Несинхронная связь с энергосистемой Финляндии осуществляется через вставку постоянного тока на ПС 400 кВ Выборгская, также продолжает функционировать передача постоянного тока Волжская ГЭС – ПС Михайловка, посредством которой осуществляется экспорт электроэнергии из Волгоградской энергосистемы в Донбасскую энергосистему ОЭС Украины.

В целом, ЕЭС России выполняет важнейшую интегрирующую и регулирующую по частоте электрического тока функцию по обеспечению надежного функционирования энергообъединения стран Содружества Независимых Государств и ОЭС Балтии.

В результате реформирования электроэнергетики образован субъект оперативно-диспетчерского управления – Системный оператор на базе ЦДУ ЕЭС, ОДУ, а также РДУ, выделившихся из региональных энергосистем. Обновленный ФЗ об электроэнергетике придал ряд важных функций Системному оператору как по решению задач оперативно-диспетчерского управления функционированием ЕЭС, но также и по ее развитию, управлению рынком системных услуг, обеспечению системной надежности и др.

4.2. Общие требования к развитию ЕЭС.

Данные требования предусматривают:

- Сбалансированность и экономическую обоснованность размещения по территории РФ генерирующих мощностей с учетом прогноза потребления электроэнергии.

- Достаточность пропускной способности системообразующей сети ЕЭС между отдельными её регионами для использования системного, в т.ч. широтного эффекта, мобильной мощности гидроэлектростанций Сибири и Востока, расширения зон свободного перетока рынка электроэнергии и обеспечения электроэнергетической безопасности (независимости) государства.

- Адекватность генерации и электрических сетей спросу на электроэнергию и его размещению.

- Создание зон эффективного управления региональными энергосистемами, в рамках которых будет обеспечиваться баланс мощности как в процессе развития, так и функционирования региональных энергосистем с единым диспетчерским управлением.

Надежность энергосистем обеспечивается комплексом мер:

- выбором ее рациональной структуры;
- поддержанием необходимых резервов генерирующих мощностей (а также энергоресурсов) и пропускной способности электрических сетей с определением объема и структуры резервов генерирующих мощностей по отдельным регионам, ОЭС и ЕЭС в целом;
- обеспечением надежности схем присоединения электростанций (надежность выдачи мощности), схем питания узлов нагрузки основной и распределительной сетей

(включая схемы внешнего электроснабжения городов и крупных потребителей), главных схем электрических соединений и схем собственных нужд электростанций и подстанций.

Кроме этого, для обеспечения надежности ЭЭС необходимы соответствующие этой цели:

- оснащенность средствами оперативного и автоматического управления, релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- эффективные структура оперативно-диспетчерского управления, порядок разработки и ведения режимов, система обучения эксплуатационного и оперативного персонала и т.д.

При использовании в энергобалансе ОЭС атомных электрических станций их маневренность должна быть предусмотрена в размере не менее 15% от располагаемой мощности.

Наиболее общие требования к надежности ЭЭС сводятся к выполнению требований системной надежности – балансовой и режимной. Под балансовой надежностью понимается способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической и тепловой мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов.

Под режимной надежностью энергосистемы понимается способность энергосистемы при определенных условиях противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов энергосистемы, потеря блочной ТЭЦ в теплофикационной энергосистеме мегаполиса и т.д..

Регламентация надежности является неотъемлемой частью практической деятельности в зарубежных энергосистемах и это предстоит сделать в отечественной электроэнергетике с разделением ответственности между всеми субъектами рынка.

Режимная надежность обеспечивается за счет:

- установления и соблюдения требований к запасам устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях (линиях электропередач) и по напряжению в узлах;
- регламентирования расчетных возмущений, при которых необходимо соблюдение требований к устойчивости;
- установления и учета допустимых токовых нагрузках элементов электрической сети;
- достаточного быстродействия и надежности устройств РЗА, поддержания нормальных уровней напряжения, соответствия отключающей способности выключателей уровням т.к.з.;
- выбора объемов и координации принципов действия и настроек устройств противоаварийного управления;
- установления и соблюдения принципов оперативно-диспетчерского управления.

Указанные требования, принципы и параметры определяются существующими нормативными и руководящими документами и в будущем могут быть уточнены. Важно учитывать данные требования и принципы уже на стадии проектирования энергообъектов и проверять при выдаче технических условий на присоединение. Присоединяемые или работающие в составе ЭЭС энергообъекты не должны оказывать негативное влияние на функционирование других энергетических объектов или снижение надежности ЭЭС.

При оперативном управлении основой обеспечения надежности энергосистем является планирование ремонтов основного оборудования электростанций сетей, планирования ремонтных режимов, в части:

- наличия необходимых объемов рабочих мощностей генерирующих компаний с учетом требуемых оперативных резервов активной мощности;
- соблюдения критерия $n-1$ при краткосрочном планировании режимов;
- контроля поддержания генерирующими компаниями характеристик оборудования, обеспечивающих необходимые регулировочные диапазоны и маневренность;

- задания достаточных резервов активной мощности, в том числе, резервов для первичного, вторичного, третичного регулирования частоты и мощности;
- разработки, взаимной координации и контроля выполнения графиков ремонта генерирующего и сетевого оборудования;
- контроля перетоков мощности в различных сечениях сети энергосистемы;
- установления заданий по поддержанию напряжений и резервов реактивной мощности;
- расчетов токов короткого замыкания, устойчивости работы энергосистем для коррекции схем и режимов энергосистемы по условиям надежности, определения и выдачи уставок и характеристик настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, управляющих воздействий от систем противоаварийной автоматики, автоматического регулирования частоты, мощности и напряжения.

Важным является введение в практику критерия надежности $n-1$. Применительно к российской практике это означает, что устойчивость энергосистем должна сохраняться при возникновении одного нормативного возмущения, при этом объем резервов и скорость их реализации должны быть достаточными для перехода энергосистемы к новому установившемуся режиму, соответствующему требованиям к устойчивости, за время, не превышающее допустимое для нормализации режима.

В качестве нормативных возмущений рассматриваются потери крупных генерирующих блоков, элементов единой электрической сети, имеющих наибольшее влияние на надежность энергосистем. При этом не должно возникать не предусмотренного договорами на предоставление услуг по обеспечению системной надежности ограничения энергопотребления, недопустимых перегрузок оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи, отклонений напряжения и частоты, опасных для работы генерирующего оборудования и потребителей электроэнергии, оборудования электрических сетей, нарушения устойчивости.

Для некоторых особо ответственных объектов – АЭС, системообразующих ТЭЦ, системы внешнего электроснабжения мегаполисов и некоторых других, может быть установлено более жесткое правило « $n-2$ », обеспечивающие возможность выдачи полной рабочей мощности электростанции при наложении на ремонтную схему внезапного отказа одной из отходящих ВЛ высшего класса напряжения.

Электрические станции мощностью от 25 МВт и выше должны обеспечивать пуск "с нуля" (приведение электростанции в рабочее состояние после полного прекращения ее работы, в том числе при отсутствии связи с электрической сетью общего назначения) от собственных или от других, необходимых для этого, автономных источников электроснабжения.

Важным элементом технической политики является разработка планов действий при нестандартных и ненормативных возмущениях – потеря крупной ПС или электростанции, одновременная потеря нескольких электросетевых элементов вследствие единственного внешнего воздействия (например, аварийное отключение нескольких КЛ, проходящих в общем коллекторе). Набор таких возмущений должен зависеть от особенностей конкретных схем и условий энергоснабжения потребителей. Выход такого рода маловероятных возмущений за рамки расчетных (нормативных) условий не должен исключать готовность персонала к действиям, как и поддержание необходимого запаса ресурсов для ликвидации последствий субъектами электроэнергетики.

В распределительных сетях наряду с нормируемыми могут использоваться «договорные» условия надежности электроснабжения потребителей, для обеспечения которых могут применяться локальные средства резервирования. В последнем случае экономически целесообразный уровень надежности определяется самим потребителем.

4.3. Оперативно-диспетчерское управление режимом ЕЭС.

В настоящее время в ЕЭС функционирует эффективная иерархическая система централизованного оперативно-диспетчерского управления, обеспечивающая надежную параллельную работу ОЭС и энергосистем стран СНГ и Балтии, регулирование частоты электрического тока, планирование ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, функционирование оптового рынка электроэнергии и мощности.

Повышение на рассматриваемом интервале времени системной надежности за счет схемно-режимных мероприятий не должно рассматриваться как возможность снизить требования к системе диспетчерского управления (Опыт энергосистем развитых стран свидетельствует об организации в последние годы диспетчерских служб, все более приближающихся по своим функциям к диспетчерским службам в ЕЭС России). Такие меры, как уход от «слабых» межсистемных связей и обеспечение схемных решений, исходя из требований критерия «n-1» и «n-2» ослабят напряженность оперативного управления, однако не должны приводить к снижению ответственности диспетчерских служб и объему их работы, особенно в части анализа текущей схемно-режимной ситуации. Вместе с тем, все более глубокое внедрение новых экономических отношений в системе генерации, потребления и транспорта электроэнергии приведет к повышению значимости оптимизационных решений при формировании текущих режимов и, соответственно, необходимости использования все более совершенных методик и углубления автоматизации системы управления (прежде всего – в части подготовки оперативных решений). Особое значение имеет решение проблемы обеспечения баланса мощности при покрытии пиковых нагрузок.

Таким образом, определяющими долгосрочную техническую политику в области оперативно-диспетчерского управления будут следующие качественные изменения в объекте и технологиях управления:

В период до 2010 года необходимо решить задачи:

- интеграции существующих и создаваемых технических подсистем диспетчерского управления в единый комплекс технических средств анализа, планирования (долгосрочного и краткосрочного), оперативного и автоматического управления режимами ЕЭС;
- интеграции баз данных СМНР (система мониторинга переходных режимов), ОИУК (оперативно-информационный управляющий комплекс) и АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии) с целью создания достоверной модели ЭЭС в реальном времени;
- создания и поддержания нормативной базы (стандартов, технических регламентов) по оперативно-диспетчерскому управлению, устанавливающих требования к безопасности, качеству процессов управления;
- обеспечения функционирования рынка системных услуг;

В период до 2020-2030 года необходимо решить задачи:

- создание континентальной энергосистемы путем объединения на параллельную работу синхронных зон, создания несинхронных связей в виде вставок и электропередач постоянного тока;
- международная унификация функций и технологий оперативно-диспетчерского управления;
- качественное повышение наблюдаемости режима энергосистемы;
- создание высоко интегрированного управляющего комплекса (технической системы оперативно-диспетчерского управления), обеспечивающего скоординированную работу в режиме реального времени оперативного планирования, оперативного управления и технологической автоматики;

В ЕЭС России совершенствование системы регулирования частоты и мощности должно быть ориентировано, прежде всего, на создание многоуровневой системы вторичного регулирования, при которой в каждой ОЭС создается своя собственная система регулирования, входящая в состав централизованной системы АРЧМ ЕЭС.

4.4. Электрические сети (основные и распределительные).

Развитие электрических сетей ЕЭС в предстоящие годы должно определяться следующими целями:

- обеспечение достаточной пропускной способности между отдельными ее частями;
- снижение потерь электроэнергии и мощности;
- удовлетворение нужд развивающегося рынка электроэнергии и мощности.

Основным направлением обменов электроэнергией и мощностью по-прежнему будет Сибирь-Урал-Центр, что позволит:

- повысить надежность функционирования ЕЭС за счет увеличения резерва генерирующей мощности;
- максимально использовать широтный эффект от объединения энергосистем;
- максимально избежать сбросы водных ресурсов на Сибирских ГЭС;
- увеличить КИУМ (коэффициент использования установленной мощности) электростанций
- расширить зону ОРЭМ (оптовый рынок электроэнергии и мощности)

Величины пропускной способности и объема обмена должны определяться с учетом требований экономики и энергетической безопасности.

При этом развитие основной электрической сети должно быть направлено на:

- обеспечение системообразующих функций, реализацию межсистемных эффектов и системной надежности;
- энергетическую поддержку глобальных инфраструктурных проектов развития газоснабжения, нефтеснабжения, железнодорожной и автомобильной сетей;
- обеспечение надежной выдачи мощности крупных электростанций;
- для снижения потерь в электрических сетях необходимо снижать плотность тока в линиях электропередачи до нормативных значений, разрабатывать основное оборудование со сниженными потерями и т.п.;
- обеспечение надежности питания городов и крупных узлов нагрузки;
- повышение адаптивности сети к факторам неопределенности развития генерирующих мощностей и нагрузок;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений на функционирование оптового рынка электроэнергии.

Развитие распределительной сети энергосистем будет направлено на:

- обеспечение выдачи мощности распределенной (местной) генерации;
- обеспечение внешнего электроснабжения отдельных крупных потребителей (энергоемких промышленных потребителей, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефте- и газопроводов и др.);
- обеспечение надежного питания узлов нагрузки;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений.

Развитие электрических сетей ЕЭС России будет осуществляться с использованием новых технологий транспорта и распределения электрической энергии.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останутся 1150 кВ для сетей переменного тока и освоенные за рубежом классы напряжений ± 500 , ± 600 и ± 800 кВ для передач постоянного тока. Основная роль этих электропередач будет заключаться в создании электрического моста Восток-Запад по нескольким направлениям (северное, центральное, южное).

В период 2011-2020 гг. для вовлечения в топливно-энергетический баланс Европейской части страны мощности и электроэнергии ТЭС и ГЭС Сибири рекомендуется сооружение следующих электропередач постоянного тока напряжением ± 500 кВ и ± 750 кВ:

- электропередача постоянного тока ± 750 кВ Сибирь – Урал - Центр,
- электропередача постоянного тока ± 750 кВ Урал – Средняя Волга – Центр,
- две электропередачи постоянного тока ± 500 кВ от Эвенкийской ГЭС до Тюмени,
- электропередача постоянного тока ± 500 кВ Сибирь – Тюмень,
- Перспективно объединение на совместную работу на постоянном токе энергозон Сибири и Дальнего Востока за счет установки на ПС 220 кВ Могоча и ПС 220 кВ Хани вставок постоянного тока мощностью по 500 МВА каждая.

Развитие сетей напряжением 750 кВ предусматривается в Европейской части ЕЭС России, в целях:

- усиления связей между Северо-Западом и Центром;
- выдачи мощности АЭС, сооружаемых в этой зоне (Ленинградской АЭС-2, Калининской АЭС, Тверской АЭС, Ярославской АЭС, Нововоронежской АЭС и Курской АЭС).

Необходимо будет повысить управляемость электрических сетей за счет применения управляемых шунтирующих реакторов, тиристорных статических компенсаторов реактивной мощности, СТАТКОМов, фазоповоротных устройств, объединенных регуляторов перетока мощности, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, накопителей энергии, автоматизированных подстанций, технологий автоматизированных переключений, интеллектуальных систем противоаварийного управления. Применение этих устройств и технологий позволит повысить управляемость, пропускную способность электрической сети, улучшить качество электрической энергии, повысить надежность и экономичность работы электрических сетей в целом. Должны быть решены задачи полной наблюдаемости ЕЭС и управления электрическими режимами в реальном времени.

Радикальным решением, при технико-экономическом обосновании, может стать повышение управляемости некоторых слабых сечений ЕЭС посредством применения технологий гибких электропередач (технология – FACTS), а также применения в перспективе техники гибридных связей, сочетающих совместную работу в сечении электропередач на постоянном и переменном токе.

На объектах электросетевого хозяйства при нарушениях в электрической сети общего назначения, в том числе, при потере электрической связи с сетью общего назначения, должны обеспечиваться:

- электроснабжение собственных нужд, включая систему пожаротушения;
- работоспособность устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем связи, автоматизированных систем технологического управления и телемеханики;
- бесперебойность питания цепей оперативного постоянного тока.

В необходимых случаях для выполнения указанных требований на подстанциях должны использоваться автономные источники электроснабжения.

Сетевые организации в целях сохранения работоспособности при нарушениях в электрической сети общего назначения должны располагать:

- резервной системой связи;
- автономным источником электроснабжения, обеспечивающим гарантированное электроснабжение технологического комплекса центра управления сетями.
- планами необходимых технических и организационных мероприятий и инструкциями по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима и управлению процессами восстановления нормальной работы подведомственных объектов электросетевого хозяйства.

В перспективе (по мере развития промышленного производства и уменьшения стоимости) найдут применение сверхпроводниковые устройства, в первую очередь, кабели, накопители, токоограничивающие устройства.

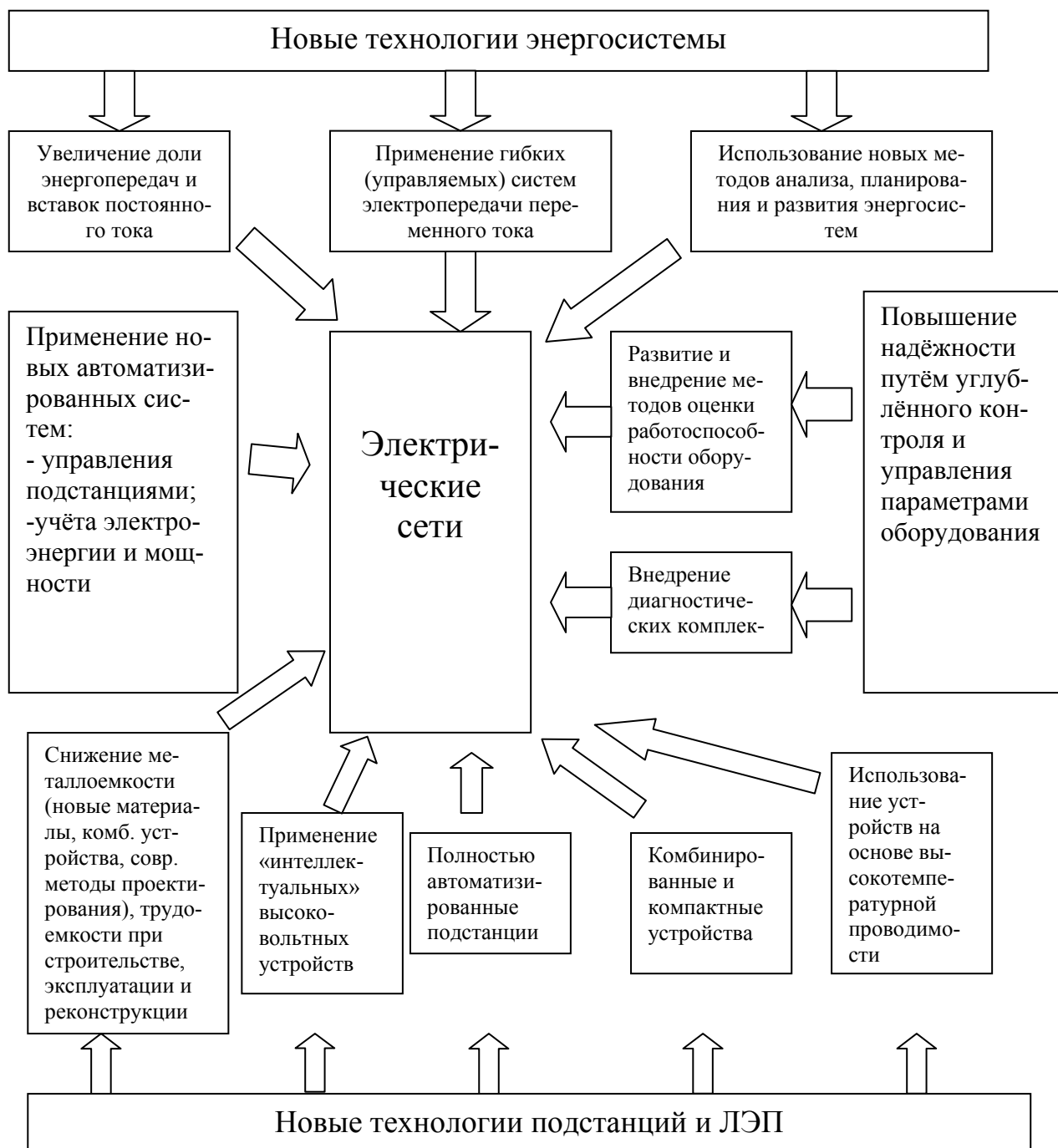
Стратегия взаимодействия России с энергообъединениями стран ближнего и дальнего зарубежья должна формироваться с учетом масштабов и принципов участия ЕЭС России в формировании общеевропейского электроэнергетического рынка, целесообразности активизации энергетической политики в восточном геополитическом направлении, роли ЕЭС России в формирующемся Евроазиатском энергообъединении.

Протяженный характер основной сети ЕЭС predetermined наличие «слабых» межсистемных связей внутри национальной сети и синхронной зоны. Это, как показывает многолетний опыт, не исключает возможности и полезности синхронной работы в настоящем и будущем. Более того, достаточно очевидна и возможность расширения синхронной зоны, например, за счет присоединения к системе UCTE, тем более, что это вряд ли повлияет отрицательно на условия работы наиболее слабых связей восточнее ОЭС Центра.

Таким образом, электрические сети уже в рассматриваемой перспективе должны обладать рядом свойств:

- доступностью электроснабжения практически для всех жителей страны;
- высокой эффективностью электроснабжения;
- требуемой надежностью и качеством электроэнергии;
- высоким уровнем информационных технологий при управлении электрической сетью;
- гибкостью при интеграции отдельных источников энергии и систем;
- приемом в сеть энергии от самых различных источников генерации.
- экологической чистотой и безопасностью для общества;
- адаптивностью к неопределенности развития генерации и потребления.

В целом, реализация новейших научно-технических разработок приведет к созданию электрических сетей нового поколения:



4.5. Планирование и управление режимом ЕЭС России.

Актуальными остаются подходы к декомпозиции задачи управления по территориальному и иерархическому принципам, трёхуровневая иерархическая система оперативно-диспетчерского управления различными частями энергосистемы, распределённая по всей территории ЕЭС.

Управление режимом энергосистемы должно осуществляться с максимальным использованием автоматических технических средств: управления частотой и активной мощностью, оценки тяжести и надёжности текущих режимов, управления напряжением в основной сети с целью обеспечения нормативных запасов устойчивости и минимизации потерь электроэнергии, управления коммутационными аппаратами, находящимися в непосредственном управлении персонала данного уровня диспетчерского управления.

Должна быть выработана политика поддержания нормальных уровней напряжения в электрической сети, а также политика в области выравнивания графиков нагрузки.

Для эффективного управления в различных схемно-режимных ситуациях должно быть обеспечено наличие надёжных каналов связи и обмена различной информацией между объектами и центрами управления.

Автоматическое регулирование частоты и мощности (прежде всего в части системы ограничения перетоков), эффективные системы регулирования возбуждения генераторов и релейной защиты в сочетании с высокоразвитой противоаварийной автоматикой будут и в дальнейшем играть важнейшую роль в обеспечении надёжности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы.

Созданная в ЕЭС России система децентрализованной и централизованной противоаварийной автоматики показала свою высокую эффективность, предоставила возможность более полного использования пропускной способности электрической сети и неоднократно способствовала предотвращению, локализации и ликвидации аварийных ситуаций. Предполагаемое ужесточение требований системной надёжности (переход к выполнению критерия «n-1» без противоаварийного управления) прежде всего за счет соответствующего развития электрической сети не должно предполагать отказа или прекращения совершенствования структуры, программных и аппаратных частей устройств противоаварийного управления.

В связи с изложенным, система противоаварийной автоматики должна быть безусловно сохранена и развита на основе совершенствования технических средств и алгоритмов. Должна быть сохранена и основная структура системы противоаварийной автоматики в виде глубокоэшелонированной защиты, на каждом следующем рубеже которой осуществляется резервирование (компенсация) недостаточно эффективного действия на предыдущих рубежах.

Система противоаварийного управления, предназначенная для обеспечения устойчивой работы ОЭС при возмущениях, должна иметь информацию обо всей энергосистеме как для расчёта послеаварийного потокораспределения, так и для выявления слабых в смысле устойчивости частей, которые могут быть значительно удалены от места возмущения.

Координирующая система противоаварийного управления (КСПАА) для обеспечения устойчивости ЕЭС должна включать в себя следующие уровни:

- уровень ЦДУ;
- уровень ОДУ;
- уровень РДУ
- подстанционный уровень;
- уровень электростанции;
- агрегатный уровень.

Эшелонированность системы противоаварийного управления состоит в использовании резервных устройств противоаварийной автоматики, таких как устройства предотвра-

щения асинхронного хода (АЛАР), поддержания частоты (АЧР), автоматика поддержания напряжения на шинах подстанции.

Создание иерархической эшелонированной системы противоаварийного управления позволит обеспечить надежность работы и живучесть функционирования энергосистем.

Совершенствование системы противоаварийного управления должно быть направлено на повышение уровня надежности при снижении объема управляющих воздействий. Для достижения этой цели должна быть использована всё более глубокая координация воздействий всех элементов иерархической системы противоаварийного управления, в том числе за счет широкого внедрения централизованных систем автоматического управления (ЦПА), увеличения роли таких, пока мало используемых управляющих воздействий, как форсировка электрической мощности энергоблоков ТЭС и ТЭЦ, принудительное управление мощностью устройств FACTS и ППТ, а также управление (без отключения) мощностью определенных видов нагрузки. По мере внедрения в ЕЭС ВПТ, ППТ и устройств FACTS им будет отводиться всё более важная роль в системе противоаварийного управления). Противоаварийная автоматика должна охватывать все уровни ЕЭС.

4.6. Автоматизация.

Развитие автоматизации должно осуществляться по пути:

- совершенствования идеологии функционирования;
- применения современных технических средств на уровне лучших мировых и отечественных разработок;
- совершенствования принципов и методологии эксплуатации автоматических устройств;
- автоматизации управления автоматическими устройствами, в том числе и с уровнем иерархии оперативно-диспетчерского управления.

Создание и модернизация автоматизированных систем управления, автоматических устройств, систем связи и передачи информации, являющихся составными частями энергосистемы, должны производиться на основе последних достижений мировой науки и техники, так как их функционирование определяет наиболее важные свойства энергосистем – надёжность и живучесть. При этом должны широко использоваться международные стандарты построения современных интегрированных систем управления.

Общие требования к устройствам автоматизации. Все устройства должны быть цифровыми, создаваться на современной микропроцессорной элементной базе, произведённой с использованием актуальных технологических норм.

Алгоритмы программного обеспечения, используемого в этих устройствах, должны быть проверены на моделях энергосистем и в условиях опытных полигонов. Все проверки должны проводиться до начала опытно-промышленной эксплуатации в энергосистеме.

При создании автоматических устройств должна быть обеспечена их электромагнитная совместимость с целью исключения некорректной работы.

Автоматические устройства должны иметь программные и аппаратные интерфейсы, соответствующие требованиям ГОСТ, технических регламентов и стандартов РФ, а также стандартам МЭК и иным международным спецификациям, соответствовать техническим условиям на оборудование, на котором они установлены.

В составе систем возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов должны применяться современные цифровые регуляторы возбуждения. Регуляторы должны включать каналы регулирования напряжения (регулятор напряжения) и стабилизирующие каналы (системный стабилизатор).

Необходимость введения системного стабилизатора должна определяться схемно-режимными условиями работы конкретного генератора. Регулятор напряжения должен осуществлять эффективное регулирование напряжения с заданным статизмом, а систем-

ный стабилизатор - обеспечивать эффективную стабилизацию режима и эффективное демпфирование больших послеаварийных колебаний.

Структура и состав входных параметров системного стабилизатора не регламентируются.

Системы сбора информации должны основываться на многофункциональных цифровых датчиках тока и напряжения, класса точности не ниже 0,5S. Применение данных датчиков позволит комплексно решить задачи:

- измерения токов, напряжений, активной и реактивной мощностей с высокой точностью;
- контроля функционирования систем учёта электроэнергии (АСКУЭ и счётчиков, методом баланса и с использованием алгоритмов АСДУ);
- обеспечения информацией задач релейной защиты;
- упрощения устройств телемеханики КП.

Наряду с традиционными системами сбора информации должны использоваться приборы, измеряющие фазы между напряжениями в различных узлах энергосистемы (система мониторинга переходных режимов).

Синтез системы сбора информации (выбор места и состава измерений) должен осуществляться на основе совокупности различных критериев:

- обеспечения топологической наблюдаемости;
- обеспечения наблюдаемости при исключении любого элемента системы сбора и передачи информации (принцип n-1), включая отказ каналов связи или совокупности элементов при одном аварийном событии;

Основой системы передачи информации должны быть магистральные каналы связи для связи между уровнями диспетчерской иерархии. Между объектами и диспетчерскими центрами должны быть организованы не менее двух физических цифровых каналов связи (основной и резервный) с необходимой пропускной способностью. Основной и резервный каналы должны проходить по географически разнесённым трассам

Обработка информации должна осуществляться в современных оперативно-информационных комплексах.

Технические средства и каналы связи, используемые при оперативном и автоматическом вторичном регулировании, должны работать в режиме реального времени с временами полного цикла получения, передачи и обработки информации, ее временного рассогласования не более 1 с.

Должны использоваться резервированные, помехозащищенные, как правило, цифровые каналы передачи данных, имеющие надежность для каждого канала не ниже 99.99%.

Обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения снижения точности) передаваемой информации.

Программно-аппаратные комплексы ЦКС и ЦС АРЧМ должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации, от сбоев программного обеспечения и сбоев в системах сбора информации.

4.7. Надежность энергоснабжения крупных городов и мегаполисов.

На первом этапе модернизации ЕЭС необходимо существенно повысить надежность электроснабжения крупных городов и мегаполисов, что определяется как быстрым ростом электропотребления в них, так и общественным, политическим и экономическим ущербом при нарушении их электроснабжения. Системы жизнеобеспечения городов не приспособлены даже к кратковременным нарушениям электроснабжения. Повышение надежности энергоснабжения городов должно быть основано на сочетании задач сбалансированности режимов, в т.ч. в режимах максимальных нагрузок на минимальные расчетные температуры наружного воздуха, адекватного развития внешней и внутренней схемы электроснабжения.

троснабжения, развитой системы режимного и противоаварийного управления, надежно-сти топливоснабжения, саморезервирования ответственных потребителей (объектов).

Наиболее эффективной мерой является развитие генерации в энергосистемах городов с максимальным использованием площадок действующих ТЭЦ на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла, а также более жесткие по отношению к существующим, требования надежности выдачи мощности. Электростанции мегаполисов должны иметь выход не менее чем на два класса высшего напряжения электрических сетей мегаполиса. Система энергоснабжения города должна быть приспособлена к более крупным расчетным возмущениям, по сравнению с существующими нормативами. В качестве расчетных возмущений следует принять одномоментный отказ крупных энергообъектов (ТЭЦ, подстанция, потеря коллектора или всех ВЛ в сечении), обуславливающий наибольшую опасность развития аварии и потерю электроснабжения значительной части или мегаполиса в целом. Выявление подобных объектов должно стать предметом специального исследования, как и разработка превентивных действий.

Необходимо провести работы по формированию кольцевой системообразующей сети высших классов напряжений вокруг мегаполисов с созданием систем управления потоками активной и реактивной мощности в кольцевых структурах, минимизирующих транзитные перетоки мощности через внутренние электрические сети городов. В городах должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередач для всех классов напряжения. Постепенно на такое исполнение необходимо перевести все действующие в городах воздушные ВЛ. Все подстанции должны быть в закрытом исполнении. Низковольтные линии должны быть исключительно с изолированными проводами, как в городах, так и в населенных пунктах в целом. Для электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство, сооружаться глубокие высоковольтные кабельные вводы, предусматриваться резервирование территории для прокладки коллекторов связанное с проектами развития территорий, модернизации и создания новых транспортных магистралей в городах.

Особое значение в условиях города имеют системы мер, обеспечивающих минимальное время восстановления (в определенной очередности) электроснабжения (резервирование, сохранение собственных нужд, аварийное выделение энергоблоков, резервные кабельные связи секционированной сети и др.), а также меры направленные на саморезервирование систем жизнеобеспечения ответственных объектов (централизованное теплоснабжение; теплоснабжение микрорайонов города от РТС; канализация; метрополитен; водопровод; высотные здания; больницы, детские учреждения; вокзалы и железные дороги; связь, телевидение и радио и др.).

Такие потребители должны располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения. Система жизнеобеспечения потребителя должна обеспечивать в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения безопасное продолжение производственного процесса до его окончания (по полному или сокращенному циклу) либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители (с помощью проектных организаций) должны самостоятельно определять требования к надежности своего электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения. Система жизнеобеспечения должна срабатывать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при таких изменениях электрических параметров, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение объектов ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль наличия и работоспособности

системы жизнеобеспечения. Для реализации представленных требований должна быть выработана необходимая нормативная база.

В крупных городах рекомендуется использование более высоких классов напряжений в распределительной сети. Выбор класса напряжения должен происходить с учётом технико-экономического обоснования по данному региону и объекту. Например, в Московской энергосистеме на среднесрочную перспективу рассматривается применение напряжения 20 кВ, а в перспективе - перевод функций распределительной сети на 110 кВ. Подключение новых микрорайонов и крупных промышленных потребителей в г.Москве уже сейчас рекомендуется осуществляться по распределительной сети 20 кВ. Выбор класса напряжения для отдельных реконструируемых объектов должен рассматриваться с учётом их существующего сетевого окружения.

Так же возможен переход на распределительные сети 35 кВ, с производством и использованием специальных трансформаторов 35/0,4 кВ с расщепленными обмотками низкого напряжения для ограничения токов короткого замыкания в распределительных сетях 0,4 кВ.

Кардинальным решением по увеличению рабочих токов линий электропередач является применение сверхпроводящих кабелей, где рабочий ток при тех же радиальных габаритах токоведущей жилы может быть увеличен в несколько раз.

Необходимо усовершенствовать системы автоматического противоаварийного управления (ПАУ) электроснабжением городов, исключая развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части и тем более на всей территории мегаполиса. Такая система ПАУ для городов должна учитывать новые реалии - качественное изменение структуры электропотребления крупных городов с кардинальным уменьшением доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки. Система ПАУ городов должна отличаться большей «интеллектуальностью», быть избирательной, распределенной и быстродействующей. В необходимых случаях при проектировании распределительной сети должны быть предусмотрены: разводка питания ответственных потребителей; корректировка принципов построения сетей внутреннего электроснабжения ответственных объектов, установка концевых (исполнительных) устройств для возможной реализации дистанционного управления электроприемниками потребителей. Для реализации такого подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного и организационного обеспечения. Принципиально важно выработать и задействовать экономические механизмы стимулирования потребителей к участию в этом процессе, адаптировать правила технологического присоединения, договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, договора энергоснабжения.

Специфической особенностью проблемы надёжности электроснабжения крупных городов является их теплофикационный характер и, следовательно, необходимость её решения совместно с решением проблемы надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений.

Для крупных городов должны быть разработаны и реализованы организационно-технические мероприятия по предотвращению выхода за опасные границы режима в наиболее напряженные периоды – при аномально низких или высоких температурах окружающей среды в период максимумов нагрузки и с ремонтными схемами. Кроме этого разработаны программы организационно-технических мероприятий по восстановлению энергоснабжения потребителей мегаполисов в случаях возникновения аварийных ситуаций. Эффективность и корректность программ должна проверяться во время противоаварийных тренировок, проведение которых должно быть обязательным для всех крупных городов. Тренировки должны проводиться с привлечением администрации и эксплуатационных служб мегаполиса.

Важнейшим условием обеспечения надежности является обеспечение баланса и управляемости режимом работы энергосистем по реактивной мощности во всех схемно-режимных ситуациях. Необходимо оснащение электрических сетей средствами компенсации реактивной мощности, в том числе управляемыми на базе преобразовательной техники.

Серьезной проблемой в системах энергоснабжения городов является снижение уровня токов короткого замыкания. Здесь также важно осуществлять разумное секционирование сетевого хозяйства мегаполиса, используя различные токоограничители для связи секций, в том числе:

- реакторы, шунтированные тиристорами;
- вставки постоянного тока на основе полностью управляемых вентилях, имеющих небольшие габариты (что имеет значение в условиях городов);
- сверхпроводниковые ограничители токов КЗ;
- иные инновационные устройства для ограничения токов КЗ.

При проектировании систем электроснабжения городов следует предусматривать резервирование мощности (с учетом внешних перетоков, а также пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития. При этом необходимо более четко определиться с требованием по минимальной расчетной температуре для расчетной оценки балансов мощности и энергии. Следует также обеспечивать возможность использования передвижных электростанций и подстанций. Количество, мощность передвижных электростанций и запасы топлива должны быть рассчитаны при проектировании систем электроснабжения города и соответствующих противоаварийных мер.

В рамках представленных требований применительно к энергосистеме московского мегаполиса, как наиболее показательного, необходимо решение следующих задач:

- исключить транзитные перетоки через сети 110, 220 и 500 кВ;
- обеспечить возможность ремонта оборудования энергосистемы на протяжении всего года, за исключением случаев особо низких температур;
- обеспечить устойчивость энергосистемы к стихийным явлениям, в частности, не должно быть выключателей 110, 220 и 500 кВ, ненадежно работающих при температурах минус 28°C и ниже, а их отключающая способность должна соответствовать уровням токов короткого замыкания;
- выработать требования системной надежности и обеспечить их реализацию, в т.ч. с учетом одновременного технологического снижения мощности на всех ТЭЦ при низких температурах наружного воздуха в отопительный период, при ограничениях в подаче газа, а также при внезапном сбросе или непредвиденном набросе нагрузки потребителей, вызванном погодными условиями;
- обеспечить баланс реактивной мощности за счет сетевого строительства и установки ИРМ, исключая в нормальной схеме участки энергосистемы с недопустимо низкими уровнями напряжения;
- оснастить все ТЭЦ автоматикой выделения на несинхронную работу части турбогенераторов с собственными нуждами станции и фидерной нагрузкой на случай системной аварии;
- выработать и реализовать мероприятия по «подъему электростанций с нуля»;
- оснастить блоки Т-250 автоматикой ликвидации асинхронного хода на первом или втором цикле в целях защиты от длительного асинхронного хода на расчетных режимах.

4.8. Технологическое обеспечение рыночных отношений

Для обеспечения информационного взаимодействия участников рыночных отношений необходимо:

- Построение комплексной системы взаимодействия субъектов отношений, основанной на новейших разработках в области информационных технологий, обеспечивающей информационный обмен, в т.ч. в режиме близком к реальному времени. Система должна включать в себя компоненты криптографической защиты, позволяющие принимать и формировать данные как финансово значимые электронные документы;

- Создание территориально – распределенных информационных систем представления технологической информации о режимах энергосистемы, необходимой участникам рынка для формирования стратегии развития, а так же инвестиционной и ценовой политики, в т.ч.:

- краткосрочные и долгосрочные прогнозы потребления;
- объемы востребованной генерации;
- ценовые параметры работы рынков,
- объемы востребованных системных услуг и т.д.;

- Создание систем мониторинга параметров энергообъектов, учитываемых при определении финансовых результатов участников на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг, при безусловном оснащении всех объектов, представленных на рынках, системами автоматического коммерческого учета поставок активной и реактивной мощности, с возможностью передачи данных в режиме телеметрии;

- Технологическая интеграция с рынками сопредельных государств, основанная на рыночных правилах, включающую в себя создание:

- систем обмена технологической информацией и актуализации расчетных моделей энергосистем сопредельных государств;
- создание систем межгосударственного коммерческого учета и финансовых расчетов.

- Оснащение автоматизированными системами почасового коммерческого учета потребителей с присоединенной мощностью больше 750 кВА;

- Создание интегрированных биллинговых систем для осуществления расчетов с потребителями;

- Создание системы учета конечных потребителей и населения, а так же их потребления, позволяющая осуществлять оперативный переход между разными сбытовыми компаниями без потери информации о потребителе и его обязательствах по оплате электроэнергии;

- Создание сетевыми или иными специализированными организациями системы мониторинга потребления конечных потребителей, обеспечивающей возможность добровольного участия в системах противоаварийного регулирования, связанного со снижением потребления.

Этапы развития ЕЭС России

Таблица 1

	Этап до 2010 года	Этап до 2020 года	Этап до 2030 года
Качественные изменения в ЕЭС	Завершение реформирования. Снятие угроз энергобезопасности. Создание предпосылок долгосрочного развития.	Запуск масштабного процесса модернизации с наращиванием мощностей генерации и пропускной способности сети. Широкое применение FACTS.	Стабильное эффективное функционирование механизмов развития ЕЭС, перманентная адекватность и современность электроэнергетики.
Содержательные изменения	Создание новой нормативной базы энергетики. Разработка и запуск программы реконструкции действующих объектов. Разработка системных проектов развития генерации, сетей, управления режимом. Выбор и освоение базовых технологий развития энергетики. Развитие малой энергетики. Возрождение системы проектирования, монтажа и пуско-наладки объектов энергетики. Выполнение необходимых для развития ЕЭС НИ-ОКР.	Объединение на параллельную работу с UCTE. Обновление изношенного парка генерирующего оборудования. Обеспечение надежной связи Сибири с европейской частью ЕЭС с достаточной пропускной способностью Широкое использование ВПТ и передач ПТ для обеспечения надежности и живучести ЕЭС Обеспечение безопасности электроснабжения, надежности энергоснабжения городов. Достижение генерацией и сетями адекватности спросу на ЭЭ.	Обеспечение энергетических конкурентных преимуществ хозяйственной деятельности на территории России. Конкурентные преимущества ЕЭС на глобальном рынке электроэнергии. Постоянное внедрение эффективных прогрессивных технологий. Доминирование рыночных отношений. Экспорт системных и инженерных услуг. Интеграция в состав континентальной энергосистемы

5. Техническая политика в области теплоэнергетики.

За последние 15 лет имевшийся в электроэнергетике и энергомашиностроении потенциал в значительной мере утрачен. Сократились разработки и создание перспективного оборудования, строительство новых и техническое перевооружение действующих электростанций. Поэтому в настоящее время серьезнейшей проблемой отечественной энергетики является физическое и моральное старение оборудования электростанций.

Из-за старения значительное количество, энергоблоков в ближайшие годы будет работать в зоне риска аварий. Даже часть сравнительно "молодых" энергоблоков 500–800 МВт исчерпали парковый ресурс важных узлов и требуют диагностики и повышенного внимания.

В настоящее время средний удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии на конденсационных энергоблочных электростанциях составляет:

- на газомазутных ~ 327 гут/кВтч (КПД = 38%);
- на пылеугольных ~ 360 гут/кВтч (КПД = 34%);
- на ТЭЦ ~ 330 гут/кВтч (КПД = 37%), (при работе в конд. режиме).

За рубежом за последние 10–15 лет наблюдается быстрое развитие перспективных теплоэнергетических технологий с радикальным повышением их эффективности: повышение параметров и КПД ГТУ (до $\eta_3=36-40\%$) и ПГУ (до $\eta_3=56-60\%$), повышение экономичности традиционных паротурбинных пылеугольных энергоблоков (до $\eta_3=43-46\%$), повышение эффективности и уменьшение стоимости природозащитных систем, развитие и широкое применение котлов с циркулирующим кипящим слоем.

5.1. Основные направления технической политики при строительстве и техническом перевооружении ТЭС.

Новые технологии на базе современных газотурбинных установок, в сравнении с ПСУ, позволяют в несколько раз увеличить долю комбинированной выработки электрической энергии на существующем тепловом потреблении (до 1400-1500 кВтч/Гкал против 200-560 кВтч/Гкал) при КИТ=82-87%. Поэтому при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, рекомендуется применять только парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла. Использование паросиловых технологий для этих целей нецелесообразно. В то же время важным является баланс между требуемым в городах количеством электроэнергии и тепла, т.к. в случае использования ПГУ при той же выработке тепла, количество вырабатываемой электроэнергии может увеличиваться в 2,5-3 раза и ее вырабатывать по целому ряду причин, в том числе и экономических, выгоднее за пределами городской застройки.

Необходимо максимально использовать имеющееся и перспективное теплотребление для того, чтобы свести к минимуму выработку электроэнергии на ТЭЦ на конденсационном режиме (когенерация).

Энергоустановки ТЭС, работающие при начальном давлении пара 8,8 МПа и менее, после выработки своего эффективного ресурса должны выводиться из эксплуатации.

Модернизация существующего оборудования:

Совершенствование тепловой схемы энергоблока:

повышает экономичность старых энергоблоков на **1,5-1,8%**

Совершенствование турбинной установки:

- реактивное облопачивание ЦВД турбины;
- применение радиально-осевого или тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД турбины;
- применение цельнофрезерованных бандажей в ЦНД и ЦСД, ЦВД;
- меридиальное профилирование в ЦВД и ЦСД, ЦНД;

- применение многомерного расчета и применение саблевидных (банановидных лопаток).

Реализация указанных и других мероприятий обеспечивает повышение экономичности энергоблока на ~ **4,6%**.

Повышение эффективности котельной установки:

- снижение температуры уходящих газов;
- газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты;
- применение технологий бесшлаковочного сжигания твердого топлива.

Для различных типов котлов за счет перечисленных и других мероприятий достигается повышение экономичности энергоблока на **2,7-3,4%**.

Совершенствование вспомогательного оборудования:

- применение частотного регулирования (или гидромурфт) для, питательных электронасосов, сетевых насосов;
- применение частотного регулирования для тяго-дутьевых машин при экономическом обосновании;
- применение усовершенствованных схем питания электрофильтров.

Реализация мероприятий по вспомогательному оборудованию позволит повысить экономичность энергоблока на ~ **2,6%**.

Приключённые турбины

- При наличии спроса на тепло возможна установка приключенных турбин мягкого пара по бесконденсаторной схеме в том числе на ТЭЦ с турбинами Р-50 и Р-100 для максимального использования резервов повышения экономичности и мощности действующего оборудования.

Турбодетандеры

для получения дополнительной электрической энергии, целесообразно применение детандер-генераторных технологий, использующих технологический перепад давления природного газа на действующих крупных газовых паросиловых электростанциях.

Требования к замещению действующего конденсационного и теплофикационного оборудования ТЭС

Таблица 2

№ п/п	Действующее оборудование	Требования к замещающему оборудованию
<i>Оборудование блоков ТЭС на природном газе</i>		
1.	К-300-23,5	ПГУ мощностью 325 МВт и более с КПД 51-58%
2.	Т-250/240	ПГУ (Т) 400-420 МВт с КПД 55-57%
3.	К-200-12,8	ПГУ мощностью 170 МВт и более с КПД 51-55%
4.	Конденсационное оборудование с параметрами 8,8 МПа и ниже	ПГУ с КПД > 51% на существующей площадке или энергоблоки ПГУ в энергосистеме
5.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ с КПД > 50% на конденсационном режиме. В исключительных случаях, исходя из площадочных условий, допускается установка модернизированного оборудования
6.	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ с КПД > 50% на конденсационном режиме или ГТУ+КУ соответствующей тепловой мощности
<i>Оборудование блоков ТЭС на угле</i>		
7.	К-500-23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565-600 град.С и давления до 23,5-30,0 МПа, КПД 42-46%

8.	К-300-23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565-600 град.С и давления до 23,5-30,0 МПа, КПД 42-46% (при пылевидном сжигании) или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС (ВИР), КПД 41-44% (для низкокачественного топлива)
9.	К-200-12,8	Модернизированный энергоблок (МЭН) с повышением температуры пара до 565 град.С (при пылевидном сжигании), КПД 40-41% или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС (ВИР), КПД > 40%. Замещающий энергоблок мощностью 300-600 МВт на существующей площадке или в энергосистеме с КПД 42-46%
10.	Конденсационное оборудование с турбинами мощностью 150 МВт и ниже	Энергоблок мощностью 300-600 МВт с КПД 42-46% на существующей площадке или в энергосистеме
11.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование на пылевидном сжигании топлива или аналогичное оборудование с котлоагрегатом с ЦКС (ВИР) при низкокачественном топливе с КПД 39-41% на конденсационном режиме

При строительстве мощных угольных энергоблоков целесообразен подъем параметров острого пара до суперкритических значений ($P=26-32$ МПа, $T=585-620$ град.С).

При техническом перевооружении, реконструкции и новом строительстве ТЭС следует принимать следующие типы **электротехнического оборудования**:

- турбогенераторы мощностью до 200-300 МВт с воздушным охлаждением серии ТФ и ТЗФ; мощностью от 300 до 800 МВт с водяным охлаждением серии ТЗВ;

- элегазовые генераторные выключатели;

- силовые трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения, необходимой динамической стойкости, низкими потерями х.х. и к.з. за счет применения стали высших марок, оснащенные современными надежными вводами с твердой изоляцией, устройствами регуляторов РПН повышенной надежности, не требующие подпрессовки обмоток, оснащенные устройствами диагностики, с увеличенным сроком работы до капитального ремонта до 20 лет

- для основных механизмов собственных нужд (питательные и сетевые насосы, дымососы и дутьевые вентиляторы, циркуляционные насосы) энергоблоков применять регулируемый электрический привод, либо привод с использованием гидромуфт. Тип привода определяется на основе технико-экономических расчетов;

- системы оперативного постоянного тока в комплекте с малообслуживаемыми стационарными аккумуляторными батареями (типа GROE) и зарядно-выпрямительными устройствами со стабилизацией выходного напряжения не хуже 0,5%;

- распределительную систему оперативного постоянного тока с отдельным питанием цепей защиты и управления, оснащенную устройствами автоматического поиска мест замыканий «на землю».

Все энергообъекты при техническом перевооружении должны оснащаться полномасштабной АСУТП, обеспечивающей выполнение всех технических функций, включая:

- диагностику оборудования;

- нормированное первичное и автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности;

- мониторинг для организации рынка системных услуг;

- дистанционное управление для подключения электростанций к системе АРЧМ;

- организацию современных каналов телеизмерения и телеуправления для осуществления мониторинга и управления энергоблоками и электростанциями.

После проведения технического перевооружения и реконструкции с комплексной заменой оборудования показатели эффективности работы прошедших реконструкцию энергоблоков должны быть не ниже приведенных в Приложениях 1,2,3.

Газотурбинное оборудование для технического перевооружения газомазутных ТЭС

Основные технические характеристики крупных энергетических ГТУ, которые выпускаются в России и за рубежом, приведены ниже в таблице 3.

Таблица 3

Основные технические показатели перспективных энергетических ГТУ большой мощности

Показатель	Тип ГТУ, разработчик и поставщик			
	ГТЭ-110 "Машпроект", "Сатурн"	ГТЭ-160 (V94.2) ЛМЗ	"Дженерал Электрик", "Мицубиси", "Сименс", "Альстом"	
			серийные	перспективные
Мощность, МВт	114,5	157	255–280	335
КПД ГТУ, %	34,5	34,5	37–38,5	39,5
Расход газов, кг/с	362	519	650–660	740
Степень сжатия	14,7	11,1	16–17	21
Температура отработавших газов, °С	517	539	570–610	590
Мощность ПГУ с одной ГТУ, МВт	162	230	380–400	500–530
КПД ПГУ, %	52	51,2	57–58	60–62

В России разработано и может поставляться на электростанции необходимое для парогазовых установок основное и вспомогательное оборудование: котлы-утилизаторы, паровые турбины, насосы, электрические генераторы и трансформаторы и т.д. Однако на настоящий момент не освоен выпуск современных мощных газовых турбин типоразмера ГТ-270 уже востребованных российской энергетикой.

Нет оснований ожидать существенных трудностей с освоением этого оборудования на электростанциях, хотя вопрос о сервисном и ремонтном обслуживании встает достаточно остро, особенно учитывая выход на российский рынок целой гаммы иностранных производителей основного оборудования.

Для технического перевооружения электростанций газотурбинные установки могут использоваться в следующих конфигурациях:

- как новое строительство энергообъектов
- парогазовые установки в качестве замещающей мощности при техперевооружении электростанций;
- парогазовые установки, созданные с использованием действующих паровых турбин, электрогенераторов и вспомогательного оборудования с понижением параметров острого пара и продлением ресурса паровых турбин
- газотурбинные надстройки действующих энергетических газомазутных котлов (сбросная схема) могут быть применены при соответствующем обосновании.

**Возможности технического перевооружения
газозамутных энергоблоков 200–800 МВт по циклу ПГУ**

Показатели энергоблоков	Тип энергоблока	
	К-300	К-200
Мощность энергоблока, МВт	300	200
КПД энергоблока, %	39,0	37,0
Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	315	330
Выбросы NO _x , мг/нм ³ *)	150–250	150–200
Перспективные парогазовые технологии		
Схема ПГУ	Бинарные: ГТУ+котел-утилизатор	
Число и тип ГТУ на 1 ПТ	2×ГТУ270	2×ГТЭ160
Мощность парогазового блока, МВт	800	450-500
КПД ПГУ, %	55.5	51,7
Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	221	240
Выбросы NO _x , мг/нм ³ *)	50	50

*) – при температуре 0 °С, давлении 101,3 кПа и условной объемной концентрации кислорода 6% при пересчете на NO₂

– выбросы NO_x, ПГУ, мг/нм³ даны при нормальных условиях: температуре 0 °С, давлении 101,3 кПа и условной объемной концентрации кислорода 15 % при пересчете на NO₂.

Эти ПГУ могут быть реализованы с использованием основного оборудования имеющихся турбоустановок.

Техническое перевооружение газозамутных ТЭЦ с использованием ГТУ и ПГУ:

1. *Газотурбинные ТЭЦ*, в которых газы после ГТУ сбрасываются в водогрейный или паровой котел-утилизатор, где используются для выработки тепла (подогрева воды или генерирования пара) для внешних потребителей. Схемы ГТУ-ТЭЦ наиболее просты. КПД современных ГТУ без учета выработки тепла достигает $\eta = N_{эл}/Q_{ГТ} = 34-37\%$ ($N_{эл}$ – электрическая мощность, $Q_{ГТ}$ – тепло, подведенное в ГТУ с топливом). Он близок или даже выше КПД паротурбинных ТЭЦ докритического давления на конденсационном режиме. Выработка тепла не снижает этого КПД в отличие от паротурбинных установок, где электрическая мощность и КПД вследствие производственных (особенно при высоком давлении) и теплофикационных отборов пара, значительно уменьшаются. Применение ГТУ без утилизации тепла неэффективно и не рекомендуется. В исключительных случаях без утилизации тепла ГТУ могут применяться как пиковые источники электроэнергии.

2. *ПГУ-ТЭЦ* бинарного цикла. Каждая ГТУ работает на свой котел-утилизатор, в котором генерируется и перегревается пар, поступающий, например, в общий коллектор и из него в имеющиеся паровые турбины. Так же широкое применение находит надстройка турбин типа ПТ-60, ПТ-80, Т-100, отработавших установленный ресурс с надстройкой ГТЭ-110, ГТЭ-160 с демонтажом старого энергетического газозамутного котла.

ГТУ с котлами-утилизаторами лучше всего располагать в новом главном корпусе или легкосборном укрытии на площадке действующей ТЭЦ. Старые котлы могут сохраняться в резерве для покрытия пиковых нагрузок или резервирования (если они могут работать на мазуте) при невозможности резервирования по топливу другим способом.

Строительство и техническое перевооружение угольных ТЭС.

Угольные ГРЭС с блоками 200–800 МВт

При сжигании углей на тепловых электростанциях необходимо использовать технологии, позволяющие эффективно вырабатывать электроэнергию и тепло с минимальными издержками и строгим соблюдением экологических требований. Ниже рассмотрены перспективные технологии, которые будут применяться на угольных ТЭС в ближайшем будущем.

Угольные блоки с повышенными параметрами пара. Основным оборудованием на российских угольных ГРЭС, в соответствии с Инвестиционной программой ОАО РАО «ЕЭС России», будут блоки мощностью от 225 до 800 МВт. При разработке их в тесной взаимосвязи решаются две важнейшие задачи: повышение экономичности и снижение вредных выбросов.

Выполненные проработки показали, что в процессе технического перевооружения угольных блоков 300–800 МВт возможно значительное повышение их экономичности с помощью мероприятий в двух направлениях.

К первому из них относятся мероприятия по повышению эффективности тепловой схемы и оборудования. Совершенствование схемы турбоустановки и ее оборудования может дать снижение удельного расхода тепла $\Delta v_3=1-3\%$, паровой турбины $\Delta v_3=3-5\%$, вспомогательного оборудования $\Delta v_3=2,5-3\%$, повышение экономичности котельной установки ($\Delta v_3=3-5\%$). В сумме только с помощью этих мероприятий можно увеличить экономичность угольных энергоблоков на 10–12 %, а их КПД на 4,5–6,7 %, т.е. до 42–44% (п. 5.1.1).

Вторым направлением повышения экономичности традиционных паровых энергоблоков является рост параметров пара: давления пара с 24–25 до 28–30 МПа и температуры его перегрева с 540 до 580–650 °С, что дает снижение расхода топлива на 4–7%. После 2020 г. планируется освоение новой сверхкритической ступени начальных параметров пара – 30–35 МПа и 700–720 °С.

Расчетный срок службы металла новых энергоблоков целесообразно принимать не менее 200 тыс. ч.

Уже сейчас при реконструкции энергоблоков мощностью 300 МВт с заменой исчерпавших ресурс высокотемпературных узлов целесообразно повышать температуру перегрева пара до 565 °С, на которую эти энергоблоки в свое время проектировались и включать в объем работ мероприятия первого направления.

Возможные технические решения по техперевооружению угольных ГРЭС приведены в табл. 5.

Таблица 5

Технические решения по обновлению угольных ГРЭС

	Тип энергоблока			
	К–800	К–500	К–300 (Т–250)	К–200
Действующие блоки				
Мощность, МВт	800	500	300	200
Расчетный КПД, %	39,0	38,5	38,5	37,0
Расчетный уд. расх. усл. топл., г/кВт·ч	315	319	319	330
Среднеэксплуатационный КПД, %	–	36,1	33,3	–
Среднеэксплуатационный уд. расх. усл. топл., г/кВт·ч	–	341	369,3	–
Выбросы, мг/нм ³ , зола	400–1000	400–1000	400–1000	400–1000

	SO ₂	2000	2000	2000	2000		
	NO _x ^{*)}	700	1100	1100–1300		700	
Перспективные энергоблоки							
Мощность, МВт		800–1000	550–650	350		225	
Давление пара, МПа		28–30	28–30	28–30	28–30	14,0	
Температура перегретого пара, °С		600	600	600	580–600	565–585	
Тип угля		Куз/КА	ЭК	КА/Куз	Низко-сорт.	КА/Куз	Низко-сорт.
Способ сжигания		Пылевое	Пылевое	Пылевое	ЦКС	Пылевое	ЦКС
КПД, %		46-44	46-44	45-42	42–40	42-41	41–40
Выбросы, мг/нм ³ ,	золы	50÷100*	50÷100*	50÷100	50÷100	50÷100	50÷100
	SO ₂	200-400	200-400	200-400	200-400	200-400	200-400
	NO _x	200÷350**	200÷400	400	400	400	400
Наличие сероочистки		Да	Да	Да	Нет	Да	Нет
* – в зависимости от зольности топлива; ** – 200 мг/нм ³ – для КАУ.							

*) - Выбросы NO_x, действующих и перспективных энергоблоков мг/нм³ даны при нормальных условиях: температуре 0 °С, давлении 101,3 кПа и условной объемной концентрации кислорода 6 % при пересчете на NO₂.

В перспективе для мощных угольных ТЭС можно рассматривать ПГУ с газификацией угля с КПД 46–52 %, особенно если будет сочтено целесообразным сокращать выбросы CO₂ в атмосферу.

Как один из вариантов модернизации имеющихся угольных энергоблоков целесообразно применение ВИР-технологии сжигания твёрдого топлива, в том числе по безмелничной схеме и с углублённым помолом топлива.

Оценка направлений такого совершенствования и ожидаемых вследствие него результатов по этапам 2010, 2020, 2030 гг. приведена в табл. 6.

Оценка перспектив развития технологий получения электроэнергии из органического топлива.

2010 г.		2020 г.	2030 г.
В России	В Мире		
<p>1. Начало широкого применения ПГУ на газо-мазутных электростанциях, ввод в действие ПГУ с ГТУ мощностью 250–290 МВт и КПД >55 %.</p> <p>2. Начало реализации угольных энергоблоков на параметры пара 28–30 МПа, 580–600 °С.</p> <p>3. Предпроектные разработки ПГУ с газификацией угля.</p>	<p>1. Промышленное освоение ГТУ мощностью ~350 МВт и ПГУ с ними на природном газе с КПД >60 %.</p> <p>2. Расширение использования в ПГУ котлов-утилизаторов с прямоточной частью ВД, повышение маневренности ПГУ на природном газе.</p> <p>3. Промышленное применение маневренных ГТУ мощностью >100 МВт для покрытия пиков электрической нагрузки.</p> <p>4. Начало производства и промышленного применения стандартизованных энергоблоков на суперсверхкритические параметры (ССКП).</p> <p>5. Разработка процессов и технологий разделения воздуха и очистки синтетических газов, обеспечивающих необходимые надежность и экономичность ПГУ с газификацией угля.</p> <p>6. Ввод в действие крупных пилотных установок по выводу CO₂ из цикла энергоблоков.</p>	<p>1. Промышленное освоение усовершенствованных ГТУ и ПГУ на природном газе с повышением их КПД до 63–65 % и освоение ГТУ больших мощностей.</p> <p>2. Освоение демонстрационной гибридной установки малой мощности с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами с КПД при работе на природном газе 65–70 %.</p> <p>3. Продление межремонтного ресурса горячих деталей ГТУ до 40–60 тыс. ч для повышения готовности и снижения ремонтных затрат.</p> <p>4. Освоение первых энергоблоков на параметры пара 35 МПа, 700–720 °С.</p> <p>5. Промышленное применение ПГУ с газификацией угля.</p> <p>6. Освоение крупных демонстрационных установок с выводом из цикла и захоронением CO₂, в том числе с газификацией угля и комбинированным производством электроэнергии и водорода.</p>	<p>1. Промышленное освоение ПГУ с комбинированным производством электроэнергии и водорода из угля.</p> <p>2. 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 %.</p> <p>3. Промышленное освоение энергетических установок, реализующих различные технологии вывода из их циклов CO₂ (если потребуется).</p> <p>4. Энерготехнологические установки с получением искусственного жидкого топлива.</p>

5.2. Типовые решения по основному теплоэнергетическому оборудованию.

Типизация проектов, позволяет достигнуть:

- Минимизации затрат на проектирование.
- Минимизации затрат на изготовление (серийный выпуск).
- Сокращение сроков проектирования и строительства.
- Создание единой ремонтной базы со стандартным набором запчастей по типам оборудования.
- Возможность распространения опыта эксплуатации и ремонта, подготовки квалифицированных кадров.

Основные типоразмеры парогазовых и угольных энергоблоков приводятся в следующих таблицах:

Типоразмеры парогазовых энергоблоков.

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

Типоразмеры 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	К-660	600	700
800	К-800	750	840

Ниже приводятся «пилотные» решения по различным типоразмерам энергоблоков, видам оборудования и топлива, которые вводятся в строй в первую очередь в соответствии с Инвестиционной программы ОАО РАО «ЕЭС России» на 2006-2010г., скорректированной решением Правления № 1726пр от 27.08.2007.

Опыт создания данных энергоблоков целесообразно распространить на следующие вводимые в строй энергообъекты. Но необходимо учитывать, что газовые турбины поставляются различными производителями и даже в выбранных типоразмерах имеют свои особенности.

Пилотные проекты конденсационных газовых ТЭС

Мощность энергоблока МВт	Тип ГТУ	Пилотный проект, год ввода	Кол-во ГТУ	Тип паровой турбины	КПД электрический %
325*	ГТ-110	Ивановские ПГУ бл.1, 2007г.	Дубльблок	К-110	51,7
		Сургутская ГРЭС-2			

400	ГТ-270	бл.7, ОГК-4, 2010 Шатурская ГРЭС, бл.7, ОГК-4, 2009	Моноблок	К-140	57
800	ГТ-270	Нижевартовская ГРЭС, бл.3, ОГК-1, 2010г. Пермская ГРЭС, бл.4, ОГК-1, 2010	Дубльблок	К-300	57

* - может комплектоваться теплофикационной турбиной

Тип и параметры паровой турбины определяются по параметрам пара за КУ и требуемыми тепловыми отборами.

В электрической части:

- Для повышения маневренности и надежности эксплуатации рекомендуется оснащать паровые турбины К-140 энергоблоков 400 МВт и К-300 энергоблоков 800 МВт в составе ПГУ асинхронизированными турбогенераторами с воздушным охлаждением ТЗФА мощностью 110 МВт, ТЗФАУ мощностью 160 МВт и ТЗФСУ - мощностью 320 МВт.

- Предусматривать, как правило, установку частотно-регулируемых электроприводов для топливных насосов, дожимного компрессора и циркуляционных насосов ГТУ.

Пилотные проекты ПГУ теплофикационных газовых ТЭС

Мощность энергоблока МВт	Тип ПГУ	Пилотный проект, год ввода	Кол-во ГТ, валов ГТ	Тип паровой турбины	КПД электр %	КИТ %
180	ГТ-65	Первомайская ТЭЦ бл.1, ОАО «ТГК-1», 2009г.	Дубльблок двухвальный	Т-60	52	82-85
230	ГТ-160	Челябинская ТЭЦ-3, ТГК-10, бл.3, 2010г.	Моноблок двухвальный	Т-70	51,2	82-85
400	ГТ-270	ТЭЦ-26, бл.8, ТГК-3 2009	Моноблок двухвальный	Т-140	57	82-85
450	ГТ-160	ТЭЦ-27, бл.4, ТГК-3, 2008г.	Дубльблок двухвальный	Т-150	51,7	82-85

Тип и параметры паровой турбины определяются по параметрам пара за КУ и требуемыми тепловыми отборами.

В электрической части:

- Для повышения эксплуатационной надежности рекомендуется оснащать энергоблоки 325 МВт с турбиной Т-110, 400 МВт с турбиной Т-140 и 450 МВт с турбиной Т-150 асинхронизированными турбогенераторами с воздушным охлаждением типа ТЗФА мощностью 110 МВт и типа ТЗФАУ мощностью 160 МВт.

- Предусматривать установку частотно-регулируемых электроприводов для топливных насосов, дожимного компрессора и циркуляционных насосов ГТУ, а также для дутьевых вентиляторов и дымососов котлов энергоблоков 180, 325, 400 и 450 МВт, а также питательных электронасосов энергоблоков с турбинами Т-60 (Т-70) и Т-110.

**Пилотные теплофикационные парогазовые ТЭЦ с поперечными связями
(надстройки существующих ТЭЦ (90ата/500С и 130ата/550С))**

Типизация газовых надстроек на существующих ТЭЦ достаточно условна, учитывая различную компоновку ТЭЦ и состояние их основного оборудования. Но, безусловно, опыт проектирования и выполнения надстройки на «пилотных» станциях, должен использоваться при выполнении следующих объектов.

Ед. мощн. ГТУ, МВт	Пилотный проект год ввода	Температура газов за ГТУ, °С	Паро-произв. КУ, т/ч	Схема	КПД ГТУ	КИТ
65	ТЭЦ-9, бл.8 ТГК-3, 2009	560	75-80	Пар в общий паровой коллектор, тип и кол-во ГТУ определяются по потребности пара	35	≈82-85
110	-----	520	120-140		35	≈82-85
160	Дягилевская ТЭЦ, ТГК-4 2010	540	160-180		35	≈82-85
270	-----	585	290		38	≈82-85

Надстройка имеющихся ТЭЦ газовыми турбинами с котлами утилизаторами даст возможность увеличить выработку электроэнергии комбинированным способом на сохранившемся рынке тепловой энергии с использованием имеющегося оборудования, сетей, площадей, квалифицированного персонала и производственной базы. Это даёт возможность использования имеющихся лимитов газа с выводом в резерв или демонтажем газомазутных и угольных котлов.

Типовые угольные энергоблоки.

Мощность энергоблока МВт	Пилотный проект, год ввода	Вид Угля	Технология сжигания	Параметры острого пара	КПД В конденс. режиме %
225	Харанорская ГРЭС бл.3, ОГК-3, 2010г.	Бурые угли	Пылевое,	14 МПа 565-585 °С	40,5
	Черепетская ГРЭС, бл.8, ОГК-3, 2010г.	Кузнецкий, марки Т	ЦКС		40
	Новомосковская ГРЭС, ТГК-4, 2010г.	70% КА 30% подм.	ВИР		40,5
330	Новочеркасская ГРЭС, бл.9, ОГК-6, 2011 г.	АШ	ЦКС	25 МПа 565-585 °С	41
660	Томь-Усинская ГРЭС, бл.3, ТГК-12, 2012 г.	Кузнецкий	Пылевое	28 МПа 565 °С	45-46
800	Березовская ГРЭС-1, бл. №4,	Березовский	Пылевое	28 МПа 565-585 °С	43-44

	ОГК-4, 2013 г.				
--	----------------	--	--	--	--

В перспективе после 2010 г. необходимо рассматривать повышение параметров острого пара до СКП, (суперкритических значений $P=26-32$ МПа, $T=585-620$ град.С) с выходом на новый ряд типовых энергоблоков аналогичной мощности.

Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. определён ввод до 2020г. в эксплуатацию на территории Российской Федерации более 20 угольных энергоблоков СКП-параметров мощностью 660 МВт по базовому сценарию. Целесообразна разработка подобного отечественного энергоблока с организацией его серийного выпуска.

В электрической части:

- Для расширения диапазона регулирования напряжения на шинах электростанции и в прилегающей электрической сети и повышения управляемости режимом энергосистем рекомендуется рассматривать установку асинхронизированных турбогенераторов мощностью 100-800 МВт, обладающих существенно более высоким пределом устойчивости и предназначенных для работы в режимах не только выдачи, но и глубокого потребления реактивной мощности.

- установку частотно-регулируемых электроприводов либо электроприводов с использованием гидромурфт на питательных электронасосах, дутьевых вентиляторах и дымососах энергоблоков, предусматривать при должном экономическом обосновании.

- предусматривать, как правило, установку частотно-регулируемых электроприводов на дутьевых вентиляторах котлов пылеугольных энергоблоков 330, 660 и 800 МВт.

При наличии потребителей тепла энергоблоки комплектуются теплофикационными турбинами в соответствии с принятыми типовыми решениями.

Создание типовых проектов угольных энергоблоков на более высокие параметры острого пара возможно после 2010 года при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Техническая политика в области зданий и сооружений ТЭС

Необходимо применение основных новейших технологий и материалов, в том числе:

- гидроизолирующих, теплоизолирующих, антикоррозионных и других материалов с увеличенными сроками межремонтного периода;

- полимерных материалов взамен металлических, работающих во влажных и агрессивных средах;

- защиты внутренней поверхности оболочек градирен тепловлагозащитными экранами;

- материалов и технологий, снижающих гидравлическое сопротивление в системах ТВС, уменьшающих льдообразование, биообрастание;

- материалов, получаемых после утилизации золошлаковых отходов, а также сухой золы из электрофильтров на угольных ТЭС;

- необходимо применять методы и системы постоянного мониторинга технического состояния (диагностики) зданий и сооружений, информационные системы технического обслуживания и ремонта.

5.3 Малая энергетика изолированных районов и выделенных потребителей.

Система энергоснабжения изолированных районов имеет следующие особенности:

- Потребители – населённые пункты, рассредоточенные на обширных территориях, с крайне низкой плотностью населения, с широким диапазоном нагрузок от нескольких десятков кВт до нескольких десятков МВт.

- Внешнее электросетевое хозяйство отсутствует и его строительство нецелесообразно
- Транспортная инфраструктура развита слабо
- Основные энергоисточники – дизельные электростанции, работающие на привозном топливе.

Безусловно, при наличии гидроресурсов (небольшие реки, где можно создать напор воды за счёт уклона местности или небольшой плотины) малую энергетику целесообразно развивать на основе блочных маломощных гидростанций.

При отсутствии постоянного возобновляемого энергоисточника, для обеспечения энергоснабжения данных потребителей целесообразно применение многофункциональных энерготехнологических комплексов (МЭК) на базе гибридных энергоустановок. В качестве базы МЭК предлагается многотопливная дизель-генераторная установка мощностью от 0,1 до 3,6 МВт, работающая совместно с ветроэлектростанцией либо другим возобновляемым источником энергии.

МЭК представляет собой систему, состоящую из отдельных модулей, конструктивно и функционально совместимых между собой. Комбинации модулей позволяют получить различные по составу и мощности МЭК. Основные технологические модули могут быть как подключены к внешним сетям, так и работать независимо. Такая технология позволяет вводить МЭК в эксплуатацию поэтапно и гибко изменять схему работы. Приоритет должен быть отдан МЭК, использующим местные виды топлива и возобновляемые источники энергии.

Для обеспечения многофункциональности и многотопливности в состав МЭК в зависимости от конкретных местных условий предусматриваются следующие системы и агрегаты модульного типа:

- газогенераторная установка;
- малогабаритная установка по производству моторных топлив из нефти или газового конденсата;
- электростанция с приводом от многотопливного поршневого двигателя внутреннего сгорания;
- комплексная система утилизации тепла двигателя и газогенераторной установки;
- возобновляемый источник электроэнергии (ВЭС, малые ГЭС, солнечные электростанции и т.д.);
- статический преобразователь частоты;
- всережимный генератор
- аккумулятор тепловой энергии для накопления и хранения излишней теплоты, выработанной гибридной электростанцией;
- накопитель электрической энергии (аккумулятор, электролизёр высокого давления с системой хранения газов и т.д.);
- система автоматического и ручного управления.

Перспективы создания системы с накопителями энергии		
2010	2020	2030
Разработка и создание опытных образцов накопителей энергии	Опытная эксплуатация накопителей энергии, в том числе в составе ветрокомплексов	Производство накопительных систем для стабилизации режима сети, в том числе, связанной с ветрокомплексами.

Рекомендуемые к применению технологии:

1. Многофункциональные энерготехнологические комплексы модульного типа на базе гибридных энергоустановок.
2. Создание мини-ТЭЦ на базе действующих дизельных электростанций (ДЭС).

3. Газовые двигатели и газодизели работающие на продуктах газификации угля, пиролиза, биогазе, водороде, природном и генераторном газе.
4. Двухконтурные (бинарные) геотермальные установки с использованием низкокипящих жидкостей в модульном исполнении, теплофикационные геотермальные установки
5. Тепловые насосы для теплоснабжения.
6. Малые гидроэлектростанции в модульном, автоматизированном исполнении.
7. Ветроэнергетические установки.
8. Энергоустановки, использующие солнечную энергию.
9. В отдельных случаях, при соответствующем технико-экономическом обосновании, на местном твёрдом топливе возможно строительство малых ТЭС с традиционным паротурбинным оборудованием. (Необходимо учитывать относительно высокие эксплуатационные и ремонтные издержки подобных проектов с учётом их малой мощности.)

Применение ГТУ рекомендуется только в составе мини-ТЭЦ.

Технические требования к ГТУ мощностью 1-25 МВт:

- Температура газов на выходе 400 С и выше
- КПД (электрический) при мощности:
от 1 до 4 МВт, (без теплофикации) не менее 24%
от 4 до 8 МВт – не менее 26%
от 8 до 15 МВт – не менее 30%
от 15 до 25 МВт – не менее 34 %
- назначенный ресурс не менее 100 тыс.ч
- интервал между капитальными ремонтами не менее 25 тыс.ч
- автоматизация всех технологических процессов
- минимальный штат обслуживающего персонала
- комплектация системой утилизации тепла
- компактность и блочность поставки
- быстрота строительства зданий и монтажа оборудования

Малая энергетика может быть использована и в зонах централизованного энерго-снабжения, играя важную роль в покрытии пиковой части графика нагрузки и обеспечивая маневренность генерирующих мощностей.

Не рекомендуется:

На дизельных электростанциях и мини-ТЭЦ на газообразном и жидком топливе применение водогрейных котлов или паросиловых установок на этом же топливе.

5.4 Политика в области топливообеспечения.

Топливная политика в электроэнергетике на период до 2030 г. выстраивается в направлении большей сбалансированности по двум основным видам топлива – природному газу и углю. Эта сбалансированность важна как с точки зрения экономической и энергетической безопасности России, так и с позиций коммерческих интересов генерирующих компаний.

Для обеспечения устойчивости функционирования энергокомпаниям рекомендуется разработать собственную эффективную стратегию, включающую следующие основные направления:

- 1) расширение спектра потребляемых углей, т.е. увеличения числа альтернативных поставщиков.

Данное направление существенно ограничено технологическими и экономическими условиями взаимозаменяемости разных углей на конкретном электроэнергетическом оборудовании.

2) развитие углесмесительных комплексов.

Актуальность данного направления заключается в том, что за счет него могут быть существенно увеличены возможности технологической взаимозаменяемости угольного топлива, т.е. расширен спектр потребляемых углей на базе привлечения альтернативных поставщиков вследствие смешения различных углей и получения однородных (гомогенизированных) угольных смесей, отдельные составляющие которых могут и не являться технологически взаимозаменяемыми.

Разработку и реализацию стратегии устойчивого функционирования энергокомпании в части топливоснабжения, расширения спектра потребляемых углей, увеличения числа альтернативных поставщиков и обогащения углей, а также развития углесмесительных комплексов должны выполнять по заказу компании специализированные организации.

При этом обогащение энергетических углей, также как и получение их смесей целесообразно осуществлять не на территории ТЭС (угольном складе), а непосредственно на угледобывающих предприятиях, что снизит как затраты на их производство, так и затраты на транспортировку обогащенных углей с меньшим содержанием золы по сравнению с рядовым углем.

3) развитие обогащения энергетических углей во взаимодействии с поставщиками твёрдого топлива.

Данное направление является одним из основных, особенно в случае поставок углей в Европейскую часть страны, при этом возможно развитие электроэнергетики на качественных углях.

4) развитие новых технологий сжигания угольного топлива:

- пылевое сжигание в котлах
- повышение параметров острого пара до суперкритических значений $P=26-32$ МПа, $T=585-620$ град.С
- сжигание в кипящих слоях (ЦКС);
- газификация угля;
- низкотемпературная вихревая технология сжигания (ступенчатое сжигание угольной пыли, ВИР, НТВ и т.д.).

Необходимо решение задач оснащения новыми технологиями топливно-транспортных цехов ТЭС, работающих на твердом топливе. В системах приема, подачи и хранения твердого топлива должны применяться новые машины и механизмы, имеющие лучшие технические и экологические характеристики, а также высокий уровень автоматизации работ. На территории складов твёрдого топлива ТЭС в экономически обоснованных случаях допускается размещение оборудования, обеспечивающего усреднение угля с целью последующего повышения эффективности топливоиспользования.

Данные технологии позволяют эффективно вырабатывать электрическую энергию и тепло с минимальными издержками и высокими экологическими показателями, а также использовать низкосортные угли и угли с широким диапазоном колебания качественных характеристик без ухудшения технико-экономических показателей ТЭС, что обуславливает преодоление зависимости от конкретного поставщика угля, т.е. кардинальное расширение спектра потребляемых углей на базе привлечения альтернативных поставщиков и создание конкурентного угольного рынка.

Преимущественное развитие электроэнергетики на угле предусматривается в регионах Сибири, Урала и Дальнего Востока с увеличением доли электростанций на угле и в Европейской части России.

6. Техническая политика в теплоснабжении.

6.1 Современное состояние теплоснабжения

В настоящее время в России действует около 585 ТЭЦ, более 66 тысяч котельных, из них около 3000 котельных имеют мощность выше 20 МВт, множество мелких котельных и индивидуальных генераторов тепла. Наибольшую группу ТЭЦ представляют электростанции общего пользования (332 шт.), основная часть которых входит в настоящее время в состав АО – генерирующие компании РАО «ЕЭС России» (284 шт.). Количество промышленных ТЭЦ равно 253 шт. Суммарная протяженность тепловых сетей в России составляет 176,5 тыс. км. В организациях, занимающихся строительством, эксплуатацией, ремонтом, наладкой, обслуживанием систем теплоснабжения и теплопотребления работает около 2 млн. человек.

Производство тепловой энергии всеми теплоисточниками в 2006 г. составило около 1990 млн. Гкал. Источниками централизованного теплоснабжения было отпущено 1446 млн. Гкал. Структура производства тепла приведена в таблице 7. В сфере теплопотребления наибольшая доля приходится на жилищный сектор, она достигает 51%, доля промышленности равна 38%, сферы услуг – 8%, сельского хозяйства – 3%.

Таблица 7 – Структура производства тепловой энергии

Источники тепловой энергии	Доля в производстве тепла, %
Централизованные источники (мощностью более 20 Гкал/ч), в том числе:	73
• Электростанции	32
• Котельные	36
• Прочие источники	5
Децентрализованные источники , в том числе:	27
• Котельные	10
• Автономные и индивидуальные источники	17

Теплоснабжение от ТЭЦ

Уменьшение подключенной фактической тепловой нагрузки при значительном росте электропотребления негативно сказалось на общих экономических показателях ТЭЦ и снизило их конкурентоспособность. Диаметры трубопроводов тепловых сетей остались без изменения, соответственно увеличились удельные тепловые потери и удельные затраты на амортизацию.

Снижение подключенной нагрузки и общего отпуска тепла с коллекторов ТЭЦ в значительной степени произошло из-за бессистемного строительства районных котельных и определения режимов их работы. Поэтому в целях повышения эффективности и надежности работы систем теплоснабжения необходимо предусмотреть меры по совершенствованию законодательной и нормативной базы в теплоснабжении, которая создаст основу для преимущественного развития наиболее эффективных источников тепловой энергии – ТЭЦ.

Муниципальная теплоэнергетика

Физический износ оборудования большинства котельных достигает 68%. В наиболее плохом техническом состоянии находятся муниципальные котельные, принятые от обанкротившихся промышленных предприятий и организаций.

Котельные, работающие на газе, с котлами единичной мощностью более 4 Гкал/ч имеют достаточно высокий КПД. Значительно хуже показатели котельных, оборудован-

ных котлами малой мощности. Наихудшие, с точки зрения экономичности, являются котельные, работающие на угле: их КПД составляет 20–60%. Это определяется низкими техническими характеристиками котлов, отсутствием химводоподготовки, плохим качеством угля и отсутствием предварительной его обработки, низким техническим уровнем эксплуатационного персонала.

Состояние тепловых сетей

Тепловые потери в трубопроводах магистральных тепловых сетей составляют около 10-11% произведенной энергии, а суммарные потери с учетом распределенных сетей в отдельных случаях доходят до 30%, в летний период – до 60%. (Что связано не только с повышенными потерями тепла в тепловых сетях, но и снижением тепловой нагрузки.)

Из-за утечек сетевой воды полная замена теплоносителя в системах теплоснабжения производится 10–30 раз в год.

На каждые 100 км тепловых сетей ежегодно регистрируется более 70 повреждений. Средняя долговечность тепловых сетей составляет 12 – 15 лет при нормативном сроке эксплуатации – 25 лет.

Область применения энергоэффективных технологий.

Фактические тепловые потери через тепловую изоляцию можно в отсутствие более достоверных данных принимать равными 300 млн. Гкал/год. Тепловые потери с утечкой сетевой воды составляют около 150 млн. Гкал/год. Суммарные тепловые потери в сетях составляют около 450 млн. Гкал/год.

Нормативные годовые тепловые потери в тепловых сетях составляют около 150 млн Гкал/год. Потенциал экономии за счет прогрессивных способов теплоизоляции, оперативного устранения утечек, уменьшения диаметров трубопроводов, частичной децентрализации теплоснабжения конечных потребителей составляет около 300 млн. Гкал/год.

На отопление жилых зданий расход тепла составляет около 600 млн. Гкал/год. При общей площади жилого фонда 2,8 млрд. м² удельный расход тепла на отопление составляет 0,22 Гкал/м² год. Тепловые потери в зданиях на 25 – 40 % выше расчетных. Приведение тепловых характеристик зданий к нормативным позволит сэкономить около 150 млн. Гкал/год тепла. При улучшении теплозащитных свойств зданий до уровня принятого в развитых странах потребление на отопление типового жилого дома должно составлять 0,077 Гкал/м² в год или в 3 раза меньше фактического, т.е. экономия тепла может составить до 400 млн. Гкал/год.

Суммарный объем реальной экономии в тепловых сетях и теплопотреблении можно оценить в краткосрочной перспективе на уровне 450 млн. Гкал/год, в долгосрочной – до 700 млн. Гкал/год.

6.2. Реконструкция и техническое перевооружение объектов теплоснабжения

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Техническая политика в области инжиниринга.		
<p>Оснащение приборами учета потребляемых ресурсов, произведенной и отпущенной тепловой энергии.</p> <p>Внедрение централизованных систем учета энергоресурсов.</p> <p>Разработка программ энергоаудитов, энергетических обследований систем теплоснабжения территорий, создание базы данных о состоянии оборудования.</p>	<p>Полное оснащение объектов систем теплоснабжения приборами учета потребляемых ресурсов и тепловой энергии.</p> <p>Разработка Генеральных схем теплоснабжения городов и населенных пунктов. Высвобождение "запертых" мощностей источников тепловой энергии, строитель-</p>	<p>Создание информационных и телекоммуникационных инфраструктур и</p>

<p>Разработка программ комплексного развития систем теплоснабжения территорий с учётом оптимальной структуры энергоресурсов, степени централизации теплоснабжения и теплофикации, обеспечения резервных мощностей.</p> <p>Разработка программ оптимизации схем тепловых сетей с целью рационального использования территорий городов.</p> <p>Начало модернизации систем централизованного теплоснабжения, переход на закрытую систему теплоснабжения и независимую схему присоединения теплопотребляющих установок.</p>	<p>стро новых малых ТЭЦ. Реконструкция районных и промышленных котельных с тепловыми нагрузками малой и средней концентрации (до 10 - 50 Гкал/ч) в тепловые электростанции малой мощности.</p> <p>Создание информационно-аналитической базы данных и организация мониторинга всех действующих систем теплоснабжения для определения реальных затрат энергоресурсов, расходов на теплоснабжение.</p> <p>Модернизация схем магистральных и распределительных сетей.</p>	<p>централизованного технологического управления системами централизованного теплоснабжения.</p>
---	---	--

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Система транспорта и распределения тепла		
<p>Применение при ремонте, реконструкции и новом строительстве тепловых сетей технологии, оборудование и материалы со сроком эксплуатации не менее 30 лет.</p> <p>Широкое применение предварительно изолированных труб высокой заводской готовности в пенополиуретановой (ППУ) изоляции с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК).</p> <p>Применение при ремонте, реконструкции и новом строительстве распределительных сетей отопления и ГВС предварительно изолированных труб высокой заводской готовности в пенополиминеральной (ППМ) изоляции, пластиковых и труб из нержавеющей стали в пенополиуретановой теплоизоляции.</p> <p>Модернизация теплообменного и насосного оборудования центральных (ЦТП) и индивидуальных (ИТП) тепловых пунктов с установкой пластинчатых теплообменников и современных насосных агрегатов с ЧРП.</p>	<p>Модернизация перекачивающих насосных станций с установкой современных насосных агрегатов с ЧРП. Полная реконструкция тепловых сетей, обеспечивающая тепловые потери не более 5-7% и срок эксплуатации не менее 30 лет.</p> <p>Массовое внедрение систем автоматического регулирования на тепловых пунктах у конечных потребителей для обеспечения управления спросом на тепловую энергию силами и средствами потребителей.</p> <p>Поэтапный переход на независимые схемы присоединения теплопотребляющих установок к тепловой сети.</p> <p>Реконструкция систем распределения тепла с возможной заменой ЦТП на ИТП и переходом на двухтрубную схему.</p>	<p>Переход на полностью автоматизированные системы управления и диспетчерского контроля.</p> <p>Завершение реконструкции систем распределения тепла.</p>
Система потребления тепла		
<p>Приведение в штатное состояние зданий муниципального фонда и бюд-</p>	<p>Широкое применение в градостроительстве современ-</p>	<p>Завершение перехода на коли-</p>

<p>жетных организаций, внедрение энергосберегающих технологий и материалов.</p>	<p>ных теплоизоляционных материалов и энергосберегающих технологий, для зданий с расчетной тепловой нагрузкой не ниже 0,3 Гкал/ч переход на пофасадное регулирование, повсеместное оборудование отопительных приборов радиаторными регуляторами температуры в помещении.</p>	<p>чествонно – качественный метод регулирования отпуска тепла.</p>
<p>Совершенствование технологии эксплуатации, технического обслуживания и ремонта</p>		
<p>Внедрение и развитие современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования, систем защиты сетей от коррозии. Разработка и внедрение комплексных систем защиты от недопустимых давлений в переходных гидравлических режимах работы тепловых сетей. Проведение на действующих тепловых сетях мероприятий по борьбе с внутренней и наружной коррозией, в частности, повышение значения рН сетевой воды, применение антикоррозионных покрытий, сооружение комплексов электрохимической защиты (ЭХЗ), организация вентиляции каналов и камер. Разработка информационно-графических систем теплоснабжающих предприятий, позволяющих организовать работу диспетчерских служб на базе АРМ. Разработка и обновление существующей нормативно-технической базы по проектированию, строительству, эксплуатации и ремонту тепловых сетей и тепловых пунктов.</p>	<p>Установка автоматизированных систем непрерывного контроля состояния тепловых сетей. Сокращения производительных утечек теплоносителя через арматуру и приборы автоматики, предусматривающие технологические протечки теплоносителя, широкое использование шаровой запорной арматуры и поворотных заслонок, сильфонных компенсаторов. Переход к стратегии проведения реконструкции и ремонтов по действительному состоянию оборудования. Переориентация аварийных служб с устранения аварий на их предупреждение.</p>	<p>Переход к стратегии проведения реконструкции и ремонтов исходя из допустимого риска повреждения тепловых сетей.</p>

6.3. Основные направления в области технического перевооружения, перспективные технологии:

- реконструкция, модернизация и развитие действующих систем централизованного теплоснабжения с максимально возможным использованием комбинированного производства электрической и тепловой энергии;
- повышение надёжности тепловых сетей за счёт применения труб с высокой заводской готовностью в пенополиуритановой (ППУ) и пенополиминеральной (ППМ) изоляции, арматуры и других конструктивных элементов теплопроводов, гарантирующих срок эксплуатации 30 лет. Бесканальная прокладка теплопроводов типа «труба в трубе» с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК);

- разработка новых теплоизоляционных конструкций трубопроводов из материалов с коэффициентом теплопроводности не хуже 0,03 Вт/(м К), максимальной рабочей температурой 150°C, сроком эксплуатации 30-50 лет, гарантированным увеличением коэффициента теплопроводности не более чем на 10% за весь срок эксплуатации;
- приведение системы теплоснабжения к состоянию, обеспечивающему снижение тепловых потерь при передаче тепла от источника до потребителя до уровня 5–7%;
- внедрение технологии самокомпенсирующихся трубопроводов;
- применение труб из коррозионностойких сталей при наличии технико-экономического обоснования. При этом должны рассматриваться все варианты прокладки с выносом подземных трубопроводов на поверхность или с организацией попутного дренажа;
- совершенствование технологии химводоподготовки с применением противоточных и других эффективных технологий водоподготовки и композиций на основе ингибиторов коррозии и накипеобразования;
- внедрение автоматизированных систем диспетчерского управления тепловыми сетями и информационно-графических систем теплоснабжающих предприятий.
- использование теплообменных аппаратов пластинчатого типа с учётом качественного состояния сетевой воды
- подключение новых и существующих теплopotребляющих систем осуществлять только с помощью автоматизированных тепловых пунктов с использованием автоматики, предусматривающей количественно-качественное регулирование с модемами связи. Целесообразно внедрение оборудования связи на базе микропроцессорной техники.
- Одним из перспективных путей решения проблемы энергосбережения при отоплении жилых и промышленных объектов, является применение в теплоснабжении тепловых насосов. Их отличительным свойством является то, что при помощи электрической энергии насос обеспечивает преобразование низкопотенциального, чаще всего «естественного», не используемого обычным способом тепла (например, тепла из окружающего воздуха, почвы или грунтовых вод) в тепло для отопления. Тепловые насосы позволяют за счет такого преобразования низкопотенциальной тепла в тепло пригодное для систем отопления экономить от 30 до 50% топлива и электроэнергии на теплоснабжение зданий и сооружений. К важным преимуществам систем теплоснабжения с использованием тепловых насосов следует отнести экологическую чистоту, возможность эффективного поддержания заданных тепловых режимов микроклимата помещений и экономичность расхода топлива и энергии. Поэтому внедрение тепловых насосов экономит топливо и снижает загрязнение окружающей среды. Тепловые насосы много лет применяются в развитых странах и доказали свою надёжность и долговечность на практике. Срок их службы до капитального ремонта составляет более 20 лет.

Не рекомендуется к применению:

- трубопроводы в ППУ-изоляции без системы оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК).
- опоры всех видов без диэлектрических прокладок, допускающих контакт металла труб с грунтом.
- изоляция из скорлуп пенополиуретана и других материалов при новом строительстве.
- средства электрохимической защиты для трубопроводов тепловых сетей (при бесканальной и канальной прокладках с металлизационным алюминиевым антикоррозионным покрытием на трубах) в отсутствие опасного влияния блуждающих токов.
- установка арматуры и приборов автоматики, предусматривающих технологические протечки теплоносителя, при реконструкции и новом строительстве тепловых сетей
- в связи с отрицательным опытом эксплуатации не допускается применение кузбаслака в качестве антикоррозионного покрытия трубопроводов и элементов конструкций тепловых сетей.

Развитие систем теплоснабжения должно осуществляться на основе перспективных схем теплоснабжения, в которых производится координация и оптимизация работы всех источников теплоснабжения с учетом особенностей потребителей тепла.

В секторе централизованного теплоснабжения получают развитие системы теплоснабжения от атомных энергоисточников, установок по утилизации городских бытовых отходов, тепловых насосов, системы геотермального теплоснабжения.

В секторе децентрализованного теплоснабжения получают развитие системы от источников, использующих древесные и сельскохозяйственные отходы, а также солнечных установок.

Прогнозируется рост производства тепловой энергии: в 2010 году – на 9–13% и в 2020 году – на 22–34% больше чем в 2000 году. При этом предусматривается рост реального потребления тепловой энергии в 1,4–1,5 раза за счёт сокращения потерь и использования высокого потенциала энергосбережения в этом секторе энергетики.

Прогнозируется умеренный рост спроса на централизованное тепло: к 2010 году – 1750–1850 млн. Гкал/год, к 2020 году – 1950–2000 млн. Гкал/год, к 2030 году - 2100–2200 млн. Гкал/год. При этом предусматривается рост реального потребления тепловой энергии в 1,25–1,4 раза за счёт сокращения потерь и использования высокого потенциала энергосбережения в этом секторе энергетики.

В результате осуществления основных мероприятий по энергосбережению в ближайшее время должно быть достигнуто снижение потребления энергоресурсов на 20-30 % от общего потребления энергоресурсов в настоящее время.

Общая тенденция по реализации имеющегося потенциала энергосбережения представляется следующим образом:

Таблица 8

Реализация имеющегося потенциала энергосбережения		
2010 г.	2020 г.	2030 г.
20%	60%	20%
Введение нормативной документации стимулирующей энергосбережение. Начало широкого внедрения энергосберегающих технологий.	Реализация основных имеющихся возможностей и технологий по энергосбережению.	Продолжение разработок и внедрения новых энергосберегающих технологий.

7. Техническая политика в области гидроэнергетики и гидротехнических сооружений.

7.1. Общие требования.

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, отвечающее современным техническим, эксплуатационным и экологическим требованиям 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 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, передач постоянного тока высокого и сверхвысокого напряжения.
- 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.

7.2 Оборудование станций.

Основные направления технической политики на перспективу до 2030 года.

Гидрогенерирующее оборудование.

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 металлопласт-массовыми 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.

Необходимо разработать:

- решения по максимальному использованию нержавеющей сталей в конструкции турбин;
- решения по переходу на более высокое давление систем управления и соответственно МНЦ;
- 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);

Конструкция гидрогенераторов и технология их изготовления и монтажа должны учитывать современные направления повышения их работоспособности, в том числе:

- уменьшение размеров промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины;
- увеличение единичной мощности гидрогенераторов при применении преимущественно воздушного охлаждения обмоток;
- вакуумно-нагнетательную пропитку собранных полюсов;
- предварительное напряжение сердечников статоров;
- синтетическое покрытие сегментов подшипников на плоскостях и поверхностях трения;
- применение современных конструкций подпятников с более высокими удельными нагрузками;
- применение современных систем непрерывного контроля и диагностики состояния гидрогенератора и сегментов подшипников;
- применение систем возбуждения с воздушным охлаждением.

Электротехническое оборудование.

Считать перспективными следующие технические решения:

- применение комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) высокого напряжения с обязательным применением на ГЭС, расположенных в северной климатической зоне, подземных ГЭС, станциях с ограниченными площадками для размещения открытых распределительных устройств;

- применение высоковольтных кабелей с твердой изоляцией из сшитого полиэтилена коррозионно-стойких, пожаробезопасных (не поддерживающих горение) в системах выдачи мощности станции;

- применение высоковольтных выключателей:

- в цепях генераторного напряжения – элегазовых и вакуумных;
- в распределительных устройствах до 35 кВ – вакуумных;
- в распределительных устройствах 110 кВ и выше – элегазовых;
- в распределительных устройствах собственных нужд электростанций 6кВ – элегазовых и вакуумных.

- разработка и использование сухих трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой для питания собственных нужд в закрытых помещениях (ЗТП и ЗРУ);

- применение силовых трансформаторов и автотрансформаторов необходимого уровня динамической стойкости, с низкими потерями холостого хода за счет применения стали высших марок, не предусматривающие проведение капитальных ремонтов и не требующие подпрессовки обмотки на протяжении расчетного срока эксплуатации, оснащенные:

- системами пожаротушения и предотвращения взрывов и пожаров;
- системами диагностики, позволяющими планировать ремонты «по состоянию»;
- вводами с твердой изоляцией;
- устройствами регулирования напряжения (РПН), с возможностью автоматического дистанционного управления, исключающими останов переключателя;

чающего устройства в промежуточном положении, а также с использованием гашения дуги в вакуумной среде;

- применение измерительных трансформаторов тока и напряжения с элегазовой и литой изоляцией;
- применение регулируемых шунтирующих реакторов на напряжении 220 кВ и выше при необходимости обеспечения оптимизации схемы выдачи мощности;
- применение циклоконверторов для асинхронизированных генераторов - двигателей на базе новейших разработок в области преобразовательной техники;
- применение оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- применение токопроводов генераторного и среднего напряжения собственных нужд электростанций с твердой изоляцией.

Гидромеханическое оборудование.

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.

Системы управления и контроля.

Считать перспективным направлением:

- внедрение комплексных АСУ ТП, обеспечивающих интеграцию информационных и управляющих подсистем основного и вспомогательного оборудования, оснащенного средствами управления, регулирования, контроля, защит с использованием современных средств вычислительной техники и путем создания технологических сетей передачи данных;
- применение пуско-регулирующей арматуры, датчиков и измерительных преобразователей с цифровыми интерфейсами;
- применение международных стандартов IEC, IEEE при создании комплексных АСУ ТП и их интеграции с АСУ П с корпоративным уровнем управления и АСУ энергосистемы.

7.3 Гидротехнические сооружения.

Объем предшествующих проектированию и строительству топографических инженерно-геологических, гидрологических, гидрогеологических, геотехнических и сейсмологических изысканий и исследований на площадке строительства водохозяйственное использование стока реки должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта.

Применяемые технические решения по конструкции гидротехнических сооружений, обеспечивающие надежность сооружений при длительной эксплуатации, в том числе воспринимающие динамические нагрузки, должны быть обоснованы на физических или математических моделях.

Для обеспечения мониторинга за состоянием гидротехнических сооружений в период эксплуатации необходимо их оснащение контрольно-измерительной аппаратурой в объеме, обеспечивающем достоверную оценку проектных критериев надёжности и безопасности состояния сооружения в расчётный срок его эксплуатации.

Грунтовые плотины.

Считать перспективными следующие технологии:

- применение железобетонных экранов каменно-набросных плотин с полной механизацией их возведения и сезонно-раздельным возведением тела плотины и экрана;
- применение для плотин из земляных, каменно-земляных и каменно-набросных материалов противofильтрационных диафрагм из жесткого уплотняемого асфальтобетона

с разработкой его состава и технологии механизированной укладки, позволяющей существенно продлить строительный период в условиях низких температур;

- применение новых технологий и современной техники для устройства противофильтрационных завес типа «стена в грунте» в основаниях плотин механизированной, сложенных рыхлыми сильно проницаемыми грунтами, и теле плотин и перемычек;

- применение новых противофильтрационных долговечных полимерных геокомпозитных материалов – пленок, геомембран, геотекстильных материалов и технологий их укладки, позволяющих упростить конструкцию и технологию возведения защитных и напорных грунтовых сооружений

Бетонные плотины и сооружения.

Считать перспективными следующие технологии:

- применение жестких, укатываемых, малоцементных бетонных смесей с зональным распределением в теле массивных бетонных конструкций по степени ответственности их элементов;

- применение подвижных бетонных смесей, в том числе литых бетонных смесей, с механизированной их укладкой в тонкостенных и сложных бетонных конструкциях, позволяющих интенсифицировать процесс возведения сооружений и повысить их качество;

- применение экономически обоснованных технологий и материалов, обеспечивающих круглогодичное производство бетонных работ, в том числе в условиях низких температур;

- использование износостойких, кавитационно-стойких и морозостойких бетонов и полимербетонов и других материалов для формирования проточного тракта сооружений, тонкостенных конструкций и зон переменного замораживания и оттаивания;

- использование нормативных добавок в бетон, позволяющих получить заданные характеристики бетонной смеси и бетона.

7.4. Прогноз поэтапного развития гидроэнергетики.

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
В части замены устаревшего оборудования		
Преодоление тенденции дальнейшего физического и морального износа основных фондов за счет ускоренных темпов проведения технического перевооружения и реконструкции.	Уменьшение доли морально и физического изношенного оборудования до 30%. Замена устаревшего оборудования производится с экономически обоснованным повышением установленной мощности и КПД.	Завершение полной замены и/или реконструкции основного оборудования, отработавшего нормативный срок службы.
В части турбинного и гидромеханического оборудования		
Разработка проектов замены гидротурбин с повышением установленной мощности и КПД с экологически безопасными рабочими колёсами и системами регулирования гидротурбин с давлением 6,3÷15 МПа на основе микропроцессорной техники при экономической эффективности проектов.	Замена отработавших нормативный срок эксплуатации гидротурбин на гидротурбины с повышенной установленной мощностью и КПД с экологически безопасными рабочими колёсами - до 30% от парка гидротурбин.	Замена отработавших нормативный срок эксплуатации гидротурбин на гидротурбины с повышенной установленной мощностью и КПД с экологически безопасными рабочими колёсами - до 100% от парка гидротурбин.

В части электротехнического оборудования		
<p>Обследование гидрогенераторов с использованием современных апробированных методик с целью определения остаточного ресурса и объемов реконструкции. Начало модернизации, реконструкции и технического перевооружения парка гидрогенераторов.</p>	<p>Массовая модернизация, реконструкция и замена устаревшего парка гидрогенераторов на основе апробированных современных технологий и материалов.</p>	<p>Полная замена, модернизация и реконструкция парка генераторов, отработавших нормативный срок службы. Увеличение установленной мощности ГЭС не менее чем на 500 МВт путем перемаркировки за счет снятия ограничений в результате проведенной замены и реконструкции гидрогенераторов.</p>
<p>Проведение научно-исследовательских работ с определением условий эффективности установки асинхронизированных двигатель-генераторов (АСДГ).</p>	<p>Разработка и запуск в производство АСДГ для строящихся и эксплуатируемых ГАЭС.</p>	<p>Оснащение ГАЭС АСДГ.</p>
<p>Массовая разработка проектов реконструкции РУ высокого напряжения и СН.</p>	<p>Реконструкция РУ высокого напряжения и СН с применением электрооборудования с элегазовой и вакуумной изоляцией. Увеличение коэффициента готовности электротехнического оборудования. Снижение доли маслонаполненного электротехнического оборудования РУ и СН до 30%.</p>	<p>Исключение из эксплуатации на ОРУ и РУ СН маслонаполненного оборудования. Полный переход на электрооборудование с элегазовой и вакуумной изоляцией.</p>
<p>Применение электрооборудования на основе апробированных современных технологий и материалов в электромашиностроении.</p> <p>Апробирование устройств частотного пуска на основе современных средств силовой электроники и микропроцессорной техники, унифицированные по выходной мощности и рабочему напряжению, соответствующему напряжению ряда обратимых двигате-</p>	<p>Апробация в пилотных проектах, подготовка предложений и разработка технических требований на внедрение в электрических сетях гидроэлектростанций трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком и элегазовых трансформаторов, а также сверхпроводящих силовых кабелей, Массовое производство устройств частотного пуска на основе современных средств силовой электроники и микропроцессорной техники, унифицированные по выходной мощности и рабочему напряжению, соответствующему</p>	<p>Внедрение в электрических сетях гидроэлектростанций трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком и элегазовых трансформаторов, сверхпроводящих силовых кабелей.</p> <p>Внедрение устройств частотного пуска на основе современных средств силовой электроники и микропроцессорной техники, унифицированные по</p>

лей-генераторов ГАЭС.	напряжению ряда обратимых двигателей-генераторов ГАЭС.	выходной мощности и рабочему напряжению, соответствующему напряжению ряда обратимых двигателей-генераторов ГАЭС.
Разработка проектов унифицированных комплектных полупроводниковых преобразователей с микропроцессорной системой управления для систем генерирования ПЭС.	Запуск производства мощного ряда преобразователей в модульном исполнении для условий применения на ПЭС.	
В части нового строительства и освоения гидропотенциала страны		
<p>Разработка новых проточных частей гидротурбин с повышенными энергетическими качествами для перспективных ГЭС.</p> <p>Разработка проектов гидротурбинного и гидрогенераторного оборудования единичной мощностью 800-1000 МВт.</p> <p>Разработка проектов насосотурбин и двигателей-генераторов для ГАЭС мощностью 200-300МВт.</p> <p>Проведение комплекса НИОКР по обеспечению эффективной и надежной работы гидротурбинного оборудования в расширенном диапазоне напоров и нагрузок.</p> <p>Разработка и осуществление пилотных проектов в части использования малых и приливных ГЭС, отработка новых технических решений, накопление опыта эксплуатации.</p>	<p>Изготовление высокоэффективных гидроагрегатов для перспективных ГЭС, в том числе единичной мощностью свыше 800 - 1000 МВт.</p> <p>Изготовление гидроагрегатов для ГАЭС.</p> <p>Изготовление гидроагрегатов для крупных приливных ПЭС.</p> <p>Массовый выпуск гидроагрегатов небольшой мощности для малых ГЭС.</p> <p>Строительство средних и малых ГЭС.</p> <p>Строительство ПЭС и наплавных ГЭС из блок-модулей заводского изготовления с последующей посадкой их в проектное положение путем заполнения полостей литым бетоном или грунтом.</p>	<p>Довести общую мощность гидроэлектростанций до 40-процентного использования экономического гидроэнергетического потенциала страны, в основном за счет рек Сибири и Дальнего Востока, а также строительства малых ГЭС и приливных электростанций.</p>
В части экологии и гидротехнических сооружений		
Преодоление тенденции дальнейшего физического износа и старения основных гидротехнических сооружений и их элементов за счет ускоренных темпов проведения технического перевооружения и реконструкции	Доведение уровня надежности и безопасности действующих сооружений до нормативного уровня соответствующих проектных критериев, снижение рисков возникновения чрезвычайных ситуаций, управление процессом обеспечения безопасности и надежности ГТС	Поддержание нормативного уровня безопасности сооружений, управление процессами возникновения рисков при проектировании и строительстве новых гидротехнических сооружений.
В части контроля состояния оборудования и гидротехнических сооружений		

<p>Разработка и внедрение первых автоматизированных и автоматических систем непрерывного контроля состояния гидроагрегатов</p>	<p>Переход к серийному внедрению автоматизированных и автоматических систем непрерывного контроля и диагностики состояния основного оборудования, их интеграция в комплексные АСУ ТП ГЭС и организация информационного обмена с аналитико-диагностическим центром.</p>	<p>Полный охват системами непрерывного контроля состояния основного оборудования, автоматизация формирования</p>
<p>Оснащение гидротехнических сооружений автоматизированными системами мониторинга</p>	<p>Развитие систем мониторинга до диагностических информационно-измерительных систем, их интеграция в комплексные АСУ ТП ГЭС и организация информационного обмена с аналитико-диагностическим центром</p>	<p>Полный охват диагностическими системами гидротехнических сооружений, масштабирование применяемых технических решений для диагностики сооружений других отраслей народно-хозяйственной деятельности</p>
<p>В части АСУ ТП</p>		
<p>Внедрение первых комплексных АСУ ТП гидроэлектростанций, охватывающих все основное и вспомогательное оборудование, реализующих функции контроля, защит, управления, информационного обмена, анализа информации, интегрированных с автоматизированными системами управления корпоративного уровня и уровня предприятия.</p>	<p>Переход к серийному внедрению комплексных АСУ ТП гидроэлектростанций, допускающих возможность функционирования станции без постоянного присутствия эксплуатационного персонала. Внедрение первых систем управления режимами работы оборудования на базе адаптивных алгоритмов, учитывающих состояние диагностируемого оборудования и водно-энергетические режимы работы ГЭС</p>	<p>Полный охват гидроэлектростанций мощностью до 2000 МВт комплексными АСУ ТП, с возможностью функционирования без постоянного присутствия эксплуатационного персонала. Реализация функций управления каскадными станциями.</p>
<p>В части средств диспетчерского и технологического управления</p>		
<p>Разработка типовых технических решений по построению резервируемых оптоволоконных технологических сетей передачи данных, с охватом всех информационных и управляющих подсистем. Внедрение типовых решений на крупных станциях.</p>	<p>Повсеместное внедрение типовых решений.</p>	<p>Полный охват оборудованием станций технологической сетью передачи данных</p>
<p>Организация на всех узловых объектах высокоскоростных последних миль до операторов связи и передачи данных с использованием ВОЛС</p>	<p>Объединение каскадов ГЭС, включая малые, в единую цифровую сеть по обмену технологической информацией</p>	<p>Организация единой сети связи, объединяющей все станции высокоскоростными резервированными ка-</p>

		налами передачи данных с единым центром управления.
--	--	---

8. Техническая политика в области возобновляемой (нетрадиционной) энергетики.

8.1. Прогнозы развития возобновляемой энергетики мира.

В 2005 году Международное энергетическое агентство (IEA) составило прогноз развития мировой энергетики до 2050 года. Прогноз включает так называемый «базовый» сценарий и шесть сценариев ускоренного развития технологий.

Базовый сценарий, т.е. развитие энергетики на базе установившихся темпов и технологий, предполагает, что производство электроэнергии в мире к 2050 году составит 46631 ТВт·ч, в том числе доля гидроэнергии – 9,5%, других ВИЭ – 5,9%.

Если усреднить все сценарии, то к 2050 году нас ожидает следующее соотношение энергоресурсов в производстве электроэнергии: уголь – 25 %; нефть – 2 %; газ – 25 %; АЭС – 18 %; ГЭС – 15 %; другие ВИЭ – 15 %.

В России производство электрической энергии в 2004 году на базе ВИЭ с учетом малых ГЭС составило 8,7 млрд. кВт·ч или 0,94% от общей выработки.

8.2. Цели России в области ВИЭ (возобновляемые источники энергии).

В пользу необходимости использования ВИЭ в России, несмотря на уникальные запасы угля, газа и нефти, имеются следующие аргументы, а также необходимые и достаточные условия.

В России уже на современном этапе имеются экономически и экологически эффективные области использования ВИЭ. Это, прежде всего, населенные пункты, находящиеся в зоне автономного энергоснабжения, а также территории дефицитных энергосистем, и населенные пункты, находящиеся в зонах с неблагоприятной экологической обстановкой. Тем не менее, для развития ВИЭ исключительно важным является эффективная поддержка государства.

- Использование ВИЭ не только сохраняет ископаемое органическое топливо для будущих поколений, но и увеличивает имеющийся экспортный потенциал нефти и газа.

- Россия обладает всеми видами возобновляемых источников энергии, большинство субъектов Российской Федерации имеют ресурсы двух-трех видов. Уникальными обладателями всех видов ВИЭ являются Краснодарский и Ставропольский края. Экономический потенциал ВИЭ оценен в 314 млн. т у.т. в год, что равно трети внутреннего потребления первичной энергии. Однако эти возможности используются на 5-10%.

По прогнозу Института энергетической стратегии общая установленная мощность энергоисточников ВИЭ к 2030 году должна составить порядка 17 ГВт.

Доля различных видов ВИЭ в этом объеме должна явиться предметом дальнейших исследований. На уровне экспертных оценок дается следующий вариант: малые и микро-ГЭС, приливные ЭС – 4 ГВт, геотермальные станции – 3 ГВт, ветростанции – 5 ГВт, тепловые станции на биомассе – 6 ГВт, солнечные электростанции – 0,2 ГВт, общая площадь солнечных коллекторов – 10 млн. м².

Основные направления технической политики в области ВИЭ должны быть направлены на реализацию указанных целей.

8.3. Оценка состояния возобновляемой энергетики в России

Малая гидроэнергетика

С учетом опыта строительства и эксплуатации малых ГЭС техническая политика для малых и микро-ГЭС должна быть направлена на:

- дальнейшее совершенствование проектных решений с целью упрощения компоновки ГЭС, использования местных материалов, в том числе дерева для плотин и водоводов, снижения стоимости строительства;

- разработка конструктивных решений, обеспечивающих работу рукавных микро-ГЭС в зимний период;

- проведение натурных испытаний и разработка конструктивных решений, обеспечивающих работу малых ГЭС в условиях глубокого промерзания русла рек;
- создание свободнопоточных погружных и наплавных микро-ГЭС мощностью 1-2-5-10 кВт;

Требования к малым гидроэлектростанциям

- Назначенный ресурс 100 тыс.ч
- Возможность длительной работы без технического обслуживания не менее 250ч
- Полная автоматизация всех технологических процессов, с возможностью ручного управления
- Быстрота пуска, возможность гибкого маневрирования
- Блочная поставка, компактность
- Минимальный штат обслуживающего персонала

Приливная энергетика

Основные вопросы технической политики:

- технико-экономическое обоснование проектов всех трех известных ПЭС – Мезенской, Пенжинской, Тугурской – с учетом проработки проблемы выдачи энергии или ее использования на месте;
- экологические исследования створов указанных ПЭС;
- разработка конструкции гидроагрегата и создание строительной и производственной базы.

Геотермальная энергетика и тепловые насосы

Сооруженные в последнее десятилетие Верхне-Мутновская (12 МВт) и Мутновская (50 МВт) ГеоЭС совместно с Паужетской (11 МВт) геотермальной станцией возвратили Россию в ряды ведущих стран мира в области геотермальной энергетике по научным и техническим вопросам, но не по объему установленной мощности ГеоЭС.

Направления технической политики в этой области:

- совершенствование оборудования и схемных решений геотермальных электростанций на основе опыта эксплуатации Верхне-Мутновской и Мутновской геотермальных электростанций;
- совершенствование технологии эксплуатации геотермальных месторождений на основании опыта разработки Мутновского месторождения парогидротерм;
- разработка технологий, схемных решений и оборудования по выделению минеральной составляющей из отработанного теплоносителя;
- совершенствование оборудования и схемных решений геотермальных тепловых станций на основе опыта эксплуатации на Курильских островах;
- разработка оборудования и сооружение геотермальных электростанций бинарного цикла как на отработанном теплоносителе на существующих ГеоЭС, так и на среднетемпературном теплоносителе;
- разработка систем геотермального теплоснабжения на базе тепловых насосов;
- разработка схемных решений и экономических механизмов и создание установок с использованием тепловых насосов в системах централизованного теплоснабжения городов;
- совершенствование установок автономного теплоснабжения на базе тепловых насосов.

Требования к геотермальным установкам

- КПД 20-25%
- Назначенный ресурс 100 тыс.ч
- Полная автоматизация всех технологических процессов
- Минимальный штат обслуживающего персонала

- Комплектация системой утилизации тепла
- Блочная поставка и компактность

Ветроэнергетика

Направления технической политики в этой области:

- разработка и освоение производства систем электроснабжения на базе ветроустановок мощностью 10-20-30-50-100 кВт для автономной работы и в составе ветродизельных электростанций;
- создание систем аккумулирования электроэнергии, вырабатываемой ветроустановками для производства электроэнергии и теплоты, в том числе с использованием водородных технологий и аккумуляторов тепла на базе теплоносителей с фазовым переходом;
- трансферт технологий производства ветроустановок средней (от 100 кВт до 1000 кВт) мощности для работы в сети и в составе ветродизельных электростанций, а также ветроустановок большой мощности (свыше 1 МВт) для работы в сети.

При этом трансферт технологий должен предусматривать организацию совместного или лицензионного производства на российских предприятиях под конкретный проект сооружения ВЭС:

- исследование режимов работы ВЭС в условиях конкретных энергосистем;
- проведение работ, направленных на снижение стоимости установок и повышение надежности функционирования, особенно автономных энергоустановок.

Требования к ветроэнергетическим установкам

- Назначенный ресурс 100 тыс.ч
- Возможность длительной работы без технического обслуживания не менее 250ч
- Быстрота пуска, полная автоматизация всех технологических процессов
- Минимальный штат обслуживающего персонала
- Блочная поставка и компактность

Солнечная энергия

Направления технической политики в этой области:

- оптимизация схемных и конструктивных решений и режимных параметров фотоэлектрических установок с целью повышения их технико-экономических характеристик;
- создание экспериментальных сетевых и автономных солнечных энергоустановок для получения и обобщения опыта их эксплуатации.

Использование солнечной энергии для производства тепла связано в основном с применением тепловых солнечных коллекторов. Имеется опыт практического использования солнечных установок на их основе. Освоено производство оборудования, хотя объем его выпуска невелик.

Направления технической политики в этой области:

- совершенствование конструкций, снижение удельной стоимости и стоимости эксплуатации систем солнечного горячего водоснабжения и отопления на базе жидкостных солнечных коллекторов;
- разработка и освоение производства воздушных солнечных коллекторов и систем теплоснабжения на их основе;
- разработка и освоение производства систем горячего водоснабжения и отопления со стационарными солнечными концентраторами.

Энергия биомассы

Основные направления:

- разработка и освоение технологий и оборудования по производству твердых (уголь), жидких (масла и спирты) и газообразных углеводородов из древесины, отходов лесозаготовок и лесопереработки, торфа и отходов сельскохозяйственного производства;
- освоение технологий производства тепловой и электрической энергии на базе

прямого сжигания древесных отходов;

- промышленное освоение и совершенствование оборудования биогазовых технологий с использованием биогаза для производства электрической и тепловой энергии;
- освоение получения жидких топлив из масличных и сахаристых культур (рапс, сорго, лен, топинамбур и др.);
- освоение экологически чистых технологий переработки твердых бытовых отходов.
- разработка газификаторов на различных видах биомассы;

9. Техническая политика в области электрооборудования.

9.1 Современное состояние, проблемы физического и морального старения и тенденции совершенствования техники и технологий

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, предприятий электрических сетей и других организаций, выполняющих работы применительно к объектам ЕНЭС, регулируется Положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденным Председателем Совета директоров ОАО «ФСК ЕЭС» В.Б. Христенко 02.06.2006г.

Генераторное оборудование

В настоящее время на тепловых электростанциях России установлены турбогенераторы единичной мощностью 25–1200 МВт на общую мощность 120 ГВт. В эксплуатации и в разработанных проектах есть турбогенераторы с водо-водородным и полным водяным охлаждением на весь диапазон требуемой мощности. В эксплуатации находятся головные машины с воздушным охлаждением мощностью до 160 МВт и разрабатываются на мощность 350 МВт.

В эксплуатации находятся два асинхронизированных турбогенератора (АСТГ) по 200 МВт, АСТГ-110 МВт и АСТГ-160 МВт в составе ПГУ-450, разработана серия АСТГ на мощности 110–220–320 МВт.

В отличие от синхронных турбогенераторов, асинхронизированные турбогенераторы обладают существенно более высоким пределом устойчивости и предназначены для работы в режимах не только выдачи, но и глубокого потребления реактивной мощности, то есть позволяют существенно расширить диапазон регулирования напряжения на шинах станции.

На гидроэлектростанциях России работает 256 генераторов мощностью от 50 до 640 МВт. Максимальная мощность обратимых двигатель-генераторов – 200 МВт. Общая установленная мощность – 44 ГВт. В последние годы доля гидроэнергетики в производстве электроэнергии существенно увеличивается, соответственно растет внимание к обеспечению надежной работы гидрогенераторов.

Замена многих типов машин вызывается их физическим и моральным старением. Более 50% генераторов общей мощностью свыше 60 ГВт находится в эксплуатации более 40 лет. К 2010 г. ресурс выработает оборудование ТЭС более чем на 80 ГВт установленной мощности, на АЭС – на 8 ГВт, около 60% гидрогенераторов не проходили коренной реконструкции 25 лет и больше. Такая доля машин, отработавшая длительный срок службы, вызывает рост аварийности и расходов на ремонты оборудования.

Серьезной проблемой является также обеспечение надежной работы турбогенераторов на электростанциях, связанных с сетью 220 кВ и выше. Наличие протяженных сетей СВН, недостаточный уровень компенсации их реактивной мощности заставляет эксплуатировать генераторы в режимах потребления реактивной мощности, что ведет к их ускоренному износу и повышению аварийности.

Для обеспечения системной надежности при вводе новых генерирующих мощностей с синхронными генераторами следует применять быстродействующие тиристорные или бесщеточные системы возбуждения. Эти же системы возбуждения следует использовать при замене физически и морально устаревших электромашинных и высокочастотных систем возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов. Применяемые системы возбуждения должны обеспечивать кратности форсировки возбуждения по напряжению и току не менее 2, в случае применения статических систем самовозбуждения должна обеспечиваться кратность форсировки возбуждения по напряжению не менее 2,5. Для уникальных энергообъектов большой установленной мощности, таких, как крупные ГЭС, кратность форсировки возбуждения по напряжению следует уточнять расчетным путем с использованием подробных динамических моделей.

В составе быстродействующих систем возбуждения перспективно применять микропроцессорные автоматические регуляторы возбуждения «сильного действия», включающие регуляторы напряжения и системные стабилизаторы. Применение тех или иных автоматических регуляторов возбуждения в составе систем возбуждения допустимо только в том случае, если эти регуляторы прошли тестовые испытания и получили по результатам испытаний рекомендации к применению на объектах ЕЭС России.

Особое внимание должно быть уделено развитию систем встроенной диагностики.

До настоящего времени нет серьезных разработок диагностической аппаратуры и алгоритмов, позволяющих комплексно оценивать состояние турбоагрегата в работе. Этой аппаратурой в обязательном порядке должны оснащаться все изготавливаемые турбогенераторы, независимо от желания заказчика. Их цена должна быть заложена в стоимость изготовления генератора. Необходимо на нормативном уровне определить требования по вводу в работу и эксплуатацию генераторов только при оснащении их диагностическими комплексами. Только в этом случае можно обеспечить реализацию стратегии проведения ремонтов по действительному состоянию работающей машины. Поставляемые в настоящее время с генераторами системы мониторинга не являются диагностическими системами.

При изготовлении генераторов изоляция по классу «F» применяется заводами-изготовителями уже лет двадцать;

- Стр. 68, подраздел 10.2., пункт «В части энергосистем», дефис 4. Целесообразно уточнить приведённое направление следующим образом: «регулирование перетоков реактивной мощности в широких пределах и поддержание необходимых уровней напряжения»;
- Стр. 69, Все, что предложено по диагностике генераторов распространить на трансформаторы 110 кВ и выше, а также более низких классов напряжения мощностью от 25 МВА;
- Стр. 69, пункт «Измерительные трансформаторы», дефис 2. сформулировать: «пожаро- и взрывобезопасные элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока и напряжения»;

Прогноз поэтапного развития генерирующего оборудования

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Замена устаревшего парка		
Программа обследования работоспособности всего парка генераторов мощностью 50 МВт и выше. Создание базы данных о повреждениях всех типов генераторов. Программа модернизации и вывода из работы устаревшей части парка генераторов в объеме 20 ГВт	Модернизация и вывод из работы устаревшей части парка генераторов в объеме 20-30 ГВт. Массовый выпуск генераторов малой мощности современных типов для распределенной энергетики и местного энергоснабжения	Полная замена или реконструкция парка генераторов, отработавших нормативный срок службы. В эксплуатации на ТЭС - только генераторы с полностью водяным или воздушным охлаждением
Контроль состояния		
Переход к стратегии проведения ремонтов по действительному состоянию работающей машины. Выпуск первых автоматизированных систем непрерывного контроля состояния турбо- и гид-	Переход к стратегии эксплуатации проведения ремонтов исходя из допустимого риска повреждения машины. Установка автоматизированных систем непрерывного	Полный охват системами непрерывного контроля состояния турбо- и гидрогенераторов

<p>рогенераторов. Создание региональных диагностических центров диагностики, связанных с работающими машинами в реальном времени. Поставка новых генераторов только в комплекте с диагностическими системами.</p>	<p>контроля состояния на всех новых и наиболее ответственных эксплуатирующихся турбо- и гидрогенераторах</p>	
Производство турбогенераторов		
<p>Выпуск турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением до 350 МВт и разработка таких машин мощностью до 500 МВт. Использование при производстве генераторов изоляции повышенной теплопроводности и термостойкости</p>	<p>Выпуск турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением мощностью до 500 МВт и крупных гидрогенераторов с повышенным КПД за счет применения новых материалов. Выпуск турбогенераторов до 1500 МВт с водяным охлаждением для АЭС</p>	<p>Ввод в работу генераторов АЭС на реакторах новых типов мощностью до 1500 МВт</p>
до 2010 г.	До 2020 г.	до 2030 г.
Гидрогенераторы и двигатели СН ТЭС		
<p>Широкое внедрение частотно-регулируемого электропривода.</p>	<p>Производство гидрогенераторов мощностью свыше 800-1000 МВт для ГЭС в Сибири. Проектирование машин для крупных приливных ГЭС. Массовый выпуск генераторов небольшой мощности для распределенной энергетики.</p>	<p>Общая мощность гидрогенераторов доведена до 40-процентного использования экономического гидропотенциала страны</p>
Асинхронизированные машины и ЭМВК		
<p>Создание пилотных образцов АС- турбогенераторов с воздушным охлаждением мощностью до 350 МВт, АС- гидрогенераторов-двигателей ГАЭС и асинхронизированных синхронных компенсаторов. Разработка генераторов для установок распределенной энергетики, в том числе, в составе электромашинно-вентильных комплексов (ЭМВК). Первые образцы систем генерирования для ВЭУ мощностью свыше 1000 кВт на базе ЭМВК</p>	<p>Оснащение не менее 20-25% ТЭС асинхронизированными турбогенераторами. Оснащение не менее 50% агрегатов ГАЭС асинхронизированными машинами. Разработка агрегатов ПЭС на основе асинхронизированных машин и ЭМВК. Производство систем генерирования на базе ЭМВК для ВЭУ мощностью свыше 1000 кВт</p>	<p>Оснащение асинхронизированными машинами в необходимом количестве для ТЭС и АЭС - турбогенераторами, а для ГАЭС - генератор-двигателями</p>
Сверхпроводниковая техника		
	<p>Создание опытных образцов сверхпроводниковых турбогенераторов, электродвигателей и синхронных компенсаторов</p>	<p>Опытная и опытно-промышленная эксплуатация сверхпроводниковых турбогенераторов и компенсаторов</p>

9.2. Основные направления совершенствования электрооборудования.

Этапы развития оборудования подстанций

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
<p>Обследования состояния парка оборудования подстанций, создание базы данных о состоянии оборудования.</p> <p>Выполнение сформированных, разработка и реализация новых программ замены морально и физически устаревшего оборудования, замена аварийного оборудования</p> <p>Разработка систем интегрированного управления подстанциями с использованием современных достижений в области автоматизации, вычислительной техники, методов контроля состояния оборудования, систем связи, в том числе, оптико - волоконной.</p> <p>Проектирование подстанций с применением инновационного оборудования, технологий и материалов, включая преобразовательную силовую электронику</p>	<p>Завершение замены устаревшего оборудования Широкое производство усовершенствованных подстанций, выполняющих предъявленные к ним все возрастающими требованиями со стороны энергосистемы.</p> <p>Применение полностью герметизированных пожаробезопасных подстанций 110-330кВ.</p> <p>Создание сетей с применением сверхпроводникового оборудования</p>	<p>Создание полностью автоматизированных герметизированных подстанций, работающих в общей системе управления энергосистемой.</p> <p>Комплексное пожаробезопасное исполнение всех электроэнергетических объектов в мегаполисах.</p>

В части энергосистем.

- Соответствие характеристик оборудования требованиям развития энергосистем.
 - Устойчивость работы при изменениях режима и возмущениях в сети.
 - Высокая маневренность агрегатов.
 - Регулирование реактивной мощности в широких пределах и поддержание необходимых уровней напряжения.
 - Использование блоков средней и малой мощности для автономных потребителей.
- Указанные тенденции развития электроэнергетических систем могут быть реализованы на основе следующих технических решений:
- Гидроэлектростанции с широкой возможностью регулирования графика, ГАЭС и ВАЭС. Мощные накопители электроэнергии для выравнивания графика и бесперебойного питания.
 - Турбогенераторы для ТЭС мощностью до 600 МВт, для АЭС - до 1500 МВт, для распределенной энергетики 5-50 МВт.
 - Гидрогенераторы и двигатель-генераторы ГАЭС с регулируемой частотой вращения.
 - Гидрогенераторы на малые перепады (крупные – для приливных электростанций и меньшие - для распределенной энергетики и местных ГЭС.
 - Создание и серийный выпуск турбогенераторов с воздушным охлаждением 110-350 МВт (в перспективе - до 500 МВт), массовая замена машин 500 и 1000 МВт для АЭС и 350-800 МВт для ТЭС на машины современных типов с полностью водяным или полностью водородным охлаждением, создание новых типов генераторов для АЭС мощностью 500, 1000 и, возможно, 1500 МВт.
 - Внедрение регулируемого электропривода на ТЭС.
 - повышение управляемости и пропускной способности линий электропередачи, повышение надежности, снижение потерь энергии, улучшение весогабаритных показателей, повышение экономичности, автоматизацию на основе применения цифровой техники, использование для электрических сетей высокотемпературных сверхпроводящих устройств.

Повышение управляемости и пропускной способности линий электропередач будет основано на применении технологии FACTS, для которой должны быть разработаны концепции применения и алгоритмы управления, созданы математические модели устройств регулирования, исследованы влияние применяемых регуляторов и преобразователей на систему противоаварийной автоматики, устройств релейной защиты и других автоматизированных устройств.

В части основных электрических схем и подстанционного оборудования

Силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ) и реакторы:

- АТ, трансформаторы, шунтирующие (ШР) и компенсационные реакторы – не требующие капитального ремонта в основном, оснащенные системами мониторинга, системами предупреждения взрывов и пожаров, а также другими современными АУП; с применением материалов и технических решений, обеспечивающих взрыво- и пожаробезопасность

- АТ – с РПН повышенной надежности и автоматическим регулированием напряжения, исключающими останов переключающего устройства в промежуточном положении, а также с использованием гашения дуги в вакуумной среде;

Измерительные трансформаторы:

- трансформаторы тока на класс напряжения 110 кВ и выше с классом точности обмоток измерения для АИИС КУЭ подстанций ЕНЭС не хуже 0,2S или 0,2, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво – и пожаробезопасность;

- взрыво- и пожаробезопасные элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока и напряжения, включая трансформаторы тока литой изоляции;

- емкостные трансформаторы напряжения с обмотками измерения для АИИС КУЭ подстанций класса точности 0,2;

- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции;

- при соответствующем проектном решении возможно использование комбинированных и электронных измерительных трансформаторов, например, для компактных ПС;

Прогноз развития силовых и измерительных трансформаторов.

до 2010 г.	до 2020г.	до 2030 г.
Замена устаревшего парка		
Восстановление объема выпуска трансформаторов до уровня начала 90-х гг. Проведение программы обследования работоспособности парка трансформаторов с созданием базы данных о их состоянии. Начало проведения программы вывода из работы устаревших типов трансформаторов и модернизации при их ремонтах, их замены на более надежные современные. Полная замена устаревших типов измерительных трансформаторов.	Завершение программы вывода из работы устаревших типов трансформаторов и модернизации при их ремонтах до уровня снижения доли трансформаторов, отработавших свой ресурс, до 30%. Доведение объема производства и реконструкции силовых трансформаторов до 30 ГВА в год с обеспечением их высокого технического уровня	

Производство		
<p>Производство трансформаторов современных конструкций для нового ввода в объеме 85 ГВА. Разработка методов создания и эксплуатации трансформаторов, соответствующих современному техническому уровню, в том числе силовых и преобразовательных трансформаторов УВН, фазоповоротных и модернизированных распределительных трансформаторов.</p> <p>Начало выпуска преобразовательных трансформаторов для устройств гибких управляемых линий и фазоповоротных трансформаторов.</p> <p>Разработка взрыво- и пожаробезопасных трансформаторов с синтетическими негорючими жидкостями, с элегазовой и полимерной изоляцией.</p> <p>Выпуск измерительных трансформаторов повышенной точности для коммерческого учета электроэнергии.</p> <p>Поставка силовых трансформаторов от 110 кВ и выше, а так же более низких классов напряжения мощностью от 25 МВа только в комплекте с диагностическими системами.</p>	<p>Выпуск трансформаторов, соответствующих современному техническому уровню, в том числе распределительных трансформаторов, трансформаторов на напряжение 1150 кВ, преобразовательных и фазоповоротных трансформаторов.</p> <p>Выпуск в полном объеме взрыво- и пожаробезопасных трансформаторов, в том числе с элегазовой и полимерной изоляцией для городских и производственных подстанций. Производство элегазовых измерительных трансформаторов в объеме, нужном для замены <input type="checkbox"/>сполствующих и для ввода новых линий электропередачи.</p>	<p>Производство трансформаторов на уровне 30 ГВА в год.</p> <p>Выпуск трансформаторов УВН для объединенной энергосистемы с Запада на Дальний Восток и международных связей сетей с зарубежными энергообъединениями (Центральная и Западная Европа, Китай и Япония).</p> <p>Производство измерительных трансформаторов, работающих на оптико-электронных датчиках, систем измерения постоянного тока для ВЛПТ</p>

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Контроль состояния		
<p>Разработка и установка на наиболее ответственных трансформаторах автоматизированных систем контроля состояния и оптимального управления режимом охлаждения.</p>	<p>Переход к проведению ремонтов по состоянию работающего оборудования</p>	<p>Широкое внедрение автоматического контроля состояния трансформаторов и управления режимом работы системы охлаждения.</p>
Сверхпроводниковая техника		
<p>Создание опытных образцов трансформаторов с ВТСП-обмотками.</p>	<p>Опытно-промышленная эксплуатация сверхпроводниковых трансформаторов</p>	<p>Начало выпуска серийных ВТСП-трансформаторов</p>

Коммутационная аппаратура:

- пользова выключатели 110–750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами и, при необходимости, с устройством синхронизированной коммутации;

- вакуумные выключатели и реклоузеры (в отдельных случаях – □спользова) – в распределительных устройствах 10–35 кВ;
- разъединители пантографного, полупантографного типа на напряжение 330–750 кВ, оснащение разъединителей, в т.ч. заземляющих ножей на напряжение 35–750 кВ электродвигательными приводами, высокопрочными фарфоровыми и полимерными опорными изоляторами.

Используемое оборудование не должно требовать ремонта в течение расчетного срока службы.

Прогноз развития коммутационной аппаратуры:

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Замена устаревших типов аппаратов		
<p>Доля выключателей с устаревшими методами дугогашения не будет превышать 10%, в основном завершится переход на пружинные привода для элегазовых выключателей распределительных сетей с небольшой долей гидро-влических приводов на все классы напряжения.</p> <p>Доля вакуумных □спольчателей превысит 5% в классах напряжения 6,3 кВ и выше.</p> <p>Широкое использование получают композиционные материалы в конструкции коммутационных аппаратов.</p>	<p>В эксплуатации останутся только вакуумные и элегазовые выключатели (и КРУ на их базе), а также аппараты с использованием сверхпроводимости и полупроводников.</p>	<p>Срок службы аппаратов составит 50 лет, оборудование будет практически необслуживаемым.</p> <p>Широкое применение аппаратов с управляемой коммутацией, вновь устанавливаемые аппараты будут совмещать несколько функций</p> <p>Применение коммутационной аппаратуры отвечающей экологическим нормам.</p>
Разработка КРУ		
<p>Начало внедрения КРУ с вакуумными выключателями и сжатым воздухом или его смесями в качестве изоляции (КРУВВ).</p> <p>Выполнение КРУЭ с интегрированными системами управления, защиты, мониторинга и измерения, с применением нетрадиционных измерительных трансформаторов.</p>	<p>Совмещение функций аппаратов (например, выключателей и разъединителей), позволяющее уменьшить число аппаратов на подстанции, станет обычной практикой.</p> <p>Массовое внедрение КРУ с вакуумными выключателями и сжатым воздухом в качестве изоляции (КРУВВ)</p>	<p>КРУ будут выполняться на базе вакуумных выключателей и сжатого воздуха или смесей в качестве изоляции (КРУВВ), а также аппаратов на базе полупроводников и сверхпроводимости.</p> <p>Будут созданы высоконадежные подстанции, не требующие обслуживания, с высокой степенью интеграции всех систем и совмещения функций аппаратов, с "интеллектуальной" системой управления и защиты.</p>
Аппараты на новых принципах действия		
<p>Начало внедрения нетрадиционных аппаратов вы-</p>	<p>Широкое применение аппаратов с управляемой</p>	<p>Начало использования новых диэлектрических материалов</p>

сокого напряжения, полупроводниковых выключателей и ограничителей тока на базе высокотемпературных сверхпроводников.	коммутацией и ограничителей тока, включая ВТСП-токоограничители, для снижения воздействий ТКЗ на оборудование.	(газов и их смесей) в качестве изоляции и для дугогашения..
--	--	---

Компактные комплектные распределительные устройства и токопроводы:

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110-500кВ,
- кабели 110 – 500кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена или элегазовые токопроводы напряжения 110-500кВ при соответствующем обосновании;
- жесткая ошиновка ОРУ 110-500кВ блочной заводской комплектации;
- комплектные ячейки повышенной заводской готовности в ОРУ 110-220кВ, а также комбинированные элегазовые аппараты при соответствующем обосновании.
- компактные токопроводы генераторного напряжения выполненные из литой изоляции

Ограничители перенапряжений нелинейные(ОПН):

на основе оксидно-цинковых резисторов (или других новых материалов) для всех классов напряжений, взрывобезопасные с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

Устройства компенсации реактивной мощности:

- управляемые статические средства продольной и поперечной компенсации на базе современной силовой электроники:
 - o шунтирующие шинные и линейные реакторы,
 - o СТК, СТАТКОМ,
 - o устройства продольной компенсации;
- синхронные и асинхронизированные компенсаторы наружной установки с воздушным охлаждением;
- традиционные шунтирующие (сухие и масляные) реакторы, коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
- сухие токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией на напряжение 6-35кВ для установки в нейтрали силовых трансформаторов и присоединениях отходящих линий;
- экологически безопасные, пропитанные жидким синтетическим диэлектриком, а также сухие конденсаторы для фильтровых и шунтовых батарей, устройств продольной компенсации.

Подстанции (ПС).

Техническая политика ориентирована на применение автоматизированных подстанций с микропроцессорными устройствами в составе АСУ ТП, телемеханики, мониторинга, обеспечивающими необходимый контроль, мониторинг и выполнение переключений без присутствия круглосуточного оперативного персонала.

В условиях городской застройки с недостатком площадей и наличии особых условий рекомендуется применение герметизированных пожаробезопасных подстанций.

Основные требования к подстанциям изложены в «Общих технических требованиях к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.01.2004) и «Нормах технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.122-2006).

Собственные нужды ПС:

- подстанционные (АБ) с расчетным сроком службы не менее 15 - 18 лет и современными системами самодиагностики;
- питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330кВ и выше – от трех).

- при невозможности обеспечения надежного независимого резервного сетевого источника питания целесообразно применять дизель-генераторы на подстанциях 330 – 750кВ.

Прогноз развития материалов и оборудования линий электропередач

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Силовые кабели		
Переход на производство кабелей с СПЭ-изоляцией, в том числе с интегрированным в экран волоконно-оптическим модулем для контроля состояния и параметров передачи мощности по кабельным линиям, с отказом от применения кабелей с пропитанной бумажной изоляцией. Повышение мощности выпускаемых кабелей с СПЭ-изоляцией, организация производства кабелей на напряжения от 110 до 500 кВ для сечений до 2500 мм ² .	Дальнейшее расширение производства кабелей с полимерной изоляцией на напряжение до 500 кВ. Переход для городских сетей на СПЭ кабели от 20 кВ.	Обеспечение кабелями широкого строительства и ввода в эксплуатацию линий 500 кВ, в том числе для передач на постоянном токе.
Разработка нормативных документов по применению пожаробезопасных кабелей на объектах электроэнергетики. Определение потребности в таких кабелях по этапам программы и подготовка производства соответствующего объема.	Широкое использование пожаробезопасных кабелей на всех объектах энергетики (генерирующие станции, подстанции и др.).	
Линейная арматура и изоляторы		
Внедрение линейной арматуры нового поколения, обеспечивающей устойчивость к гололедно-ветровым воздействиям на ВЛ в течение всего расчетного срока эксплуатации ВЛ. Разработка изолирующих полимерных траверс для ВЛ 35-330 кВ	Внедрение линейной арматуры нового поколения, обеспечивающей устойчивость к гололедно-ветровым воздействиям на ВЛ в течение всего расчетного срока эксплуатации ВЛ. Разработка изолирующих полимерных траверс для ВЛ 35-330 кВ	Внедрение линейной арматуры нового поколения, обеспечивающей устойчивость к гололедно-ветровым воздействиям на ВЛ в течение всего расчетного срока эксплуатации ВЛ. Разработка изолирующих полимерных траверс для ВЛ 35-330 кВ
Диагностика и мониторинг		
Разработка автоматизированных систем мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения линий электропередачи и подстанций	Разработка автоматизированных систем мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения линий электропередачи и подстанций	Разработка автоматизированных систем мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения линий электропередачи и подстанций

Провода и грозозащитные тросы ВЛ		
<p>Проведение технико-экономического анализа и необходимых НИОКР по созданию проводов</p> <ul style="list-style-type: none"> - с сердечником из немагнитных материалов; - с проводящей частью из термостойкого алюминиевого сплава; - с улучшенными аэродинамическими характеристиками; <p>Разработка перспективной программы по расширению применения проводов со встроенными оптико-волоконными каналами.</p>	<p>Разработка программы широкого использования новых проводов повышенной пропускной способности, строительство первых экспериментальных участков с проведением опытной эксплуатации.</p> <p>Освоение новых производств (2-3 предприятия) с целью полного удовлетворения потребностей в проводах со встроенными ВОЛС.</p>	<p>Широкое производство и использование проводов повышенной пропускной способности</p>
Сверхпроводниковая техника		
<p>Первые опытно-промышленные сверхпроводниковые кабельные линии в сочетании с устройствами силовой электроники.</p>	<p>Освоение выпуска ВТСП -кабелей</p>	<p>Выпуск в требуемом количестве кабелей с использованием сверхпроводимости.</p>

В электроэнергетике не найдут применения:

- силовые трансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет ;
- трансформаторы тока с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ и АСУ ТП более 0,2;
- трансформаторы напряжения с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ и АСУ ТП более 0,2;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения, типа OpzV и OgiV с гелеобразным электролитом, а также все АБ, требующие выполнения отдельного помещения для хранения кислоты, электролита;
- засыпка гравием маслоприемников трансформаторов с устройством огнепреградителей;

Не рекомендуется:

- устанавливать на подстанциях 110-750кВ воздушные или масляные выключатели;
- использовать для высоковольтных выключателей, пневматические и электромагнитные привода;
- устанавливать в сетях вентильные разрядники;
- устанавливать разъединители без автоматического привода;
- применять оборудование системы оперативного постоянного тока без встроенных функций мониторинга, интегрированного в АСУ ТП
- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

Основные направления технической политики при строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ):

- обеспечение нормативной надежности работы;
- снижение потерь электроэнергии
- снижение эксплуатационных издержек;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры в течение всего срока службы;

- оснащение при прохождении по зонам экстремальных климатических воздействий эффективными системами защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов и тросов;
- компактизация ВЛ, особенно в городских районах;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий неразрушающего контроля состояния в целях обеспечения перехода к ремонтам на основе оценки технического состояния ВЛ без их вывода из работы;
- обеспечение, оптимальное размещение и разработка маршрутов доставки аварийного резерва конструкций ВЛ.
- обеспечение устойчивости к ветровым и гололедным нагрузкам
- обеспечение мероприятий по предотвращению пожаров, связанных с

Основные требования к ВЛ изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110–750 кВ нового поколения», Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ.

Прогноз развития оборудования на базе силовой электроники

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Оборудование системообразующих электропередач		
<p>Разработка новых видов оборудования для системообразующих электропередач переменного тока, вставок и передач постоянного тока, включая ЛЭП УВН.</p>	<p>Организация производства электротехнического и полупроводникового оборудования для электропередач УВН переменного и постоянного тока для транспортировки электроэнергии на большие расстояния и межгосударственных связей.</p> <p>Сооружение магистральных ЛЭП напряжением до 1150 кВ повышенной пропускной способности с возможностью гибкого регулирования режима и поддержания статической и динамической устойчивости. Сооружение вставок и магистральных передач постоянного тока напряжением до ± 800 кВ.</p>	<p>Создание оборудования для полностью управляемой Единой электрической сети России, для превращения ее из "пассивной" в "активную" путем широкого применения устройств гибкого управления ЛЭП, FACTS линий и вставок постоянного тока, ВТСП- кабельных линий электропередачи. Выпуск преобразовательного оборудования для линий постоянного тока и устройств гибкого регулирования линий УВН переменного тока.</p>
Устройства для гибкого управления электропередачами		
<p>Разработка устройств для гибкого управления электропередачами. Ввод в работу первых опытных гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока и постоянного тока на новой элементной базе.</p>	<p>Достижение оптимального уровня компенсации реактивной мощности и напряжений в значительной мере за счет внедрения быстродействующих управляющих устройств (СТК, УШР, усовершенствованные синхронные компенсаторы).</p> <p>Оптимизация потоков мощности в линиях разного класса напряжения с помощью статических устройств на базе силовой электроники и фазооборотных трансформаторов (в том числе с переключением отпаек</p>	<p>Оснащение в полной мере устройствами гибкого управления передающих линий электропередачи и в некоторой части - распределительной сети (ответственных потребителей).</p>

управляемыми вентилями).		
Ограничители ТКЗ, регулируемый электропривод и накопители энергии		
Массовый выпуск систем регулируемого электропривода в широком диапазоне мощностей. Головные образцы ограничителей ТКЗ для сетей до 110 кВ	Разработка и внедрение ограничителей токов коротких замыканий на основе силовой электроники и СП-техники для сетей всех классов напряжения.	Разработка и внедрение головных образцов накопителей энергии для стабилизации режима сети и систем бесперебойного питания в сочетании с устройствами гибкого управления. Ограничение токов коротких замыканий в сетях всех классов напряжения .

Прогноз развития силовых полупроводниковых приборов

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Силовые полупроводниковые приборы		
Разработка и выпуск мощных тиристоров на токи до 6-7 кА и напряжения 10-12 кВ (GTO – до 6-8 кВ), IGBT-транзисторов до 5 кА и 3,3 кВ, Шоттки-диодов до 100 А и 2 кВ Освоение SiC-технологии до уровня коммерческого выпуска приборов	При условии освоенной SiC-технологии – создание аналогов силовым кремниевым приборам всех значений	Реальный прогноз на этот период сейчас невозможен

Прогноз развития СП-оборудования.

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Кабели		
Создание модуля кабеля 20-30 кВ 35-100 МВА. Опытная эксплуатация СП-кабельной линии.	Первые СП-кабельные линии длиной в неск. сотен метров. Подготовка производства кабелей до 35 кВ. Освоение выпуска СП-кабелей	СП-кабели более 50 МВА для глубоких вводов. СП-кабели на постоянном токе. Начало замены маслонаполненных кабелей на СП-кабели
Вращающиеся электрические машины		
	Создание опытных образцов СП- турбогенераторов, электродвигателей и синхронных компенсаторов.	Опытная и опытно-промышленная эксплуатация СП- электродвигателей и синхронных компенсаторов
Трансформаторы		
Создание опытных образцов трансформаторов с ВТСП-обмотками.	Начало выпуска серийных ВТСП-трансформаторов.	Опытно-промышленная эксплуатация ВТСП-трансформаторов
Коммутационное оборудование		
Начало внедрения	Широкое применение	КРУ с использованием аппаратов

ния ограничителей тока на базе высокотемпературных сверхпроводников.	раничителей тока напряжение до 110 кВ на базе сверхпроводимости.	на базе сверхпроводимости. Разработка и внедрение ограничителей ТКЗ с использованием сверхпроводимости на классы напряжений 220 кВ и выше.
--	--	---

10. Техническая политика в области экологии.

Техническая политика в области экологии определяется необходимостью соблюдения экологических норм и требований (ограничений) на глобальном, региональном и локальном уровнях.

- Глобальный уровень – имеющиеся ограничения по Киотскому протоколу.
- Региональный уровень – это ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ по многосторонним и двусторонним международным Конвенциям и соглашениям, в том числе «Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния».
- Локальный уровень – это ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ, образования отходов, а также физических воздействий, при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды в зоне влияния объектов электроэнергетики.

Основные принципы технической политики в области экологии электроэнергетики включают в себя:

- обязательная паспортизация энергетического оборудования с точки зрения экологической безопасности и выявление на ее основе неблагополучных энергетических объектов по условиям защиты окружающей среды с целью модернизации, реконструкции, замены или вывода из эксплуатации этого оборудования.
- использование типовых технических и технологических мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности объектов электроэнергетики;
- дифференцированный подход к действующим и проектируемым объектам электроэнергетики;
- использование «наилучших существующих (доступных) технологий» при строительстве новых и реконструкции действующих энергопредприятий;
- выбор створов новых ГЭС с учетом экологического благополучия региона с обеспечением приоритета сохранения биоразнообразия и охраны особо охраняемых природных территорий при проектировании и размещении новых ГЭС;
- обеспечение полной и своевременной компенсации ущерба водным биологическим ресурсам.
- сочетание общесистемных и технологических природоохранных мер.

Общесистемные меры включают в себя:

- использование новых более эффективных технологий производства электроэнергии на базе органических видов топлива, обеспечивающих значительное уменьшение расхода топлива на выработку энергии и негативного воздействия на окружающую среду;
- строительство типовых серийных энергоблоков атомных электростанций;
- совершенствование структуры топливного баланса электростанций за счет уменьшения доли высокосолевых и высокосернистых топлив;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС и ВИЭ) с учетом состояния окружающей среды в местах их размещения.

Реализация перспективных технологий, включая использование парогазовых технологий и технологий сжигания твердого топлива, в том числе по схеме ЦКС, проводится с обязательной оценкой воздействия на окружающую среду. При этом при необходимости, для обеспечения требуемых нормативов качества окружающей среды внедряются дополнительные технологические мероприятия, устанавливается природоохранное оборудование (технологические методы подавления оксидов азота, специальные серо- и азотоочистные установки, высокоэффективные золоуловители, передовые технологии обработки воды и переработки золошлаков в товарные продукты для их использования в других отраслях).

Основными направлениями технической политики в области экологии электроэнергетики на период до 2030 г. для действующих объектов являются:

для тепловых электростанций:

- Демонтаж котельных установок с пониженными параметрами (9 МПа/510°C и 2,9 МПа/420°C) и сданных в эксплуатацию еще в 50-е годы прошлого века, как только появится возможность обеспечить потребителей тепловой и электрической энергией из других источников.
- Для котлов, которые еще длительное время будут работать на твердом и газомазутном топливе предлагается набор мероприятий для снижения выбросов NO_x в атмосферу, приведенный в таблице 10.1. Перечисленные мероприятия в большинстве случаев могут быть реализованы ремонтными компаниями за счет некоторого увеличения стоимости и сроков проведения капитального ремонта.
Для этой же группы оборудования (пылеугольные котлы на параметры пара 13,8 МПа со сроком остаточной эксплуатации более 10 лет) необходимо реализовать мало затратные мероприятия по повышению эффективности золоулавливания и (в случае сжигания высокосернистых углей) упрощенные схемы сероочистки с целью достижения установленных природоохранных нормативов.
- Для высокоэкономичных блоков 300-800 МВт на канско-ачинских углях для снижения образования оксидов азота целесообразно использовать оправдавший себя на многих действующих котлах (П-67, БКЗ-500-140) принцип низкотемпературного сжигания.
- При использовании на блоках 300-500 МВт каменных углей Кузнецкого бассейна для уменьшения образования NO_x, необходимо применять малотоксичные горелки и ступенчатое сжигание топлива. Сочетание этих мероприятий способно обеспечить концентрацию NO_x менее 350 мг/м³ и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС.
- При сжигании малореакционных топлив (АШ и кузнецкий тощий) в котлах с жидким шлакоудалением, при наличии на электростанциях природного газа целесообразно организовывать трехступенчатое сжигание с восстановлением NO_x в верхней части топки (ребенинг-процесс).
- Обеспечить до 2010 г. выполнение санитарных норм по шуму для действующих энергетических объектов.
- На ТЭС должны также предусматриваться технологические решения, обеспечивающие достижение ПДК основных загрязнителей и снижение количества загрязненных стоков в водные бассейны, в частности, от химических промывок оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод систем гидрозоло- и шлакоудаления и водоподготовительных установок. Классификация сточных вод ТЭС и мероприятия по их снижению приведены в табл. 10.2. По водоподготовке прогресс достигается переходом на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие в условиях вакуума, применение которых позволяет безреагентно на 95% решить проблему солевых стоков ТЭС и в значительной мере упростить проблему сточных вод ТЭС в целом.

для объектов гидроэнергетики:

- Модернизация систем мониторинга состояния напорных гидротехнических сооружений с длительным сроком эксплуатации, оснащение сооружений современной контрольно-измерительной аппаратурой.
- Замена устаревшего основного и вспомогательного оборудования на оборудование, отвечающее современным экологическим требованиям и обеспечивающее повышение надежности эксплуатации объектов;
- Выбор типов гидротурбинного оборудования и системы его обслуживания должен производиться с учетом исключения (минимизации) возможных протечек масел;

Способы снижения выбросов NO_x для действующих котлов с длительным сроком их последующей эксплуатации

Название метода	Эффективность, %	Рекомендуемое топливо	Ограничение применимости	Примечание
<i>Модернизация топочного процесса</i>				
Малотоксичные горелки	30-50	Все виды топлива	Стабильность факела и полнота сгорания топлива	Ступенчатый ввод воздуха или топлива на горизонтальном участке факела требует определенного расстояния до противоположного экрана
Рециркуляция дымовых газов	20-60	Большая цифра – для газа, меньшая – для высокореакционных углей. Не годится для АШ, Т и СС	Стабильность факела, на барабанных котлах – рост температуры перегрева	Подача газов рециркуляции – через горелки. При сжигании угля – через пылесистему (вместе с первичным воздухом).
Двухступенчатое сжигание	20-50	Все виды топлива	Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ	При сжигании серосодержащего топлива, особенно в котлах СКД, появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов
Концентрическое сжигание	20-50	Бурые угли и каменные угли с высоким выходом летучих	Появление СО и рост горючих в уносе	При реконструкции тангенциальных топков можно ограничиться заменой горелок. Одновременно снижается шлакование и коррозия топочных экранов
Трехступенчатое сжигание с восстановлением NO _x (Reburning)	30-60	Все виды топлива (для АШ и Т необходимо 10–15% газа по теплу)	Появление СО и рост горючих в уносе	Большой эффект достигается при использовании газа для создания восстановительной зоны (10-15% по теплу).
Водомазутная топливная эмульсия (ВМТЭ)	15-30	Мазут	Содержание влаги до 10 %	Приготовление ВМТЭ обеспечивается за счет установки в линиях рециркуляции мазутных баков гидрокавитационных смесителей (ГКС). Эмульгируется влага, входящая в состав мазута или подаваемая извне.

**Классификация сточных вод ТЭС
и мероприятия по снижению загрязненных стоков**

Потоки сточных вод	Основные загрязнители по каждому потоку и их ПДК для водоемов рыбохозяйственной категории, мг/дм ³	Мероприятия по снижению загрязненных стоков
Нефтесодержащие стоки	Нефтепродукты – 0,05	Замкнутый контур маслоохладителей, нефтеловушки, повышение качества изготовления и ремонта теплообменных аппаратов, локальные очистные сооружения очистки нефтесодержащих стоков, а также поверхностного стока с территории предприятия
Продувочные воды оборотных систем охлаждения	Медь – 0,1; хлориды - 300; сульфаты - 100	Использование комплексонов, снижение процессов коррозии оборудования. Повторное использование
Минерализованные сточные воды водоподготовительных установок	Хлориды - 300; сульфаты – 100; рН – 6,5-8,5	Модернизация систем химического обессоливания, применение технологий обратного осмоса и термодистилляции, использование комплексонов
Обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей	Ванадий – 0,001; никель – 0,01	Сооружение установок по извлечению и исключению сброса
Сточные воды химических промывок оборудования	Железо – 0,1; медь – 0,001; гидразин – 0,00025; рН – 6,5-8,5	Сброс в систему гидрозолоудаления, применение пароводокислородной, парохимической технологий очисток оборудования, консервация оборудования
Сточные воды системы гидрозолоудаления	Фтор – прирост 0,05, но не выше 0,75; мышьяк – 0,05; взвешенные вещества – прирост 0,25-0,75 (в зависимости от категории); рН – 6,5-8,5	Сооружение оборотных систем гидрозолоудаления. Сухое золоудаление с последующей реализацией золы
Продувочные воды осветлителей	Взвешенные вещества – прирост 0,25-0,75 (в зависимости от категории); рН – 6,5-8,5	Утилизация шламовых вод, применение мембранных технологий

для электросетевого комплекса

- Вывод из эксплуатации и утилизация оборудования, в котором используется трихлордифенил.
- Применение оборудования и энергосберегающих технологий, обеспечивающих снижение потерь электрической энергии, в том числе: трансформаторов с пониженными потерями, компактных линий, оптимизации использования СКРМ, оптимизации регулирования напряжения, снижение потерь холостого хода путем внедрения средств автоматизации.
- Использование на территориях крупных населенных пунктов компактных закрытых распределительных устройств и подстанций наземного и подземного расположения.

Настоящий документ устанавливает следующие целевые показатели для объектов электроэнергетики к 2015г.

- Удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу для действующего оборудования на уровне:

– оксидов азота	– 3,0 кг/т у.т.;
– твердых частиц	– 9,5 кг/т у.т.;
– оксидов серы	– 14,5 кг/т у.т.
- Сокращение выбросов парниковых газов за счет энергосберегающих технологий на 2-3 млн. тонн в год.
- Обеспечить снижение шума от оборудования до санитарных норм;
- Обеспечить по сравнению с 2004 годом за счёт внедрения новых технологий:
 - снижение удельного объема использования свежей воды на 21%;
 - снижение удельного объема безвозвратных потерь на 14%;
 - снижение удельного объема сброса загрязненных сточных вод в водные объекты общего пользования на 20%.
- Обеспечить:
 - внедрение систем непрерывного экологического мониторинга выбросов и сбросов;
 - увеличение объемов использования ЗШО в народном хозяйстве до 20% от годового выхода);
 - увеличение мощности установок для сухого отбора золы на 20%.
 - снижение шума от оборудования до санитарных норм

Основным направлением технической политики в области экологии электроэнергетики на период до 2030 г. для проектируемых объектов является внедрение «наилучших существующих (доступных) технологий», что позволит к 2030 г. достичь соответствия технологических нормативов и показателей экологической эффективности отечественных энергоустановок аналогичным показателям на объектах ЕС.

В табл. 10.3 приведены прогнозируемые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России до 2030 г. Для их достижения необходимо совершенствовать известные в настоящее время газоочистные технологии и создавать новые, более эффективные. Прогноз использования этих технологий до 2030 г. приведен в табл. 10.4.

Угольные энергоблоки придется оснащать полным набором природоохранного оборудования, включая очистку дымовых газов от твердых частиц, оксидов серы (SO₂) и оксидов азота NO_x).

В качестве золоуловителей на новых котлах предполагается использовать в основном электрофильтры, способные обеспечить требуемые (табл. 10.3) нормы по допустимым выбросам в атмосферу.

Дополнительный эффект на кузнечных и экибастузских углях может быть получен при снижении температуры и кондиционировании дымовых газов.

Таблица 10.3

Прогнозируемые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России^{*)}

Показатели	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Степень улавливания SO ₂ , %	30-50	80-90	95-98
Концентрация оксидов азота (O ₂ = 6 %), мг/м ³	200-600	200-400	50-100
Твердые частицы, мг/м ³	50-80	20-30; ограничение по содержанию частиц размером менее 10 мкм (PM-10)	5-10; ограничение по содержанию частиц размером менее 2,5 мкм (PM 2,5)
Степень улавливания ртути ^{**)} (тяжелых металлов), %	–	50-60	>90
Использование золошлаковых отходов, %	15	30-50	60-80

^{*)} в зависимости от качества топлива

^{**)} требует дополнительного нормативного обеспечения

**Перспективные технологии по снижению выбросов
загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС**

Наименование загрязняющих веществ	До 2010 г.	До 2020 г.	До 2030 г.
<i>Технология, её эффективность</i>			
Оксиды азота	<i>Технологические методы</i>		
	для котлов на угле – 30-50%; для ПГУ на природном газе – 50 мг/м ³	для котлов на угле – 40-60%; для ПГУ – 20-30 мг/м ³	для котлов на угле – 50-70%; для ПГУ – 10-15 мг/м ³
	СНКВ – 30-50%	СНКВ-М – 50-80%	СКВ – 90-95%
	СКВ – 70-80%	СКВ – 80-90%	
Оксиды серы	<i>Малосернистые топлива</i>		
	Использование мокрых золоуловителей $\eta=30-60\%$; упрощенная мокросухая – $\eta=50-60\%$	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta=80-90\%$	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta=90-95\%$
	<i>Сернистые топлива</i>		
	– мокрые (известняковая, аммиачно-сульфатная, сульфатно-магнезиевая)		
	$\eta_{SO_2}=90-95\%$	$\eta_{SO_2}=95-98\%$	$\eta_{SO_2} \geq 99\%$
	– мокро-сухая с циркулирующей инертной массой $\eta_{SO_2}=90\%$	- мокро-сухая с ЦКС $\eta_{SO_2}=92-95\%$	- аммиачно-циклическая технология $\eta_{SO_2}=99\%$ Мокрые технологии с новыми эффективными сорбентами $\eta_{SO_2}=99\%$
Зольные частицы	Электрофильтры $\eta=98\%$; Модернизированные мокрые золоуловители $\eta>95\%$	Электрофильтры $\eta=98-99\%$; Рукавные фильтры $\eta=98-99\%$; Комбинированные сухие аппараты (электрофильтр+тканевый фильтр) $\eta=99,0\%$	Электрофильтры $\eta>99,5\%$; Мокрые электрофильтры $\eta>99,5\%$; Сухие гибридные аппараты $\eta>99,5\%$; Комплексная очистка в мокрых ЭФ с импульсным электропитанием
			Ввод сорбентов (активированный уголь и др.) перед электрофильтром; $\eta=50-60\%$
Ртуть (тяжелые металлы)	–	Ввод сорбентов (активированный уголь и др.) перед электрофильтром; $\eta=50-60\%$	Ввод галогеносодержащих сорбентов в газовый тракт + сероочистка; $\eta=90-95\%$
CO ₂	Повышение экономичности энергоблоков, в т.ч. при комбинированной выработке энергии и тепла	Пилотные проекты с выведением CO ₂ из цикла энергоустановок и последующего его захоронения	Крупные демонстрационные установки с различными технологиями выведения из цикла и захоронением CO ₂ :

Для использования сложного оборудования в стесненных условиях может применяться двухзонный электрофильтр, включающий в себя электрополе с неподвижными

электродами и импульсным микросекундным питанием и второе электрополе – с движущимися электродами.

Перспективными для использования в энергетике являются такие комбинированные золоулавливающие аппараты (электрофильтр + рукавный фильтр, электрофильтр + водяной аппарат для улавливания в том числе и мелких частиц (аэрозолей)).

Существующая в настоящее время практика использования гидрозолоудаления с последующим хранением золошлаковых отходов не соответствуют перспективным требованиям.

Утилизация золошлаковых материалов является одной из основных экологических проблем угольных ТЭС. Золотвалы уже сейчас занимают большие площади (более 22 тыс. га) и ежегодные расходы на хранение золошлаковых материалов (плата за размещение и аренду) в целом по РАО "ЕЭС России" составляет более 14 млрд. руб. (цены 2000 г.).

Наряду с этим, для успешного решения проблемы утилизации золошлаковых материалов и нанесения минимального экологического ущерба окружающей среде при разработке систем золошлакоудаления для новых угольных ТЭС должны быть заложены конструктивные решения, направленные на раздельное удаление золы и шлака. Необходимо предусмотреть возможность 100 %-ного сбора и отгрузки сухой золы (в том числе – по группам фракций), а также максимальную механизацию и автоматизацию всех технологических процессов.

Обязательным элементом новых угольных энергоблоков должны стать установки сероочистки дымовых газов. В настоящее время наиболее распространены на зарубежных ТЭС мокрые известняковые сероочистки, снижающие выбросы SO₂ в среднем на 95%. На новых российских энергоблоках при сжигании высокосернистых углей для обеспечения принятых перспективных норм по допустимым выбросам SO₂ необходимо будет использовать такие же схемы, или разработанную ВТИ и внедренную на Дорогобужской ТЭЦ аммиачно-сульфатную технологию сероочистки.

При сжигании средне- и малосернистых топлив (к которым относится большинство угольных месторождений в России, включая Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны) достаточно эффективной является менее капиталоемкая упрощенная мокро-сухая технология сероочистки. Кроме того, в настоящее время исследуются новые технологии сероочисток с более эффективными сорбентами, позволяющими решать проблемы удаления вредных веществ комплексно (в том числе – и тяжелых металлов).

Оксиды азота – NO_x – являются серьезной экологической проблемой как при сооружении ПГУ, так и при установке мощных пылеугольных котлов. Выбросы NO_x при сжигании природного газа в ГТУ могут быть обеспечены за счет использования «сухих» камер сгорания последнего поколения. Вероятно, энергоблоки с ПГУ не потребуют установки азотоочистки для выбрасываемых в атмосферу дымовых газов.

Сложнее обстоит дело с пылеугольными котлами мощных энергоблоков. Разработанные и проверенные в промышленности технологические методы позволяют в настоящее время уложиться в отечественные нормы по допустимым выбросам NO_x только при сжигании бурых углей, а также каменных углей марок Д и Г. Для других каменных углей и особенно – для антрацитов задача может быть решена за счет установки за котлом каталитического реактора и восстановления образовавшихся оксидов азота путем подачи в газовый тракт аминсодержащих реагентов (аммиачной воды или мочевины).

В перспективе, учитывая необходимость приближения отечественных норм к европейским, необходимо будет оборудовать новые пылеугольные котлы не только комплексом технологических методов (малотоксичные горелки, различные варианты двух- и трехступенчатого сжигания), но и очищать дымовые газы от NO_x с помощью систем азотоочистки.

В последние годы в странах Европейского Союза и США постоянно вводятся нормативы на выбросы в атмосферу новых загрязняющих веществ. Так, в США уже более 10 лет помимо ограничения общей концентрации частиц действует стандарт РМ 10 и четвер-

тый год – стандарт РМ 25, определяющие максимальные допустимые концентрации частиц диаметром менее 10 и 2,5 мкм, соответственно.

В области технологий улавливания твердых частиц введение аналогичных требований вызовет необходимость добавления к сухим электрофильтрам новых аппаратов, позволяющих более эффективно (при приемлемых затратах) улавливать субмикронные частицы: рукавные фильтры, гибридные аппараты, состоящие из ступени электроочистки и ступени фильтрации, и даже мокрых электрофильтров.

Необходимо отметить, что перечисленные новые технологии, помимо твердых частиц, позволяют улавливать так же ртуть, а также ее соединения. Все это необходимо будет учитывать при выборе газоочистного оборудования, поскольку в промышленно развитых странах уже в настоящее время уделяется большое внимание уменьшению выбросов ртути с дымовыми газами ТЭС.

Еще одной важной экологической проблемой для энергетиков, связанных с использованием органического топлива, может стать проблема выбросов в атмосферу основного тепличного газа – CO_2 . В Европейском Союзе уже сейчас в практической плоскости рассматривается вопрос о платежах за повышенные выбросы CO_2 котлами тепловых электростанций.

Наилучших результатов при новом строительстве можно ожидать от энергоблоков ПГУ с газификацией угля. Технологически такие установки допускают получение избыточного водорода для использования его в технологических процессах или в качестве топлива для топливных элементов. Аналогичные ПГУ мощностью до 500 МВт (но без сепарации и вывода CO_2) уже эксплуатируются на электростанциях, обслуживающих нефтеперерабатывающие заводы. Сырьем для них являются тяжелые нефтяные остатки, а продукцией являются электрическая энергия, тепло в виде пара и водород, который используется в процессах нефтепереработки.

11. Основные задачи по реализации Концепции технической политики.

Разработанные «Основные положения Концепции технической политики в электроэнергетике» являются важным документом, определяющим инновационную составляющую развития электроэнергетики в период до 2030 г. Работа охватывает практически все аспекты инноваций на уровне электроэнергетических объектов и оборудования, на системном уровне и в области управления. По существу разработанный документ представляет собою содержательную часть государственной политики в электроэнергетике, его практическая реализация потребует проведения серьёзных мер на федеральном и региональных уровнях.

В современных рыночных условиях эти меры должны охватить следующие задачи:

- разработка системы экономических, правовых, институциональных механизмов;
- создание финансового, кадрового, организационного инструментария ее проведения;
- обеспечение социально-экономической стратегической цели – гарантированного и доступного в ценовом отношении электроснабжения;
- научно-техническое сопровождение реализации предложенной технической политики;
- сохранение и развитие кадрового потенциала энергетики, поддержка и развитие системы высшего и средне-специального образования - необходимого условия реализации технической политики;
- создание единого органа – координационно-технического центра управления реализацией технической политики;
- восстановление строительно-монтажного комплекса отрасли;
- восстановление энергомашиностроительного комплекса отрасли;
- разработка новых технологий проектирования и управления строительством;

В атомной энергетике должны быть решены следующие принципиально важные задачи:

- формирование научно-производственной инфраструктуры, способной обеспечить инновационное развитие атомной энергетики;
- восстановление научно-производственного потенциала способного обеспечить ввод в эксплуатацию до двух блоков в год;
- создание и промышленная демонстрация замкнутого топливного цикла - гарантии долгосрочной ресурсной базы ядерного топлива;
- решение проблемы профессиональной подготовки кадров для атомной энергетики, в том числе восстановление и развитие потенциала высшего и среднего профессионального образования;

В теплоэнергетике ключевой вопрос - перестройка структуры топливообеспечения в пользу угля. Это потребует развития и освоения современных и перспективных энергоугольных технологий производства электрической энергии и тепла, а также создания системы мер по повышению качества энергетических углей до уровня мировых стандартов.

При этом должна быть чётко определена позиция государства в части экологической составляющей развития угольной энергетики и, в первую очередь, по проблеме создания ТЭС с нулевыми выбросами.

В электрических сетях и в системе диспетчерско-технологического управления развитие современных и перспективных технологий направлено на широкую компьютеризацию быстротекущих процессов управления режимами, создание интеллектуальных Smart сетей, использующих силовую электронику. Это потребует развития и государственной поддержки ресурсной базы отечественной силовой электроники. За всем этим стоит, пожалуй, главная уже упомянутая стратегическая проблема кадрового обеспечения реализации Концепции.

Для её решения на государственном уровне должна быть разработана Концепция государственной кадровой политики, в составе которой будут определены подробные меры по решению таких задач как:

- преодоление оттока молодых специалистов из энергетики;
- увеличение набора на инженерные и технические специальности в условиях демографического кризиса;
- развитие материально-технической базы инженерных ВУЗов и средне-технических учебных заведений;
- увеличение стипендий студентам и зарплаты преподавателям, преодоление тенденции старения преподавателей;
- совершенствование учебных планов и программ обучения и повышения квалификации;
- поддержка НИР и ОКР, развитие баз практики на предприятиях отрасли.

Конечно, реализация Концепции технической политики в электроэнергетике должна быть направлена на всемерное использование отечественного энергомашиностроения и электроаппаратостроения. Однако надо учитывать серьёзное отставание Российской промышленности от уровня, достигнутого за рубежом.

В этих условиях на государственном уровне потребуется разработка системы международного сотрудничества по всем направлениям технологического развития электроэнергетики с целью скорейшего преодоления имеющегося отставания.

Для реализации поставленных задач требуется повысить статус данного документа - «Основные положения Концепции технической политики в электроэнергетике России до 2030г.» и придать ему государственный уровень.

Энергетика Российской Федерации должна развиваться на основе:

1. Энергетической стратегии РФ - задающей направление развития,
2. Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики – задающей количественные показатели,
3. Концепции технической политики – определяющей качественное наполнение Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

С учётом возможных изменений социально-экономических программ, прогнозов электро - и теплоснабжения и дальнейшего научно-технического прогресса целесообразен пересмотр указанной выше триады долгосрочных документов каждые пять лет.

Приложение 1

Показатели эффективности топливоиспользования замещающего оборудования									
№ п/п	Заменяемое оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня						
			h^3_n , %	КИТ %	$b^{33}_{от}$, г.л/кВт • ч	$b^{33}_{он}$, кг/Гкал	\mathcal{E}_T , кВт • ч/Гкал	$\mathcal{E}_{сн}$	
								на э.э, %	на т.э, кВт • ч/Гкал
Конденсационное оборудование. Топливо – природный газ									
1.	К-300-3,5 МПа	ПГУ	52-58	52-58	240-220	—	—	1,5	—
2.	К-200-2,8 МПа	ПГУ	52-55	51-55	240-220	—	—	1,5	—
3.	Оборудование 8,8 МПа и ниже	ПГУ на сущ. площадке или в энергосистеме	>51	>51	<246	—	—	1,5	—
Конденсационное оборудование. Топливо – уголь									
4.	К-500-23,5 МПа	Энергоблок $t=565-600^\circ\text{C}$ и давл. 23,5-30,0 МПа	42-46	42-46	<292	—	—	4,0	—
5.	К-300-23,5 МПа	Энергоблок (МЭН) $t=565-600^\circ\text{C}$ и давл. 23,5-30,0 МПа	42-46	42-46	<292	—	—	4,2	—
		МЭН, котел с ЦКС	41-44	41-44	310	—	—	4,7	—
6.	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с $t=565^\circ\text{C}$	40-41	40-41	300	—	—	6,1	—
		МЭН, котел с ЦКС	>40	>40	310	—	—	6,4	—
		Замещающий блок 300-600 МВт	42-46	42-46	<292	—	—	4,3	—
7.	К-150-12,8 МПа и ниже	Замещающий блок 300-600 МВт	42-46	42-46	<292	—	—	4,3	—
Теплофикационное оборудование. Топливо – природный газ									
8.	ТЭЦ с параметрами 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	>50* 47**	80 86	248 262	— 130	— 1500	2,0 2,5	— —
9.	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ	>50* 47**	— 85	— 262	— 130	— 1500	— 3,0	— 20
Теплофикационное оборудование. Топливо – уголь									
10.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование	40-41*	80	310-300	—	560	7,0	25
		Модернизируемое оборудование, котел с ЦКС	39-40*	80	315-310	—	560	7,6	25

* Конденсационный режим; ** комбинированный режим

h^3_n – КПД нетто, электрический, %

КИТ - коэффициент использования топлива, %

$b^{33}_{от}$ - удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г у.л/(кВт • ч);

$b^{33}_{он}$ - удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, кг/Гкал

\mathcal{E}_T - удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (кВт • ч)/Гкал;

$\mathcal{E}_{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, %

Приложение 2

Показатели маневренности замещающего оборудования

№ п/п	Заменяемое оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня		
			Времена пуска турбин из горячего и холодного состояния	Допустимые средние скорости нагружения и разгружения	Диапазон регулирования мощности
Конденсационное оборудование. Топливо - природный газ					
1.	К-300-23,5 МПа	ПГУ	45/180	2,0-2,5% в мин.	25-100%
2.	К-200-12,8 МПа	ПГУ	40/170	2,0-2,5% в мин.	25-100%
3.	Оборудование 8,8 МПа и ниже	ПГУ на сущ. Площадке или в энергосистеме	33-40/150/170	2,0-2,5% в мин.	25-100%
Конденсационное оборудование. Топливо - уголь					
4.	К-500-23,5 МПа	Энергоблок 565-600 град.С, 23,5-30 МПа	150/400	1% в мин.	300-500 МВт
5.	К-300-23,5 МПа	Энергоблок (МЭН) 565-600 град.С, 23,5-30 МПа	110/290	1% мин.	180-300 МВт
		Энергоблок, котел с ЦКС	120/300	1% мин.	180-300 МВт
6.	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с 565 град.С	80/300	1,5% мин.	120-200 МВт
		МЭН, котел с ЦКС	80/300	1,5% мин.	120-200 МВт
		Замещающий блок 300-600 МВт	150/470	1% мин.	60-100%
7.	К-150-12,8 МПа	Замещающий блок 300-600 МВт	150/470	1% мин.	60-100%
Теплофикационное оборудование. Топливо - природный газ					
8.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	40/180	2-2,5% в мин.	25-100%
	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ	30-40/150-170	2-2,5% в мин.	25-100%
Теплофикационное оборудование. Топливо – уголь					
9.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование, котел с ЦКС	80/270	1,5% в мин.	Нет ограничений

*) для ПГУ NOx при нормальных условиях и O₂ = 15%
 для котлов NOx при нормальных условиях и O₂ = 6%

Приложение 3

Показатели экологичности замещающего оборудования
(для нормальных условий в соответствии с нормативными требованиями)

№ п/п	Существующее оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня, в мг/м ³			Расход охлаждающей воды м ³ /ч/МВтч
			азота	серы	зольных частиц	
Конденсационное оборудование. Топливо – природный газ						
1.	К-300-23,5 МПа	ПГУ	50	-	-	50
2.	К-200-12,8 МПа	ПГУ	50	-	-	52
3.	Оборудование 8,8 МПа и ниже	ПГУ на сущ. площадке и в э/с	50	-	-	50-55
Конденсационное оборудование. Топливо – уголь						
4.	К-500-23,5 МПа	Энергоблок 565-600 град.С и 23,5-30 МПа	<500	<400	<100	100
5.	К-300-23,5 МПа	Энергоблок 565-600 град.С и 23,5-30 МПа	<500	<400	<100	110
		Мэн котел с ЦКС	<350	<400	<100	110
6.	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с 565 град.С	<500	<400	<100	120
		Мэн котел с ЦКС	<350	<400	<100	120
		Замещающий блок 300-600 МВт	<500	<400	<100	100
7.	К-150-12,8 МПа	Замещающий блок 300-600 МВт	<350	<400	<100	100
Теплофикационное оборудование. Топливо – природный газ						
8.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	50	-	-	50
9.	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	50	-	-	50
Теплофикационное оборудование. Топливо – уголь						
10.	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование	<450	<400	<100	120-140
		Модернизируемое оборудование котел с ЦКС	<350	<400	<100	120-140