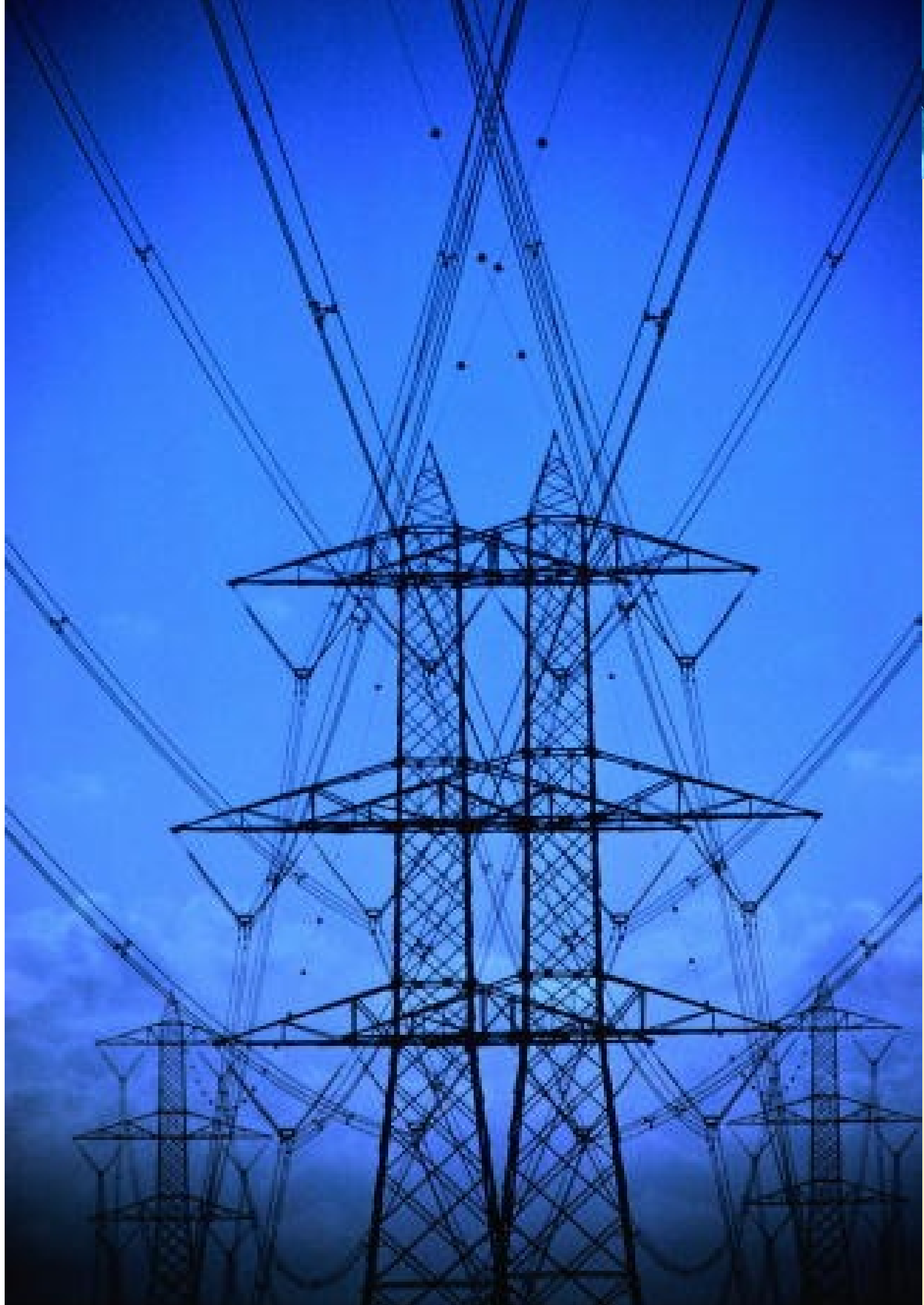




ОАО ЕЭС России

# КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ"





## **Вступительное слово Председателя Правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса**

*Обеспечение надежного энергоснабжения потребителей невозможно без технического развития электроэнергетики, именно сейчас настал момент для масштабной постановки задачи стратегического технологического перевооружения энергетики страны.*

*Новые, создаваемые в результате реформирования электроэнергетической отрасли компании, должны получить набор нового высокотехнологичного энергетического оборудования, которое станет основой энергетики страны на десятилетия вперед.*

*Профессиональный менеджер обязан уже сейчас на стадии организационного становления компании выстроить для себя всю технологическую стратегию, поэтому именно сейчас пришло время для разработки «Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России».*

*В разработанной специалистами ОАО РАО «ЕЭС России» Концепции определены четкие ориентиры на качественно новый технический уровень техники и технологий.*

*Нам необходима самая современная, самая продвинутая, лучшая техника и технология, которая способна сегодня по критерию «цена-качество» конкурировать с кем угодно из существующих поставщиков.*

*Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» является хорошим ориентиром и для машиностроителей, поставщиков оборудования для энергетики, которым сегодня необходимо всерьез задуматься не просто об отлаживании бизнеса и росте объема заказов, а сфокусировать свое внимание на разработке и выпуске оборудования, соответствующего лучшим мировым стандартам.*

*Я глубоко убежден в том, что мы сегодня в состоянии поставить и решить уникальную задачу технического перевооружения энергетики, основанную на самых современных технологических решениях.*





## Состав рабочей группы по разработке Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России»



Руководитель Рабочей группы  
Член Правления,  
Управляющий директор  
ОАО РАО «ЕЭС России»  
(Бизнес-единица «Сервис»)  
**Воронин В.П.**



- Дубинин С.К.** — Член Правления, заместитель Руководителя рабочей группы
- Ливинский А.П.** — Заместитель Управляющего директора БЕ «Сервис» —  
начальник Департамента реформирования НПК
- Бобылев А.В.** — Заместитель начальника Департамента реформирования НПК
- Загретдинов И.Ш.** — Заместитель Управляющего директора БЕ № 1
- Хазиахметов Р.М.** — Заместитель Управляющего директора БЕ «Гидрогенерация»
- Вагнер А.А.** — Заместитель Управляющего директора БЕ № 2
- Вариводов В.Н.** — Начальник Департамента НТЦ ОАО «ФСК ЕЭС»
- Терентьев Г.Ю.** — Руководитель проектной группы КЦ по прогнозному балансу  
электроэнергии
- Ильенко А.В.** — Директор по развитию технологий диспетчерского  
управления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»
- Нечаев В.В.** — Заместитель Председателя НТС
- Копсов А.Я.** — Руководитель дирекции капитального строительства КЦ
- Греченков Н.В.** — Начальник Департамента аудита и генеральной инспекции КЦ
- Кожуховский И.С.** — Начальника Департамента экономического планирования  
и анализа КЦ
- Романов А.А.** — Руководитель Дирекции организации и методологии  
конкурсных закупок КЦ
- Негашева Ю.Н.** — Начальник Департамента инвестиционной политики КЦ
- Ширяева Л.В.** — Начальник Департамента рынка ЦУР



## Содержание

<b>Введение</b> .....	5
<b>I. Анализ существующего состояния и тенденций развития электроэнергетики на период до 2009 года</b> .....	6
<b>II. Техническая политика ОАО РАО «ЕЭС России»</b> .....	10
1. Тепловые электростанции .....	10
2. Системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети) .....	18
3. Гидравлические электростанции .....	22
4. Электрические сети .....	30
5. Организация функционирования ЕЭС России .....	42
6. Энергетика изолированных районов, включая малую и нетрадиционную энергетику .....	47
<b>Приложение:</b> .....	55
<i>Таблица 1. Эффективность работы отечественного энергетического оборудования в сравнении с зарубежным</i> .....	56
<i>Таблица 2. Динамика цен топлива по основным энергозонам (без НДС), руб/т у.т</i> .....	56
<i>Таблица 3. Объем продления срока службы основного оборудования ТЭС</i> .....	57
<i>Таблица 4. Динамика демонтажа основного оборудования на ТЭС</i> .....	57
<i>Таблица 5. Динамика вводов генерирующего оборудования на ТЭС при техническом перевооружении и реконструкции</i> .....	58
<i>Таблица 6. Динамика вводов генерирующего оборудования при новом строительстве тыс. кВт</i> .....	58
<i>Таблица 7. Предложения по развитию электросетевых объектов в период 2005—2009 гг.</i> .....	59
<i>Таблица 8. Показатели эффективности топливоиспользования оборудования, прошедшего модернизацию</i> .....	60
<i>Таблица 9. Показатели маневренности оборудования, прошедшего модернизацию</i> .....	61
<i>Таблица 10. Показатели экологичности оборудования, прошедшего модернизацию</i> .....	61
<i>Таблица 11. Показатели эффективности топливоиспользования замещающего оборудования</i> .....	62
<i>Таблица 12. Показатели маневренности замещающего оборудования</i> .....	63
<i>Таблица 13. Показатели экологичности замещающего оборудования</i> .....	64



## Введение



Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» на период до 2009 года (в дальнейшем Концепция) разработана во исполнение приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 12.11.04 г. № 660, пункт 6, требующего повышения качества технической политики при реализации инвестиционных проектов, проведении модернизации и технического перевооружения объектов электроэнергетики.

Перед Концепцией была поставлена конкретная задача: определить наиболее прогрессивные технические решения и показатели технического уровня оборудования, которые должны применяться в инвестиционных программах ОАО РАО «ЕЭС России» и подведомственных ДЗО.


Необходимо подчеркнуть, что данный документ — это не концептуальные положения общего направления развития, что обычно принято относить к понятию Концепция, а совокупность конкретных технических решений и рекомендаций по применению наиболее прогрессивного оборудования и технологий в основных подотраслях электроэнергетики.

Концепция разработана для объектов теплогенерации, гидрогенерации, электрических сетей, систем телемеханики, связи и противоаварийного управления, энергетики изолированных районов, систем теплофикации. Каждое из перечисленных направлений представлено отдельным разделом. Раздел, в свою очередь, состоит из трёх подразделов: в первом — показаны те прогрессивные, апробированные технологии, которые могут применяться уже сейчас; во втором — перечислены неэффективные, устаревшие технологии и оборудование, применение которых запрещается; в третьем подразделе показаны перспективные технологии и оборудование, которые должны быть освоены в ближайшее время и будут внедряться после 2010 года.

В Концепции не рассматривается эффективность предлагаемых технологий. Расчёт эффективности и выбор из предложенного в Концепции набора технических решений необходимо осуществлять на стадии конкретного проектирования.

Механизм реализации Концепции заложен в вышеупомянутом приказе ОАО РАО «ЕЭС России» от 12.11.04 г. № 660 и в решении Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 11 апреля 2005 г., где с учётом требований Концепции поручено определить инвестиционные приоритеты в инвестиционной программе РАО «ЕЭС России» и ДЗО. Предлагается также разработать положения о технической политике подведомственных ДЗО, приняв за основу технические решения, заложенные в Концепцию, и утвердить их на советах директоров обществ; организовать корректировку норм технологического проектирования объектов электроэнергетики в соответствии с требованиями Концепции.

Исходные условия для разработки Концепции приняты на основании «Прогнозного баланса энергии и мощности на 2005—2009 гг.».



**I. АНАЛИЗ  
СУЩЕСТВУЮЩЕГО  
СОСТОЯНИЯ  
И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ  
НА ПЕРИОД ДО 2009 Г.**





Устойчивый рост потребления электро- и теплоэнергии в условиях дефицита инвестиционных ресурсов на развитие электроэнергетики вынуждает особенно тщательно оценивать существующие производственные возможности предприятий отрасли, их способность надежно и эффективно обеспечивать растущий спрос на электроэнергию и тепло, и на этой основе определить реальные масштабы необходимой модернизации и развития электроэнергетики.

Производственный потенциал электроэнергетики России в настоящее время составляют электростанции общей установленной мощностью около 216,0 млн кВт, в том числе АЭС — 22,2 млн кВт и ГЭС и ГАЭС — 44,9 млн кВт, КЭС — 65,3 млн кВт, ТЭЦ — 66,2 млн кВт, электростанции прочих ведомств — 10,2 млн кВт, децентрализованные источники примерно 7,3 млн кВт; линии электропередачи напряжением 0,4—1150 кВ и выше — общей протяженностью порядка 3 млн км, в том числе магистральные электросети напряжением 220ч 1150 кВ протяженностью 157 тыс. км.

В структуре используемого топлива определяющую роль играет природный газ. Его доля составляет около 65% и превышает долю угля более чем в 2 раза. Доля нефтепродукта незначительная и составляет менее 5%.

В период экономического спада 90-х годов кратное снижение вводов мощности электростанций (в 3 раза) и электрических сетей (почти в 5 раз) привело к ускоренному росту степени износа основных фондов, величина которого в среднем по отрасли в 2004 году достигла уже 57,3%.

Свертывание с середины 80-х годов программ разработки и освоения новых технологий производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии привело к растущему отставанию технического уровня российской электроэнергетики от уровня, достигнутого развитыми зарубежными странами (таблица 1, Приложение).

В долгосрочном плане низкая эффективность электроэнергетики будет оказывать все более сильное негативное влияние на конкурентоспособность экономики страны в целом, создавая избыточную нагрузку на топливные отрасли и способствуя ускоренному росту цен для промышленных потребителей и населения.

В то же время обновление фондов электроэнергетики объективно сдерживается целым рядом факторов:

- ограниченностью собственных ресурсов энергокомпаний для капиталоемких проектов технического перевооружения электростанций, а также их недостаточной привлекательностью для внешних инвесторов при существующем уровне цен на электроэнергию;



- недостаточной готовностью отечественного энергомашиностроения, электротехнической промышленности и строительной индустрии, производственный потенциал которых снизился за последние 15 лет;

- низкими ценами топлива, при которых техническое перевооружение электростанций не обеспечивает экономический эффект от снижения расхода топлива по сравнению с менее капиталоемким продлением срока эксплуатации оборудования, несмотря на сохранение при этом высоких расходов топлива и рост эксплуатационных (в основном, ремонтных) затрат.

Стимулом структурных изменений в теплоэнергетике явится увеличение цен на газ и изменение сложившегося соотношения цен на уголь и газ. Энергетической стратегией определено, что конкурентоспособность угольных ТЭС по сравнению с газовыми достигается при цене т у.т. газа в 1,6—2 раза выше цены т у.т. угля. Такое соотношение цен обеспечит предусматриваемое Энергетической стратегией России снижение доли газа в структуре потребляемого тепловыми электростанциями топлива и увеличение доли угля.

В табл. 2 (Приложение) представлен прогноз цен основных видов топлива (газа, мазута, угля) по энергозонам, выполненный в составе Прогнозного энергобаланса на 2005—2009 гг.

В соответствии с этим прогнозом цены на газ в европейской части страны и на Урале увеличатся к концу пятилетия (к 2009 г.) относительно уровня 2004 г. соответственно в 2,0—2,2 и 1,5—1,7 раз, а цены на уголь — в 1,3—1,5 и 1,5—1,6 раз.

Анализ прогнозных соотношений цен на уголь и газ позволяет сделать вывод о том, что в период до 2009 года наиболее эффективными для европейской части России будут оставаться ТЭС, работающие на газе. При этом рост цен на газ будет создавать все более жесткие предпосылки для внедрения новых технологий в теплоэнергетике.

Дополнительным фактором внедрения новых технологий будет обострение проблемы маневренности.

Предлагаемое на перспективу увеличение коэффициента использования установленной мощности АЭС приведет к росту доли базисной мощности в суточных графиках нагрузки ОЭС, вследствие чего в часы ночного снижения нагрузки потребуются более жесткое регулирование конденсационного оборудования на органическом топливе, не исключая того, что отдельные типы энергоблоков должны будут разгружаться до технического минимума во всех ОЭС европейской части ЕЭС России, включая Урал.

В последние годы наметилась тенденция улучшения состояния электрических сетей за счет увеличения объема технического перевооружения и вводов новых объектов электрических сетей. Оценка развития электросетевых объектов на период 2005—2009 гг., выполненная с учетом предложений ДЗО Холдинга и данных «Схемы развития ЕНЭС», приведена в таблице 7 (Приложение).



Обобщение предложений ДЗО к Прогнозному энергобалансу на 2005—2009 гг., позволило сделать вывод о необходимости инвентаризации предлагаемых ДЗО технических решений по обновлению и развитию генерирующих мощностей и разработки концепции технической политики ОАО ПАО «ЕЭС России» на ближайшие пять лет. На основе проведенной Бизнес-единицами инвентаризации предложений подведомственных ДЗО, в период разработки Концепции и в соответствии с заложенными в нее требованиями, были скорректированы показатели Прогнозного баланса на 2005—2009 гг. по продлению сроков службы основного оборудования, демонтажу, вводам генерирующего оборудования на ТЭС при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции (таблицы 3—6, Приложение).

Выработка технических рекомендаций для структурированных групп оборудования позволит при оптимизации имеющихся ресурсов обеспечить повышение конкурентоспособности электростанций и улучшение их стартовых условий при вхождении в рынок электроэнергии.

Импульсом к принципиальному изменению подходов к технической политике, которые приведут к значительному увеличению доли прогрессивного оборудования, явится изменение внешних условий функционирования электроэнергетики и прежде всего введение конкурентного рынка электроэнергии, прогнозируемый на перспективу рост цен на топливо (главным образом, на природный газ) и ужесточение экологических требований.



# **II. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»**

## **1. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**





## 1.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

Повышение качества технической политики в области теплоэнергетики определяется требованиями по решению следующих основных задач:

- повышение эффективности энергоснабжения (сокращение ограничений мощности в объеме 2—3 млн. кВт);
- снижение негативного воздействия ТЭС на окружающую среду;
- обеспечение промышленной безопасности;
- повышение производительности труда и улучшению условий труда;
- повышение эффективности использования существующих производственных площадей и соответственно занимаемых земельных участков за счет установки более производительного оборудования (большей мощности);
- снижение затрат на ремонтно-восстановительные работы.

Выбор направления по повышению технического уровня ТЭС определяется состоянием физического износа и морального старения основного оборудования.

Основными направлениями технической политики в области теплоэнергетики в период до 2009 года являются:

**1.1.1. Модернизация ТЭС с максимальным использованием резервов повышения экономичности и мощности действующего оборудования, в том числе ТЭС с турбинами Р-50 и Р-100 путем установки приключенных турбин мягого пара по бесконденсаторной схеме;**

**1.1.2. Техническое перевооружение и реконструкция действующих мощностей с внедрением новой техники и современных передовых технологий.**

**1.1.3. Основные мероприятия, направленные на снижение удельного расхода топлива и повышение экономичности энергоблоков, осуществляемые путем модернизации находящегося в эксплуатации оборудования**

В настоящее время удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии на конденсационных энергоблоках электростанций составляет:

- на газомазутных ~ 327 гут/(кВт · ч) (КПД = 38%);
- на пылеугольных ~ 360 гут/(кВт · ч) (КПД = 34%);
- на ТЭС ~ 330 гут/(кВтжч) (КПД = 37%).

· **Совершенствование тепловой схемы энергоблока:**

Реализация мероприятий повышает экономичность энергоблока 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 ЦСД и ЦНД, ЦВД;
- меридиальное профилирование в ЦВД и ЦСД, ЦНД;
- применение многомерного расчёта 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;
- снижение гидравлического сопротивления первичного тракта и промперегрева;
- 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 и гидромурфт для тягодутьевых машин, питательных электронасосов, сетевых насосов, пылеприготовительного оборудования;
- применение усовершенствованных схем питания электрофильтров.

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

**После проведения модернизации оборудования его показатели эффективности топливоиспользования, надёжности и экологичности должны быть не ниже приведённых в таблицах 8, 9, 10 Приложения.**

**1.1.4. При техническом перевооружении и реконструкции с заменой физически изношенного и морально устаревшего оборудования рекомендуются следующие требования к замещению оборудования действующего конденсационного и теплофикационного оборудования**

В отдельных случаях, при конкретных компоновочных условиях действующих ТЭС, возможно внедрение ПГУ со сбросом газов в котел или ПГУ с подогревом конденсата и питательной воды в автономных газовыводящих подогревателях (параллельная схема) с повышением КПД на 3—6 % .

## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### Требования к замещению действующего конденсационного и теплофикационного оборудования тепловых электростанций

№ п/п	Действующее оборудование	Требования к замещающему оборудованию
<b>Тепловые электростанции на природном газе</b>		
1	К-300-23,5	ПГУ мощность 325 МВт и более с КПД 52—58 %
2	К-200-12,8	ПГУ мощность 170 МВт и более с КПД 52—55 %
3	Конденсационное оборудование с параметрами 8,8 МПа и ниже	ПГУ с КПД > 51 % на существующей площадке или энергоблоки ПГУ в энергосистеме
4	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
5	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ с КПД > 50 % в конденсационном режиме или ГТУ+КУ соответствующей тепловой мощности
<b>Тепловые электростанции на угле</b>		
6	К-500-23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565—600 °С и давления до 23,5—30,0 МПа, КПД 42—46 %
7	К-300-23,5	Модернизированный энергоблок с повышением температуры пара до 565—600 °С и давления до 23,5—30,0 МПа, КПД 42—46 % (при пылевидном сжигании) или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС, КПД 41—44 % (для низкокачественного топлива)
8	К-200-12,8	Модернизированный энергоблок (МЭН) с повышением температуры пара до 565 °С (при пылевидном сжигании), КПД 40—41%, или аналогичный энергоблок с котлоагрегатом с ЦКС, КПД >40 % . Замещающий энергоблок мощностью 300—600 МВт на существующей площадке или в энергосистеме с КПД 42—46 %
9	Конденсационное оборудование с турбинами мощностью 150 МВт и ниже	Энергоблок мощностью 300—600 МВт с КПД 42—46 % на существующей площадке или в энергосистеме
10	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование при пылевидном сжигании топлива или аналогичное оборудование с котлоагрегатом с ЦКС при низкокачественном топливе с КПД 39—41 %

При техническом перевооружении и реконструкции 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, оснащением современными надежными вводами с твердой изоляцией, устройствами регуляторов РПН повышенной надёжности, подпрессовки обмоток, диагностики, увеличением срока работы до капитального ремонта до 20 лет;
- электрооборудование, используемое на электростанциях и в электрических сетях (трансформаторы, коммутационную аппаратуру, аккумуляторные батареи, кабель,



измерительные трансформаторы и т.д.) с характеристиками, изложенными в подразделе 4.1.1 раздела «Электрические сети»;

- для основных механизмов собственных нужд (питательные и сетевые насосы, дымососы и дутьевые вентиляторы, циркулярные насосы) энергоблоков применять регулируемый электрический привод, либо привод с использованием гидромурфт. Тип привода определяется на основе технико-экономических расчетов;
- системы оперативного постоянного тока в комплекте с малообслуживаемыми стационарными аккумуляторными батареями (со стержневым, трубчатым и намазным электродом) и зарядно-выпрямительными устройствами со стабилизацией выходного напряжения не хуже  $\pm 0,5\%$ ;
- распределенную систему оперативного постоянного тока с отдельным питанием цепей защиты и управления.

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

- диагностику оборудования;
- регулирование нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования 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 приведённых в табл. 11, 12, 13 Приложения.**

**1.1.5. При новом** строительстве ТЭС до 2009 г. рекомендуется применение того же оборудования, что и для замены при техническом перевооружении и реконструкции.

Однако при новом строительстве может применяться иное оборудование в зависимости от особенностей, условий и источников финансирования отдельных инвестиционных проектов.

#### **1.1.6. Экология**

При планируемом увеличении доли угля в топливном балансе РАО «ЕЭС России» экологические проблемы существенно обостряются. Особенно актуальными эти проблемы стали после принятия Законов «Об охране атмосферного воздуха» (1999 г.) и «Об охране окружающей среды» (2002 г.), в которых впервые в практику природоохранной деятельности в законодательном порядке введены такие понятия, как экологическая нагрузка на природную среду, экологические и технические нормативы.

При разработке современных энергетических установок одинаково важны повышение их экономичности и снижение вредных выбросов.





## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



Для снижения выбросов в атмосферу оксидов азота котельных агрегатов целесообразно использовать, прежде всего, технологические мероприятия. Они заключаются в воздействии на процесс горения путём изменения конструкции и режимов горелок, и топочных устройств, и создание условий, при которых образование оксидов азота минимально. С помощью этих мероприятий возможно достижение концентраций  $\text{NO}_x = 80\text{—}120 \text{ мг/нм}^3$  при сжигании природного газа,  $\text{NO}_x = 200\text{—}250 \text{ мг/нм}^3$  при сжигании мазута,  $\text{NO}_x = 250\text{—}350 \text{ мг/нм}^3$  при сжигании бурых углей,  $\text{NO}_x = 350\text{—}450 \text{ мг/нм}^3$  при сжигании каменных углей и  $\text{NO}_x = 550\text{—}700 \text{ мг/нм}^3$  при сжигании малореакционных углей.

Там, где не удаётся с помощью технологических методов снизить концентрацию  $\text{NO}_x$  до требуемого уровня (ГОСТ Р 50831-95), целесообразны системы селективного некаталитического восстановления (СНКВ) и селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота.

Газотурбинные установки, поставляемые на ТЭС, должны оснащаться малотоксичными камерами сгорания, обеспечивающими на расчётных режимах выбросы  $\text{NO}_x$  до  $50 \text{ мг/м}^3$  и  $\text{CO} < 30\text{—}40 \text{ мг/м}^3$  ( $\text{O}_2 = 15 \%$ ).

Для снижения выбросов оксидов серы при техническом перевооружении угольных ТЭС России или сооружении новых угольных энергоблоков следует использовать мокрые известняковые и аммиачно-сульфатные или упрощённые мокросухие технологии. Первые две целесообразны при приведенной сернистости топлива около  $0,15 \%$  кг/МДж, когда необходимо связывание более  $90\text{—}95 \%$ , а упрощённая мокросухая технология (уменьшение выбросов  $\text{SO}_2$  на  $50\text{—}70 \%$ ) — при сжигании мало- и среднесернистых топлив.





С наиболее высокими технико-экономическими показателями обеспечить требуемую эффективность золоулавливания (массовые концентрации золы и дымовых газов после очистки —  $50 \text{ мг/м}^3$ ) и отпуск золы потребителю как на действующих, так и на вновь строящихся ТЭС, можно с помощью многопольных горизонтальных электрофильтров. Это не должно исключать совершенствование систем мокрого золоулавливания, обеспечивающих степень очистки не менее 99,3 %.

При разработке и модернизации системы золошлакоудаления угольных ТЭС должны быть обеспечены раздельное удаление золы и шлака, максимальная механизация и автоматизация всех технологических процессов.

При проектировании и строительстве золошлакоотвалов ТЭС (ЗШО) и для сокращения отчуждения площадей (земель) под ЗШО необходимо разрабатывать и внедрять современные научно-обоснованные технологии наращивания ЗШО.

В связи с ратификацией РФ Киотского протокола актуальным для энергетики является снижение парниковых газов (99 % —  $\text{CO}_2$ ). Выбросы электростанций РФ составляют ~ 30 % от эмиссии этого вещества в стране. Основные способы снижения выбросов  $\text{CO}_2$ : повышение энергоэффективности и энергосбережение, переход на другие виды топлива (с угля на газ или биотопливо, внедрение возобновляемых источников энергии). Существенное снижение выбросов  $\text{CO}_2$  в атмосферу от ТЭС, достигается при комбинированной выработке электроэнергии и тепла. В России она получила широкое развитие и по принятым оценкам снижает потребление топлива в стране на ~ 20 млн т у.т. в год. Повышение экономичности угольных энергоблоков и ТЭЦ может сократить удельные расходы топлива и выбросы  $\text{CO}_2$  на 20 % и более. Радикальным технологическим решением является сепарация из энергетических установок  $\text{CO}_2$  для его последующего захоронения.

На ТЭС должны предусматриваться технологические решения, обеспечивающие достижение ПДК основных загрязнителей и снижение количества загрязнённых стоков, в частности, от химических промывок оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод систем гидрозолоудаления и водоподготовительных установок.

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.

## 1.2. Ограничения по применению оборудования и технологий

При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, применять только парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла. Использование паросиловых технологий для этих целей запрещается.

Свести к минимуму выработку электроэнергии на ТЭЦ на конденсационном режиме. Как правило, энергоустановки ТЭС, работающие при начальном давлении пара 8,8 МПа и менее, после выработки индивидуального ресурса должны выводиться из эксплуатации.

При реконструкции щита постоянного тока не использовать электромеханический элементный коммутатор.

Запретить применение открытых аккумуляторных батарей (с открытой поверхностью электролита).

Запретить применение оборудования системы оперативного постоянного тока без встроенных функций мониторинга, интегрированного в АСУ ТП.

### 1.3. Перспективное оборудование и технологии

Развитие теплоэнергетических технологий происходит в направлении повышения КПД ГТУ (ПГУ) до 45 (60) %, повышения экономичности паротурбинных пылеугольных энергоблоков до КПД 45—47 %, с одновременным повышением эффективности природоохранных систем.

#### 1.3.1. Для газомазутных ТЭС:

- ПГУ бинарного типа, одновальные и другие схемы с КПД 55—60 % на базе внедрения высокоэффективных газовых турбин единичной мощностью 70—300 МВт с КПД свыше 38 %;
- ГТУ-ТЭЦ.


#### 1.3.2. Для ТЭС, работающих на угле:

- внедрение энергоблоков на суперсверхкритические параметры острого пара ( $p_0 = 30—32$  МПа;  $t_0 = 600—620$  °С), КПД 45—47 %;
- внедрение на энергоблоках 200—300 МВт котлов с ЦКС с КПД > 90 %;
- внедрение ПГУ с КСД (кипящий слой под давлением) или с газификацией угля.

#### 1.3.3. В электрической части ТЭС:

- внедрение асинхронизированных турбогенераторов при соответствующем обосновании энергосистемных условий и требований по устойчивости;
- применение трансформаторов с аморфной сталью;
- применение различного рода накопителей энергии (индуктивных, емкостных) в системах собственных нужд электростанций.

Перспектива развития систем регулирования энергоблоков состоит в дальнейшем расширении функциональности средств управления турбиной и котлом в составе полной АСУ ТП энергоблока, в дальнейшем увеличении количества подключенных энергоблоков тепловых электростанций и гидроэлектростанций к дистанционному управлению энергоблоками из диспетчерского центра. Для этого необходимо развитие оптоволоконных каналов связи от систем управления генерирующими агрегатами до филиалов ОДУ ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».



**2. СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТА  
И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
(ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ)**

## 2.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

- Основным направлением в области теплоснабжения должны стать мероприятия, направленные на максимально возможную нагрузку теплофикационных турбин по теплу, для чего потребуются сооружение магистральных тепловых сетей-перемычек, соединяющих ТЭЦ, крупные котельные и магистральные тепловые сети города в единую теплофикационную систему.
- Присоединение к общегородским тепловым сетям котельных, переводимых в пиково-резервный режим, осуществлять по независимой схеме с использованием теплообменных аппаратов пластинчатого типа.
- При модернизации и техническом перевооружении ТЭЦ и тепловых сетей предусматривать замену теплообменных аппаратов кожухотрубчатого типа на пластинчатые, обеспечивающие более низкие температурные напоры, высокую надежность и минимально возможную площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования.
- Подключение новых и существующих теплопотребляющих систем осуществлять только с помощью полностью автоматизированных (включая коммерческие средства измерений) тепловых пунктов на базе теплообменных аппаратов пластинчатого типа.
- По мере оснащения тепловых пунктов (ТП) у потребителей средствами автоматического регулирования и коммерческими средствами измерений при центральном (на ТЭЦ) качественно-количественном регулировании теплофикационных систем учитывать возрастание количественной компоненты при поставках тепла потребителям.
- При ремонте, реконструкции и новом строительстве тепловых сетей должны применяться трубы с высокой заводской готовностью в пенополиуретановой (ППУ) и пенополиминеральной (ППМ) изоляции со сроком эксплуатации 30 лет.
- В тепловых сетях с высокой коррозионной повреждаемостью трубопроводов для увеличения их технического ресурса следует, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять трубы из коррозионно-стойких сталей. При этом должны рассматриваться все варианты прокладки с выносом подземных трубопроводов на поверхность или с организацией попутного дренажа.
- На источниках теплоснабжения и в тепловых сетях следует устанавливать средства автоматики, предусматривающие возможность перехода на количественно-качественное регулирование отпуска тепла.
- При реконструкции и новом строительстве тепловых сетей должны устанавливаться приборы автоматизации, контроля и учета тепловой энергии с модемами связи. Целесообразно внедрение оборудования связи на базе микропроцессорной техники.

## 2.2 . Ограничения по применению оборудования и технологий

- При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции тепловых сетей не применять:
  - трубопроводы в ППУ-изоляции без системы оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК). Данная система позволяет контролировать качество монтажа и сварки стального трубопровода, заводской изоляции, работ по изоляции стыковых соединений;
  - опоры всех видов без диэлектрических прокладок, допускающих контакт металла труб с грунтом.
- В настоящее время в регионах получило широкое распространение производство изоляции для трубопроводов в виде скорлуп из пенополиуретана и других материалов. Учитывая, что теплопроводы из труб высокой заводской готовности существенно превосходят по характеристикам трубопроводы с изоляцией из скорлуп, допускается применение последних только при проведении ремонтов тепловых сетей.
  - Для трубопроводов тепловых сетей (при бесканальной и канальной прокладках с металлизационным алюминиевым антикоррозионным покрытием на трубах) средства электрохимической защиты (ЭХЗ) должны применяться только в случае опасного влияния блуждающих токов.
  - В целях сокращения производительных утечек теплоносителя при реконструкции и новом строительстве тепловых сетей не допускается установка арматуры и приборов автоматики, предусматривающих технологические протечки теплоносителя.
  - В связи с отрицательным опытом эксплуатации не допускается применение кузбаслака в качестве антикоррозионного покрытия трубопроводов и элементов конструкций тепловых сетей.

## 2.3. Перспективное оборудование и технологии

- **Бесканальная прокладка теплопроводов типа «труба в трубе» в пенополиуретановой (ППУ) изоляции и полиэтиленовой оболочке с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК) и в пенополиминеральной (ППМ) изоляции.** Такие теплопроводы позволяют на 80 % устранить возможность повреждения трубопроводов от наружной коррозии, сократить потери тепловой энергии через изоляцию в 2—3 раза, снизить эксплуатационные расходы по обслуживанию теплопроводов, снизить в 2—3 раза сроки строительства, снизить в 1,2 раза капитальные затраты при прокладке теплопроводов по сравнению с канальной прокладкой.



ППУ изоляция рассчитана на длительное воздействие температуры теплоносителя до 130 °С и на кратковременное пиковое воздействие температуры до 150 °С, а ППМ изоляция — на длительную эксплуатацию при температуре 150 °С. Срок службы тепловых сетей с ППУ-изоляцией прогнозируется на уровне 30 лет.

- **Сильфонные компенсаторы** — обеспечивают полную герметичность компенсационных устройств, уменьшают эксплуатационные затраты.

- **Шаровая запорная арматура повышенной плотности, шаровая запорно-регулирующая арматура с гидроприводом**, применяемая в качестве клапанов «рассечки». Позволяют коренным образом изменить существующие схемы защит систем отопления от повышения давления. Внедрение сильфонных компенсаторов и шаровой запорной арматуры сокращает потери тепла с утечкой теплоносителя на 5%.

- **Внедрение новых схем регулирования производительности насосно-перекачивающих и насосной станций с применением частотно-регулируемых приводов** снижает расход электрической энергии при эксплуатации этих станций при перекачке теплоносителя на 10—15%.

- **Использование схем защиты от повышения давления в обратной магистрали при останове насосной** повышает надежность работы оборудования.

- **Вентиляция каналов и камер** снижает скорость коррозии трубопроводов. Одной из причин коррозии является увлажнение тепловой изоляции.

- **Повышение значения pH сетевой воды** является надежным способом борьбы с внутренней коррозией при условии поддержания в воде нормируемого содержания кислорода. Высокая степень защиты трубопроводов при  $pH > 9,25$  определяется изменением свойств железоксидных пленок. Уровень повышения pH существенным образом зависит от содержания сульфатов и хлоридов в сетевой воде. При больших концентрациях сульфатов и хлоридов, значение pH должно быть выше.

- **Нанесение антикоррозионных покрытий** — один из способов продления расчетного срока службы тепловых сетей, прокладываемых стандартным способом (исключая трубопроводы в ППУ изоляции).

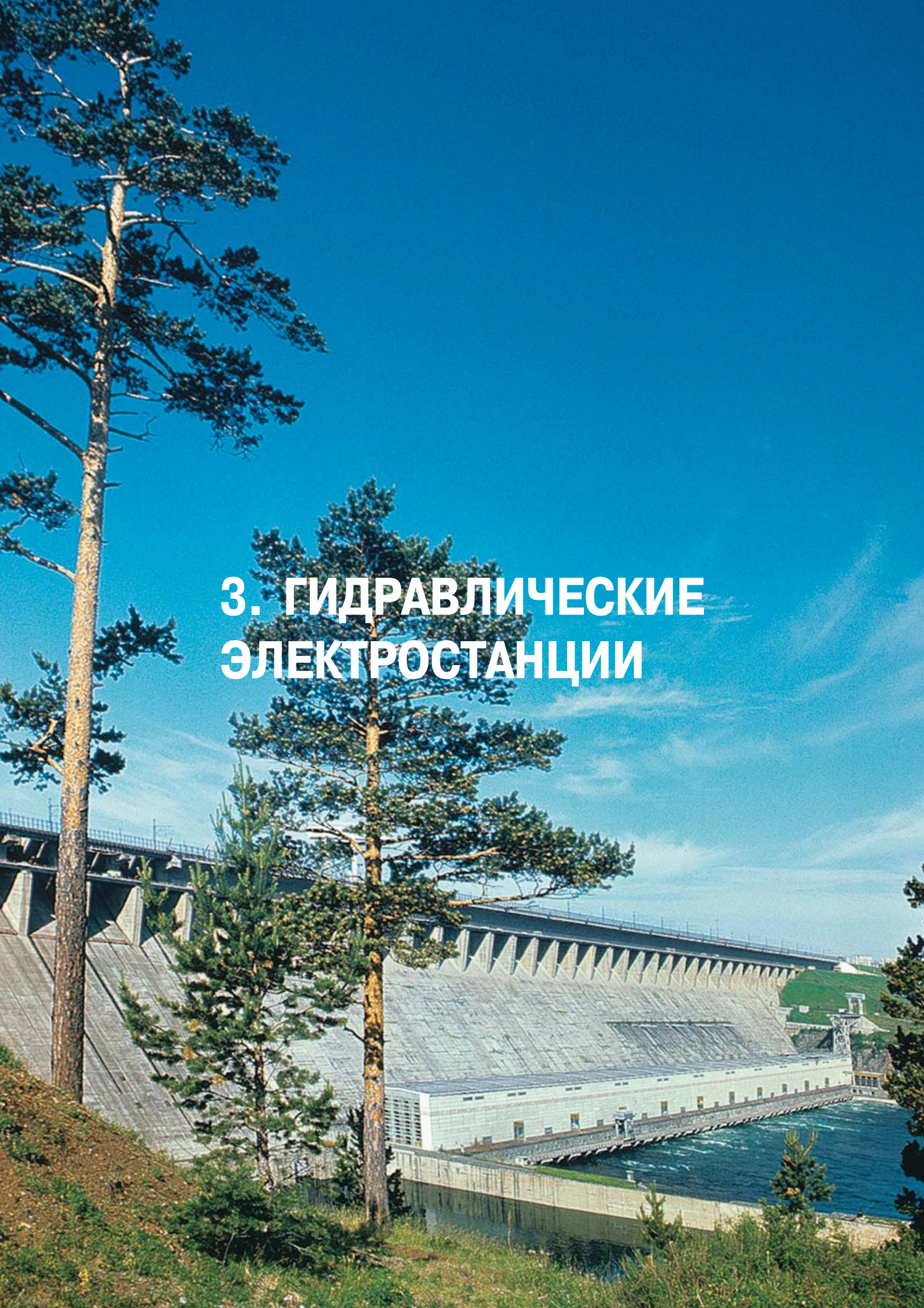
- **Устройство комплексов электрохимической защиты (ЭХЗ)** — единственный метод, кардинально повышающий срок службы действующих тепловых сетей на подтопленных и заиленных трассах.

В качестве средств защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии должна применяться электрохимическая защита путем катодной поляризации труб с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей) или протекторов.

Для трубопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией и аналогичной теплоизоляционной конструкцией, имеющих систему ОДК изоляции, ЭХЗ не применяется.

Внедрение антикоррозионных покрытий и гидроизоляции труб, вентиляции камер и каналов, электрохимзащиты увеличивает срок службы существующих теплопроводов с 12—16 лет до 25 лет.

# 3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ







### 3.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

Техническая политика в области гидроэнергетики определяется особой ролью ГЭС в ЕЭС России и преследует следующие цели:

- преодоление тенденции морального и физического старения основных фондов;
- повышение уровня технологической и экологической безопасности и надежности ГЭС и оборудования;
- снижение издержек на эксплуатацию и поддержание работоспособности за счет внедрения оборудования с увеличенным межремонтным периодом АСУ и АСУТП;
- повышение эффективности функционирования за счет улучшения характеристик оборудования, совершенствования управления технологическими процессами и использованием водных ресурсов;
- обеспечение максимальной готовности к регулированию частоты, мощности, напряжения и оказанию других системных услуг ЕЭС России.

Подход к выбору вида воздействий на основные фонды действующих ГЭС должен быть дифференцированным по уровню морального и физического износа, определяемого по ряду параметров: возраст, тип и конструктивные особенности оборудования и ГЭС, техническое состояние, история работы и воздействий на него, географическое положение ГЭС, совокупная стоимость владения и т.д.

В зависимости от совокупности параметров основными видами воздействий на рассматриваемый период могут быть:

- сохранение работоспособности гидроэлектростанций, восстановление физического износа основных фондов за счет совершенствования ремонтного обслуживания с восстановлением работоспособности и частичной модернизацией элементов ГЭС с применением новых материалов и технологий, ресурсопределяющих узлов гидромеханического и основного оборудования в заводских условиях с продлением гарантированного срока эксплуатации;
- повышение технического и технологического уровня, преодоление тенденции к нарастанию морального старения за счет ускорения технического перевооружения, основанного на внедрении нового технологического, электротехнического и гидромеханического оборудования, АСУ, АСУТП, систем мониторинга оборудования и сооружений. Снижение затрат на ремонт, техническое обслуживание и эксплуатацию по мере внедрения оборудования и технологий нового поколения.

Рекомендуется проводить следующие виды работ:

- **гидросиловое оборудование** — замена и реконструкция рабочего колеса, лопастей колес поворотлопастных гидротурбин; камеры рабочего колеса поворотлопастных гидротурбин на камеру, воспринимающую полную гидравлическую



нагрузку; подшипников агрегата; лопаток направляющего аппарата и механизма их управления; сервомоторов направляющего аппарата; регулятора частоты вращения; маслонапорной установки; опорных подпятников;

- **гидромеханическое оборудование** — замена, реконструкция и восстановительный ремонт решеток, затворов, гидроподъемников, закладных частей гидромеханического оборудования, устройств сороочистки, изнашиваемых элементов кранового и другого грузоподъемного оборудования, а также подкрановых балок при выявлении дефектов или несоответствия марки стали климатическим условиям;

- **электротехническое оборудование** — замена или реконструкция обмотки статора генератора, полюсов и изоляции полюсов ротора, системы возбуждения, систем контроля и диагностики, трансформаторов, выключателей, распределительных устройств, замена высоковольтных кабелей, оборудования собственных нужд, систем управления, связи, защиты;

- **гидротехнические сооружения** — ремонт зон примыкания, восстановление бетона в зоне переменного уровня, восстановление поверхностей водосливной плотины, реконструкция рисберм и отводящих каналов в нижнем бьефе, реконструкция дренажных систем, инженерных защит и защитных дамб и т.д.;

- **автоматизированные системы технологического управления и диагностики** — переход на современные технические решения, включающие использование цифровых контроллеров для регулирования технологических параметров; промышленные интерфейсы, позволяющие обеспечить прозрачный транспорт данных между подсистемами АСУТП различных групп оборудования; применение алгоритмов управления, основанных на детальных математических моделях управляемых объектов, обеспечивающих эффективные управляющие воздействия для поддержания стабильности заданных эксплуатационных параметров и гарантирующих соблюдение пределов безопасной эксплуатации во всех режимах работы оборудования. Использование в системах диагностики научно-обоснованных методов определения состояния оборудования по измеряемым параметрам и накопленным статистическим данным, позволяющие обеспечить выбор воздействия на оборудование по его состоянию. Обязательная возможность интеграции АСУ ТП на верхнем уровне с другими информационными системами предприятия, с целью обеспечения сбора, хранения и представления необходимых данных для принятия решений как по оперативному управлению оборудованием, так и по управлению экономической эффективностью основных фондов на всем жизненном цикле.

При выборе поставщиков гидротурбинного оборудования следует отдавать предпочтение предприятиям, на которых гарантируется проведение модельных испытаний турбин для подтверждения гарантий по КПД и кавитационной надежности оборудования.



## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



При выборе типа гидротурбинного оборудования ГЭС необходимо проводить технико-экономический анализ вариантов с учетом энергетической эффективности и надежности.

Для оптимизации использования существующих проточных трактов гидротурбин, уменьшения объёма масла в системе регулирования, целесообразно применение систем регулирования с давлением 6,3—10 МПа.

Системы регулирования должны оснащаться регуляторами на базе микропроцессорной техники и обеспечивать участие в первичном и вторичном регулировании частоты и мощности в соответствии с современными требованиями.

При замене и реконструкции гидротурбинного оборудования с увеличением мощности должна производиться реконструкция оборудования всей цепочки выдачи мощности.

При ремонте и реконструкции гидротехнических сооружений применять апробированные технологии и материалы. Новые технологии и материалы перед массовым применением следует внедрять после апробации на опытных участках.

Ремонты гидротехнических сооружений, проводить на основе предварительных исследований по заранее составленной и уточненной в процессе работ программе.

ГЭС должны быть оснащены:

- системами АСУТП и АСДТУ;
- системами дистанционного управления для подключения электростанций к системе АРЧМ;
- современными каналами телеизмерения и телеуправления для осуществления мониторинга и управления;
- системами технических средств диагностики основного и вспомогательного оборудования, подпорных сооружений, а также информационно-диагностическими системами контроля безопасности сооружений;
- системой мониторинга экологической безопасности гидроузла;
- противоаварийной автоматикой.

### 3.1.1. Требования к электротехническому оборудованию

*Коммутационная аппаратура:*

- в конструкции элегазовых генераторных выключателей должны быть использованы преимущественно пружинные приводы с максимально возможным ресурсом по коммутации номинальных токов нагрузки;





- колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) элегазовые выключатели 110—500 кВ преимущественно должны быть с пружинными приводами;
- в распределительных устройствах 6—10 кВ собственных нужд ГЭС предпочтительно применять современные вакуумные, а в отдельных случаях, элегазовые выключатели;
- в распределительных устройствах 330—500 кВ предпочтительно применять разъединители пантографного или полупантографного типа серии Р, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы.

*Ограничители перенапряжений:*

предпочтительно применять ограничители напряжений на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений.

*Гидрогенераторы:*

должны включать предварительное напряжение сердечников статоров, вакуумно-нагнетательную пропитку полностью собранных полюсов, синтетическое покрытие сегментов всех типов подшипников на плоскостях и поверхностях трения, эффективные системы вентиляции и охлаждения.

*Высоковольтные силовые кабели:*

в передаточных устройствах предпочтительно применять кабели с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена.

*Электронное оборудование:*

встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты должно полностью удовлетворять требованиям по защите и излучению электромагнитных помех. Должна быть обеспечена электромагнитная совместимость систем управления, защит, контроля, регулирования.

Выбор высоковольтного электротехнического оборудования должен ориентироваться на применение компактного оборудования с элегазовой или вакуумной изоляцией, в том числе комплектных распределительных устройств (КРУЭ).

Необходимо применять высокотехнологичные вспомогательные системы, обеспечивающих выполнение экологических требований и санитарно-эпидемиологических норм.

**3.1.2. Требования к сооружениям гидроузлов, технологиям их возведения и ремонта**

Применительно к технологиям возведения бетонных плотин:

- использовать бетонные смеси и бетоны заданных проектом характеристик, в том числе за счет расширения применения современных добавок к бетонам;
- расширять использование укатанного бетона при отсутствии ограничений.



## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Применительно к ремонтам бетонных и железобетонных конструкций и сооружений:

- расширять использование литых бетонов высокой прочности и морозостойкости для ремонта труднодоступных зон сооружений.

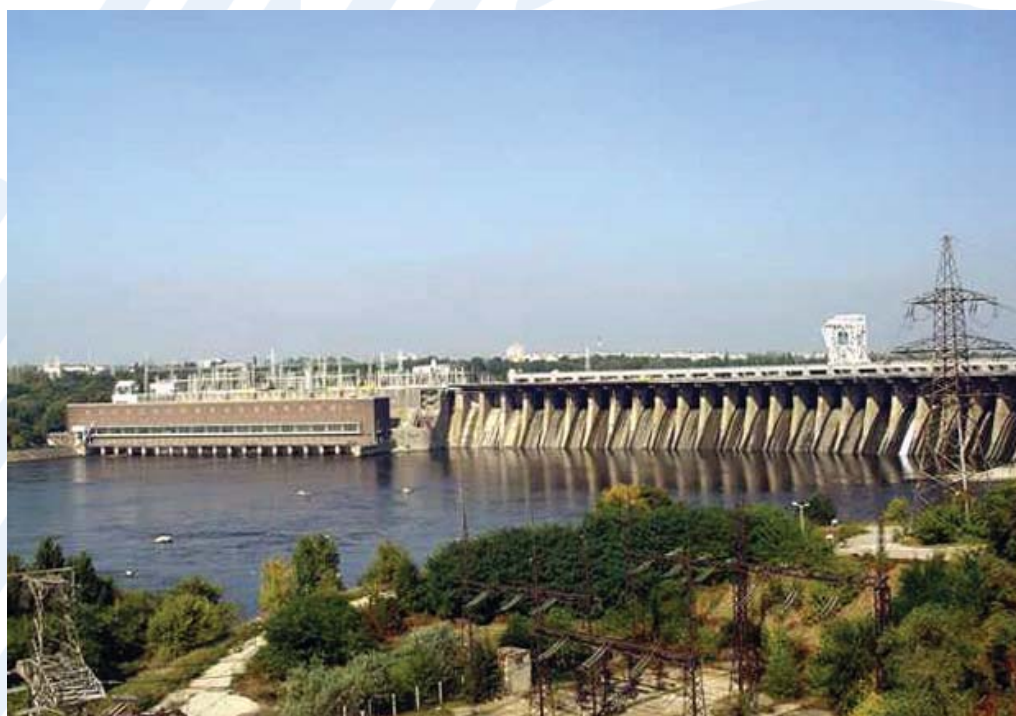
Применительно к конструкциям и технологиям возведения и ремонта грунтовых плотин:

- применять динамическое уплотнение грунтов с непрерывным мониторингом качества укладки;
- расширять применение для создания противофильтрационного ядра плотины железобетонных экранов, асфальтобетонных и тонких стальных экранов и диафрагм;
- расширять использование геотекстиля и других современных материалов (ПВХ труб, фурнитуры) для устройства и ремонтов дренажей плотин;
- расширять использование армированных материалов (армосетки и арморешетки) при реконструкции грунтовых сооружений.

Строительство подземных сооружений должно осуществляться преимущественно с применением механизированных горно-проходческих комплексов.

Строительство водосбросных сооружений, особенно воспринимающих большие динамические нагрузки, должно осуществляться только после их всесторонних лабораторных исследований с использованием методики «модельного проектирования».

Объем предшествующих строительству инженерно-геологических, гидрогеологических, геотехнических и сейсмологических изысканий и исследований на площадке





строительства должен быть достаточным для обоснования применяемых технических решений и предупреждения любых непредвидимых обстоятельств в период строительства и эксплуатации объекта.

### 3.2. Ограничения по применению оборудования и технологий

Ограничить применение поворотно-лопастных турбин при напорах выше 50 м.

При проектировании конструкции генератора необходимо стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

При модернизации следует ограничивать использование, а при техническом перевооружении и новом строительстве не применять: масляные и воздушные выключатели, разрядники, воздушные и электромагнитные приводы выключателей, маслонаполненные кабели, выключатели нагрузки для генераторов.

### 3.3. Перспективное оборудование и технологии

#### 3.3.1. В области гидроэнергетического оборудования

Рабочие органы гидротурбин, находящиеся в проточном тракте и участки проточного тракта, подверженные динамическому и кавитационно-абразивному воздействию необходимо выполнять из современных кавитационно-стойких материалов и с антиабразивными покрытиями.

Применять в парах трения гидросилового оборудования — цапфах и механизмах лопастей рабочего колеса, лопаток направляющего аппарата новые полимерные самосмазывающиеся материалы (типа «ТОРДОН», «ФУТ» и т.д.).

Применять на гидромеханическом оборудовании современную систему антикоррозионной защиты с длительным сроком эксплуатации.

#### 3.3.2. В области конструкций и строительства гидротехнических сооружений

Использование технологии возведения каскадов ГЭС, малых ГЭС и ПЭС из блокомодулей заводского изготовления с последующей посадкой их в проектное положение путем заполнения полостей литым бетоном (наплавная технология).

*Применительно к конструкциям и технологиям возведения бетонных и железобетонных сооружений:*

- использование технологий укатанного бетона с минимальным содержанием цемента;



## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



- использование технологий непрерывной укладки высокомарочных и высокоморозостойких литых бетонов, в том числе для подводного бетонирования;
- использование высокопрочных и морозостойких полимербетонов для тонкостенных конструкций;
- использование современных добавок к бетонам, позволяющих получать заданные характеристики бетонной смеси и бетона при имеющихся инертных и вяжущих.

*Применительно к конструкциям и технологиям возведения грунтовых плотин:*

- использование эластичных экранов плотин из стабилизированного полиэтилена, бентонитовых матов и других рулонных гидроизоляций, а также стальных листов;
- использование грунтобетонов на основе цементных и полимерных вяжущих;
- использование динамического уплотнения грунтов с непрерывным мониторингом качества укладки;
- использование армированных геосинтетических материалов, повышающих прочностные характеристики грунтовых сооружений;
- применение технологий возведения грунтовых плотин без устройства котлованов;
- использование геотекстиля для устройства и ремонта дренажей плотин.

*Применительно к конструкциям и оборудованию водопропускных сооружений:*

- создание резервных водопропускных отверстий, оборудованных затворами автоматического действия, в том числе, типа «Гидроплюс», а также в виде плавких вставок;
- использование износостойких и кавитационно-стойких полимербетонов для формирования проточного тракта;
- использование схем гашения энергии сбрасываемого потока с минимизацией его воздействия на нижний бьеф (закрутка потока, соударение струй и др.).

Объем предшествующих строительству и проводимых в процессе эксплуатации инженерно-геологических, гидрогеологических, геотехнических и сейсмологических изысканий и исследований на площадке строительства должен быть достаточным для обоснования применяемых технических решений и предупреждения любых непредвидимых обстоятельств в период строительства и эксплуатации объекта.

Строительство и эксплуатация сооружений должны сопровождаться созданием и развитием математических моделей, исходные данные для которых подлежат уточнениям, исходя из реальных показателей работы сооружения и действующих нагрузок. Поверочные расчеты сооружений должны проводиться для кратко- и среднесрочного прогноза их прочности и устойчивости.

Строительство и монтаж гидротехнических сооружений (плотин, подземных сооружений и т.д.) и оборудования ГЭС должны производиться с использованием специального высокопроизводительного оборудования отечественного или иностранного производства.



## 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ





Техническая политика в области электрических сетей определяется главными стратегическими целями развития ЕНЭС, включающих:

- создание сетевой и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию конкурентного рынка электроэнергии внутри Российской Федерации и обеспечивающей интеграцию в международные рынки электроэнергии;
- преодоление старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению (модернизация подстанций, реконструкция высоковольтных линий электропередачи, модернизация и развитие информационной инфраструктуры);
- развитие централизованного технологического управления электрическими сетями;
- обеспечение условий для присоединения к электрической сети участников оптового рынка на условиях не дискриминационного доступа, без снижения системной надежности;
- доведение технического уровня ЕНЭС до мировых стандартов, повышение её надежности и управляемости посредством использования новой высокоэффективной техники и технологий;
- повышение эффективности функционирования за счет обоснованного упрощения главных схем, снижения издержек, удельных расходов по эксплуатации и потерь в сетях ЕНЭС;
- создание автоматизированных подстанций;
- широкое применение в ЕНЭС различных типов оборудования для регулирования реактивной мощности (линейные и шинные управляемые шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы);
- ввод в эксплуатацию пилотных проектов гибких систем электропередачи переменного тока (FACTS), определенных Приказом ПАО «ЕЭС России» № 488 от 19.09.2003 г. и Решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» от 12.12.2004 г.

С учетом формирования в Российской Федерации конкурентного рынка электроэнергии устанавливаются основные показатели технического уровня электрических сетей при их функционировании и развитии. Поэтому традиционные подходы к выбору таких показателей требуют корректировки на основе введения укрупненных комплексных параметров. Детализация этих параметров должна быть осуществлена на основе разрабатываемых программных и нормативно-технических документов (например, Концепции обеспечения надежности ЕЭС и др.).

В соответствии с принятой Стратегией развития ЕНЭС к укрупненным комплексным показателям технического уровня электрических сетей следует отнести:

**Надежность.** Надежность характеризуется возможностью отказов элементов электрической сети, а также связанной с этими отказами невозможностью исполнения в полном объеме обязательств перед пользователями сети. Надежность ЕНЭС определяется резервами пропускной способности сети, ее живучестью, управляемостью, надежностью отдельных элементов и систем и соответствующим построением сети.



**Ремонтопригодность сетей.** Показатели ремонтпригодности включают время простоя в ремонтах и ограничения во время ремонта передаваемой (принимаемой) пользователями сети электроэнергии.

**Качество функционирования.** Качество функционирования определяется возможностью ведения режимов сети, обеспечивающих поддержание задаваемых оптимальных уровней напряжения и возможностью контроля объемов электроэнергии во всех точках приема и отпуска электроэнергии в сети, уровня потерь, обеспечением требований по оптимальной плотности тока.

**Удовлетворенность спроса на услуги.** Удовлетворенность спроса на услуги ЕНЭС оценивается возможностью сети принять и передать из сети объемы электроэнергии, востребованные рынком как на этапе текущего функционирования, так и на этапе развития сети. Для этой оценки используются показатели ограничения пропускной способности сети и отказы сети в подключении пользователей.

#### 4.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

##### 4.1.1. Оборудование подстанций 110 кВ и выше

###### Трансформаторы и автотрансформаторы:

- силовые трансформаторы и автотрансформаторы с автоматическим регулированием напряжения, подпрессовкой обмоток, оснащенные современными надежными вводами и устройствами РПН повышенной надежности, обладающие необходимой динамической стойкостью и низкими потерями, оборудованные, при необходимости, встроенными интеллектуальными датчиками и контроллерами, системами пожаротушения и предотвращения пожара;
- автотрансформаторы 220 кВ мощностью 63 и 125 МВ·А с обмоткой НН напряжением 0,4 кВ (эти трансформаторы должны применяться на подстанциях, где нет необходимости энергоснабжения потребителей на напряжение 6 или 10 кВ).

###### Коммутационная аппаратура:

- колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) элегазовые выключатели 110—750 кВ с пружинными и гидравлическими приводами;
- в распределительных устройствах 10—35 кВ современные вакуумные выключатели, а в отдельных случаях — элегазовые;
- на напряжение 330—750 кВ разъединители горизонтально-поворотного пантографного или полупантографного типа, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы;



- на напряжение 110 кВ и выше разъединители с электродвигательными приводами.

**Измерительная аппаратура:**

- элегазовые трансформаторы тока напряжением 110 кВ и выше с высоким классом точности (в том числе 0,2 и 0,2S), обеспечивающие повышенную надежность и пожаробезопасность;
- оптоэлектронные трансформаторы тока;
- емкостные трансформаторы напряжения класса точности 0,2;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения, позволяющие предотвратить возникновение явления феррорезонансных перенапряжений на подстанциях;
- комбинированные трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе.

**Компактные комплектные устройства:**

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110—750 кВ, в том числе компактные ячейки 110—220 кВ;
- элегазовые токопроводы высокого и сверхвысокого напряжения 110—750 кВ;
- подстанции с гибкой и жесткой ошиновкой ОРУ 110—500 кВ с максимальным использованием блочной заводской комплектации.

**Ограничители перенапряжений:**

- ограничители перенапряжений (ОПН) на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.





#### Устройства компенсации реактивной мощности:

- управляемые средства продольной и поперечной компенсации, в том числе на базе современной силовой электроники (управляемые шунтирующие реакторы, сухие реакторы с вакуумными выключателями, СТК, СТАТКОМ, управляемые устройства продольной компенсации, асинхронизированные машины АСК и др.) на напряжение 220—750 кВ;
- традиционные шунтирующие реакторы с устройством синхронизированной коммутации.

#### Система оперативного постоянного тока:

- малообслуживаемые и необслуживаемые подстанционные аккумуляторные батареи со сроком службы не менее 12 лет в комплекте с зарядно-выпрямительными устройствами со стабилиза-цией напряжения не хуже  $\pm 0,5\%$ ;
- распределенную систему оперативного постоянного тока с отдельным питанием цепей защиты и управления.

#### Токоограничивающие реакторы:

- современные токоограничивающие реакторы 6—10 кВ с полимерной изоляцией для замены соответствующих бетонных реакторов.

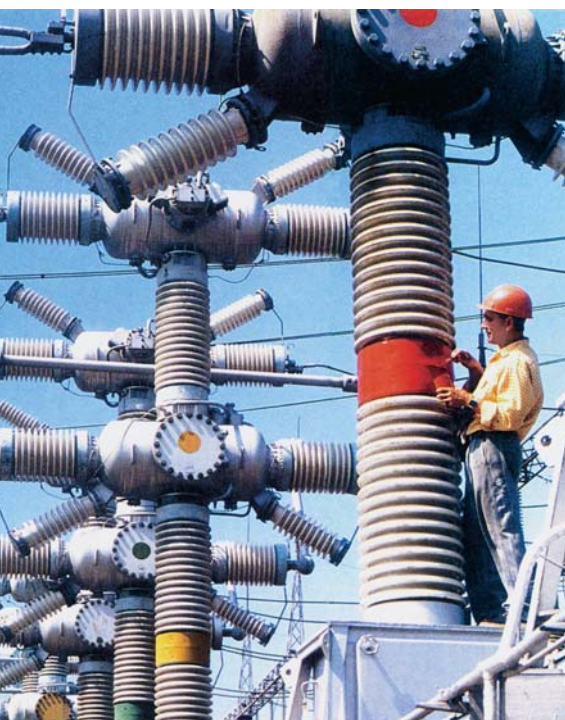
#### 4.1.2. Подстанции распределительных сетей

Данные типы подстанций должны применять следующие конструкции и виды оборудования:

- столбовые трансформаторные подстанции (СТП) напряжением 10/0,4 кВ упрощенной конструкции при нагрузке до 160 кВ · А;
- конструкции ТП киоскового или закрытого типа при нагрузке свыше 160 кВ · А;
- блочные КТП полной заводской готовности, вписывающиеся в окружающую среду, для распределительных сетей городов;
- современные токоограничивающие реакторы 6—10 кВ с полимерной изоляцией.

На **всех типах подстанций** рекомендуется применять следующие прогрессивные строительные решения:

- коррозионно-стойкие стали для изготовления металлоконструкций порталов и опор под оборудование, а также технологии, позволяющие увеличить коррозионную стойкость конструкций;
- облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, лежни и железобетонные сваи под оборудование;
- фундаменты для безкареточной и безрельсовой установки транс-форматоров;



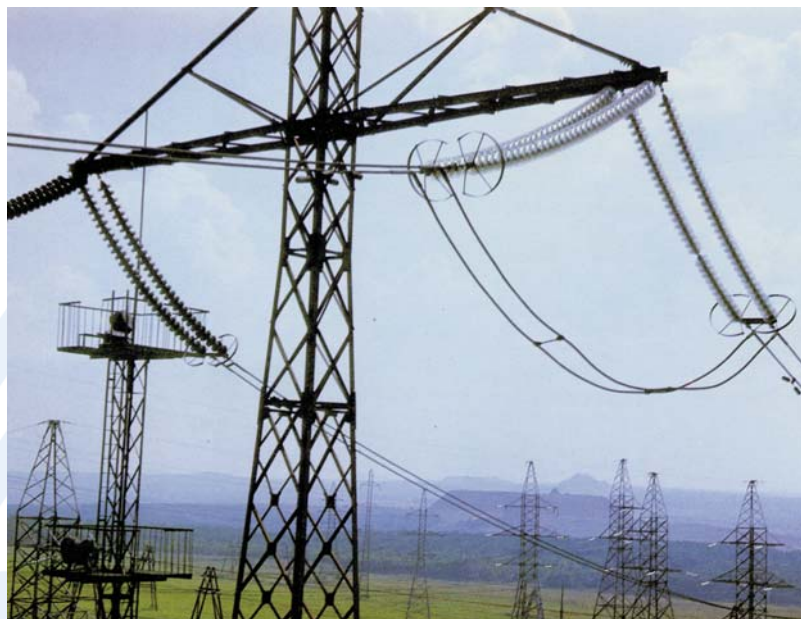


- отказ от засыпки гравием маслоприемников трансформаторов с устройством огнепреградителей;
- применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций;
- применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий;
- выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы.

#### 4.1.3. Линии электропередачи и кабели

##### Опоры:

- на магистральных ВЛ — высокие стальные опоры башенного типа (предпочтительно на основе многогранных конических пустотелых опор), в том числе двухцепные, а также многоцепные для улучшения экологической обстановки вблизи ВЛ и сокращения ширины полосы, занимаемой трассой ВЛ;
- на распределительных ВЛ — опоры на основе железобетонных центрофугированных конструкций, а также стальных круглых и многогранных конических пустотелых опор, в том числе опоры на оттяжках;
- деревянные опоры, обработанные консервантами, на воздушных линиях 0,4—10 кВ для достижения долговечности не менее 40 лет;
- конструкции опор воздушных линий 10—110 кВ и столбовых трансформаторных подстанций 10, 35 кВ, которые позволяют выполнять ремонтные работы без снятия напряжения.



##### Провода и грозозащитные тросы:

- сталеалюминевые провода со стальным сердечником, заполненным смазкой;
- провода с проволоками типа «алюмовелд» или из нержавеющей азотосодержащей стали в качестве грозозащитных тросов;
- тросы с оптико-волоконными каналами для организации по ним современных каналов связи;
- защищенные провода (провода с изоляцией из сшитого полиэтилена) при прохождении ВЛ 10 и 35 кВ по лесным массивам, садам, парковым зонам в населенной местности и в стесненных условиях;
- самонесущие изолированные провода (СИП) для ВЛ 0,4 кВ.



**Линейные изоляторы:**

- стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганической резины;
- полимерные подвесные изоляторы нового поколения;
- длинностержневые фарфоровые изоляторы;
- изолирующие траверсы для ВЛ 0,4—35 кВ.

**Линейная арматура:**

- линейная арматура повышенной износостойкости и прочности;
- грузы-ограничители закручивания проводов и снегоотталкивающие кольца для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- многорезонансные гасители вибрации, предназначены для эффективного ограничения на ВЛ вибрации фазных проводов и грозо-защитных тросов;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах.

**Ограничители перенапряжений и устройства регулирования напряжения:**

- подвесные ОПН для повышения грозоупорности ВЛ 220 кВ и выше;
- вольтодобавочные трансформаторы, устанавливаемые на опорах ВЛ, для повышения пропускной способности распределительных сетей 10 кВ.

**Устройства повышения надежности эксплуатации линий распределительных сетей:**

- вакуумные столбовые реклоузеры для линий распределительных сетей;
- автоматизированные микропроцессорные системы дистанционного управления оборудованием линий распределительных сетей.

**Кабели:**

- конструкции с изоляцией из «сшитого» полиэтилена (СПЭ), особенно в населенной местности и сложных условиях прокладки;
- универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов.

**4.1.4. Системы управления, защиты и диагностики в магистральных и распределительных электрических сетях**

*Комплекс автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП).*

Целевые функции комплексов АСУТП подстанций должны предусматривать решение следующих задач:

- повышение эффективности функционирования объекта в целом (подстанции, сетевого района, предприятия магистральных электрических сетей) в нормальных и аварийных режимах;



- повышение эффективности и уровня обслуживания участников ФОРЭМ;
- снижение аварийных ущербов и потерь;
- снижение эксплуатационных затрат и затрат на ремонт основного и вспомогательного оборудования;
- создание единого комплекса технических средств с интеграцией систем измерений, защиты, автоматики и управления оборудованием объектов электрических сетей;
- создание средств диагностики основного оборудования, обеспечивающих переход от календарных ремонтов к ремонтам по фактическому использованию ресурсов.

Техническая политика в области автоматизации сетевых объектов должна быть ориентирована на поддержку применения во всех подсистемах АСУТП подстанций микропроцессорных устройств. При внедрении микро-процессорных устройств предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства должны применяться только в случае отсутствия системных аналогов. Одним из важнейших направлений технической политики в области автоматизации должен быть пересмотр существующих норм и правил контроля состояния оборудования дежурным персоналом. Оборудование, требующее ежедневных осмотров, частых проверок, перезапусков, фиксации состояния в оперативных журналах и т.п., должно заменяться и выводиться из эксплуатации в первую очередь.

Основными направлениями развития в области автоматизации электросетевых объектов в период до 2009 года должны стать:

- разработка и внедрение системы мониторинга на основе СКАДА — систем различного уровня;
- внедрение новых типов сетевого оборудования, предназначенных для работы в составе полностью автоматизированных технологических комплексов;
- широкое внедрение системных микропроцессорных устройств измерений, защиты, автоматики и управления в составе АСУТП и СКАДА-систем;
- внедрение новых подсистем контроля и мониторинга, обеспечивающих решение задач оперативного получения всесторонней объективной информации о выполнении всеми субъектами рынка энергии и мощности договорных обязательств в нормальных и аварийных режимах работы энергообъединений;
- жесткий контроль выполнения условий технической и программной совместимости всех систем управления ЕНЭС, в том числе при смене поколений вычислительных средств и при использовании устройств иностранного производства.



*Система противоаварийного управления.*

Стратегической целью должно быть сохранение и совершенствование системы противоаварийного управления с оценкой на каждом этапе развития оптимального соотношения затрат на компенсацию ущерба у потребителей и капиталовложений в усиление слабых связей, или перевод их в категорию управляемых.

Только при исключении неуправляемых слабых связей в составе ЕНЭС может быть принято решение о значительном сокращении объема использования противоаварийной автоматики и об отказе от применения превентивного отключения потребителей в качестве мероприятия, противоаварийной автоматики.

*Системы диагностики и мониторинга основного оборудования электрических сетей.*

Для повышения эксплуатационной надежности функционирования ЕНЭС особое значение приобретают системы диагностики и мониторинга основного оборудования электрических сетей с использованием для паспортизации оборудования современных информационных технологий. Должны быть усовершенствованы и доработаны существующие методы и средства диагностики состояния трансформаторного оборудования, коммутационной аппаратуры, измерительных трансформаторов тока и напряжений, устройств и оборудования на основе силовой электроники.

Рекомендуется использовать хроматографический анализ растворенных в масле газов и влаги, новые более совершенные системы контроля технологических характеристик трансформаторного оборудования, таких как потери холостого хода и короткого замыкания.

Для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования должны быть внедрены единые информационно-диагностические системы, использующие интеллектуальные (экспертные) способы оценки.

В основе системы диагностики и мониторинга должны лежать методы контроля изоляции в рабочем состоянии, т.е. без отключения напряжения.

## **4.2. Ограничения по применению оборудования и технологий**

Не рекомендуется:

- на подстанциях 110—750 кВ устанавливать воздушные или масляные выключатели;
- использовать для высоковольтных выключателей пневматические приводы;
- применять в распределительных сетях 6—110 кВ масляные, маломасляные или воздушные выключатели;



- устанавливать в сетях вентильные разрядники;
- применять оборудование системы оперативного постоянного тока без встроенных функций мониторинга, интегрированного в АСУТП.



### 4.3. Перспективное оборудование и технологии

#### 4.3.1. Создание и внедрение управляемых (гибких линий) электропередач

Гибкие системы передачи переменного тока (FACTS) — позволяют осуществить не только регулирование значения напряжения (управляемые шунтирующие реакторы — УШР, статические тиристорные компенсаторы — СТК), но и реализовать новое качество регулирования в сетях — векторное, когда по заданным законам регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения в заданной точке энергосистемы. Благодаря такой технологии удастся повысить пропускную способность линий электропередач вплоть до ограничения по нагреву проводов, обеспечить высокую степень устойчивости, принудительное (в соответствии с требованиями диспетчера) потоко-распределение в сложной электрической сети, содержащей линии электропередачи различного класса напряжений.

Последние, более совершенные устройства FACTS (например, СТАТКОМ) основаны на использовании мощных преобразовательных блоков на полностью управляемых





полупроводниковых приборах. Это наиболее многофункциональные устройства, которые могут обеспечивать как поддержание напряжения в узле включения, так и компенсацию продольных и поперечных параметров примыкающих линий электропередач.

Экономическая и технологическая целесообразность применения указанных устройств на конкретных объектах должна обосновываться технико-экономическими расчетами.

На период до 2009 года определены 8 пилотных проектов по внедрению устройств FACTS в различных ОЭС России.

Помимо статических устройств могут использоваться также электромашиноventильные комплексы (устройства, содержащие машины переменного тока и статические преобразователи частоты).

#### **4.3.2. Использование явления «высокотемпературной» сверхпроводимости (ВТСП) в электроэнергетике**

Достижения последних лет фундаментальной науки в области явления «высокотемпературной» сверхпроводимости (за последние два года — появление высокотемпературных сверхпроводников второго поколения) требуют проведения перспективных разработок в этой области.

В качестве сверхпроводникового оборудования электросетевой направленности следует отметить:

- сверхпроводниковые токоограничители (СОТ), способствующие снижению запасов прочности всего электрооборудования по токам КЗ и повышению надежности энергоснабжения потребителей;
- силовые кабели на основе явления ВТСП;
- трансформаторы на основе явления ВТСП;
- накопители энергии (СПИН).

В период до 2009 года должны быть организованы полномасштабные НИОКР по разработке и созданию опытных и опытно-промышленных образцов оборудования на основе явления ВТСП, а затем — обеспечено при надлежащем технико-экономическом обосновании их внедрение в эксплуатацию.

#### **4.3.3. Создание полностью автоматизированных подстанций**

Техническая политика ФСК в области автоматизации сетевых объектов должна быть ориентирована на поддержку применения во всех подсистемах АСУТП подстанций микропроцессорных устройств. Именно такой подход позволяет создать полностью автоматизированные подстанции.

С другой стороны, внедряемое силовое оборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

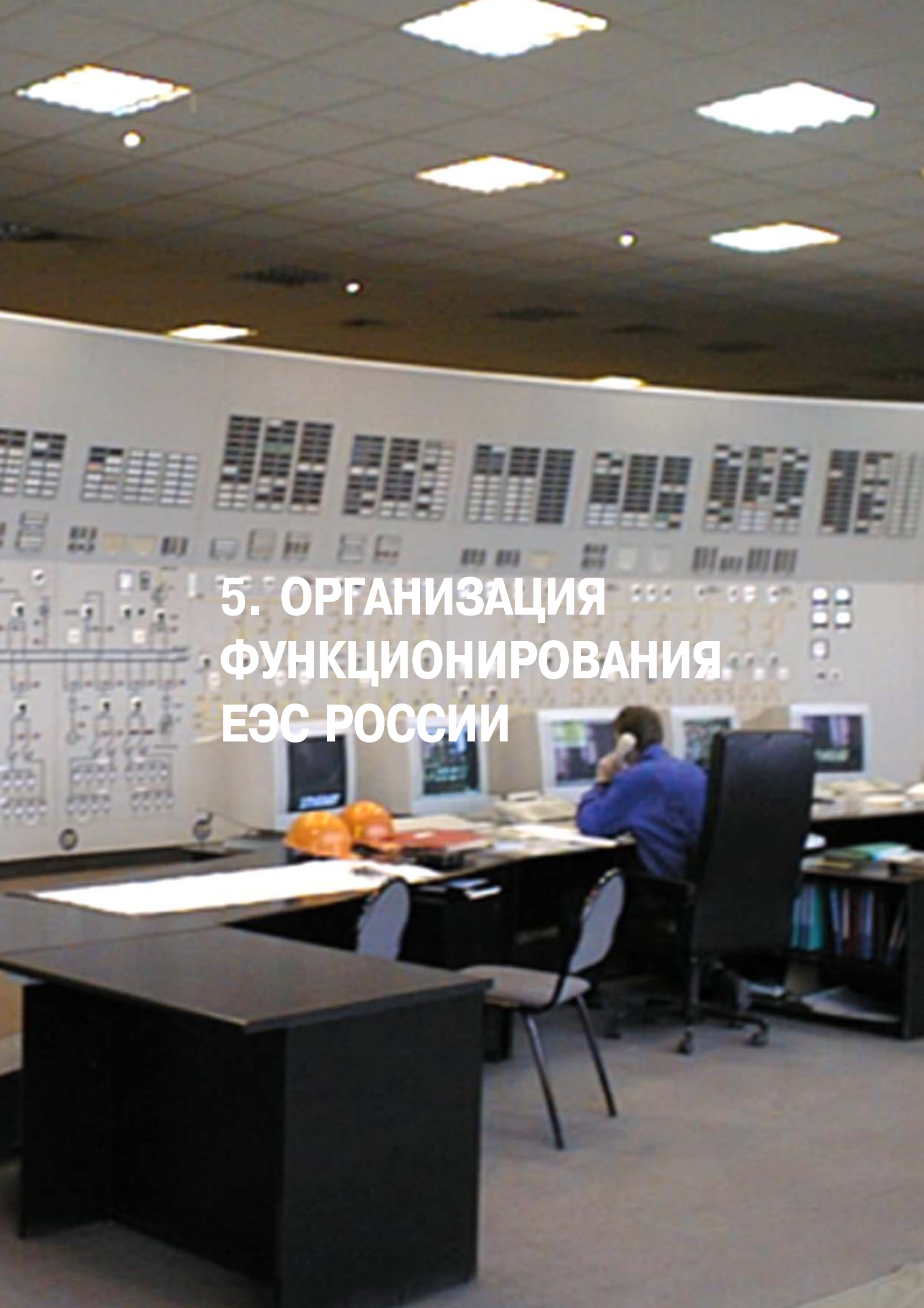


## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

При внедрении микропроцессорных устройств, предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим на объектах ФСК в централизованном порядке должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Выполнение вышеуказанных условий должно обеспечить широкое внедрение в электрических сетях полностью автоматизированных подстанций.



A photograph of a control room for the Russian Energy Grid. The room features a large, curved wall of control panels with numerous displays and buttons. In the foreground, a person in a blue shirt is seated at a desk, talking on a mobile phone. The desk is equipped with multiple computer monitors and papers. The ceiling has several recessed square lights. The overall atmosphere is professional and technical.

## 5. ОРГАНИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЕЭС РОССИИ

## 5.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

### 5.1.1. Для аппаратуры сбора и передачи информации:

- переход к использованию цифровых каналов связи;
- замена недостаточно точных измерительных трансформаторов тока и напряжения на энергообъектах на современные трансформаторы с более высоким классом точности;
- переход к использованию на энергообъектах специализированных цифровых телемеханических комплексов (а для электростанций и крупных подстанций — ПТК АСУТП), которые предоставляют возможность ввода аналоговой информации непосредственно от ТТ и ТН, обладают значительным вычислительным ресурсом и более совершенным программным обеспечением;
- замена центральных приемо-передающих станций в филиалах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на программно-технические комплексы, использующие современные достижения в области вычислительной техники и цифровых систем связи, а также внедрение в оперативно-информационных комплексах современных SCADA-систем.

### 5.1.2. Для аппаратуры телемеханики:

- интеллектуальная обработка информации, передаваемой на ДП (достоверизация, суммирование ТИ, формирование обобщенных ТС и др.);
- отображение информации на рабочем месте оперативного персонала энергообъекта;
- дистанционное управление коммутационным оборудованием с рабочего места оперативного персонала энергообъекта;
- сбор и передача ретроспективной информации (регистраторы дискретных и аналоговых событий, интегральные значения параметров);
- передача телеинформации по нескольким направлениям с возможностью использования различных протоколов обмена и состава передаваемой информации, реализации адаптивного способа передачи;
- передача телеинформации на пункты управления не только по выделенным, но и по коммутируемым каналам связи (для передачи ретроспективной информации);
- применение интеллектуальных цифровых измерительных преобразователей (контроллеров), позволяющих не использовать традиционные измерительные преобразователи электрических параметров;
- создание на крупных энергообъектах с территориально удаленными точками контроля двух- (трех-) уровневых и распределенных систем сбора информации.



**5.1.3. Для каналов связи телемеханики и каналов межуровневого обмена передачи данных:**

- тип каналов — цифровые, с резервированием по разным трассам, аналоговые каналы телемеханики подлежат замене на цифровые;
- скорость передачи каналов определяется в зависимости от объемов трафика и ограничений, накладываемых устройствами передачи и обработки информации, но не менее 9,6 Кб/с;
- коэффициент готовности каналов не ниже 0,999, время восстановления не более 5 минут;
- время постоянного запаздывания не должно превышать 0,1 секунды;
- протокол передачи данных — TCP/IP;
- аналоговые каналы должны быть сертифицированы и лицензированы Системным оператором.

**5.1.4. Для аппаратуры передачи телеинформации:**

- телеизмерения и телесигнализация должны содержать метки единого астрономического времени;
- цикл передачи основных телеизмерений от 1 до 5 секунд в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизированной системы диспетчерского управления;
- время исполнения команды телеуправления от момента ее выдачи до завершения исполнения не должно превышать 10 секунд;
- время передачи телесигнализации не должно превышать 5 секунд;
- вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
- протокол передачи телеинформации должен соответствовать требованиям МЭК.

**5.1.5. Для аппаратуры передачи управляющей информации от централизованных систем противоаварийной автоматики:**

- надежный прием/передача команд пусковых органов и управляющих воздействий (количество отказов —  $10^{-4}$  на один комплект; вероятность появления ложной команды —  $10^{-12}$  за время 50 мс на один комплект);
- ступенчатое отключение нагрузки потребителей;
- ступенчатое отключение или ограничение генерирующей мощности электростанций;
- цикл передачи команды телерегулирования не выше 1 с (время передачи одного аварийного сообщения не должно превышать 30 мс);
- применение специализированной аппаратуры, дублирование аппаратуры и каналов связи.



**5.1.6. Для аппаратуры передачи управляющей информации от систем автоматического регулирования:**

- передача команд на реализацию управляющих воздействий от устройств автоматики должна осуществляться по выделенным каналам и в соответствии с требованиями к каналам связи по передаче технологической информации;
- специализированная аппаратура должна дублироваться;
- должен быть обеспечен надежный прием команд и следующих видов управляющих воздействий:
  - изменение генерирующей мощности электростанций, участвующих во вторичном и третичном регулировании частоты;
  - изменение положений устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой для регулирования напряжения и потребления;
- цикл передачи команды телерегулирования не более 1 секунды.

**5.1.7. Для устройств регистрации событий:**

- диапазон записи максимально возможного значения тока должен быть равен не менее тридцати-сорока значениям номинального тока, а максимально возможного напряжения не менее трех значений номинального напряжения;
- погрешность записи параметров не должна превышать 0,5 %;
- используемые регистраторы должны быть аттестованы как средство измерения и подключены в соответствии с техническими требованиями на подключение по видам защит и напряжений;
- все регистраторы в пределах энергообъекта должны обеспечивать сохранение полезной информации в интервалах между обращениями к данным по удаленной связи;





- передача информации регистраторов аварийных событий должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации;
- регистраторы должны быть масштабируемыми по видам интерфейсов для сопряжения с каналами передачи данных.

#### **5.1.8. Для систем противоаварийного управления (ПАУ)**

Устойчивая работа энергосистемы достигается воздействием на генерацию, потребление и сетевое оборудование. В случае возникновения сетевых ограничений их можно уменьшить и даже устранить (помимо сетевого строительства) воздействием на генерацию, потребление и сетевое оборудование.

ПАУ, как вынужденное решение, должна позволять при большой протяженности электрических связей, высокой концентрации генерирующих мощностей и удаленности центров производства от центров потребления обеспечить синхронную работу ЕЭС России в послеаварийных режимах. Системы ПА должны обеспечивать локализацию и предотвращение развития аварий путем предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения отклонения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки оборудования и позволять:

- повысить надёжность параллельной работы участников рынка;
- эффективно снижать величины системных ограничений;
- повысить степень использования пропускной способности сети;
- повысить степень использования более дешёвых поставщиков и снизить затраты на покупку электроэнергии для потребителей;
- минимизировать ущерб участников рынка от технологических нарушений в ЕЭС;
- оптимизировать планы ремонта генерирующего и электросетевого оборудования.

### **5.2. Ограничения по применению оборудования и технологий**

При модернизации, для выполнения требований к энергоблокам по участию в нормированном первичном регулировании частоты, недопустимо модернизировать только регуляторы скорости турбоагрегата без подключения к регулированию котла. Также, для обеспечения требований по вторичному регулированию частоты и перетоков мощности, недопустимо проводить модернизацию без обеспечения возможности дистанционного управления энергоблоком из диспетчерского центра.

Для обеспечения возможности дальнейшего расширения автоматизации энергоблока, не рекомендуется использовать решения, ограничивающие количество обрабатываемых системой сигналов менее 10 000, не обеспечивающие возможность





интеграции с другими приложениями с помощью открытых протоколов обмена информацией.

Замена аналоговых каналов связи телемеханики на цифровые каналы.

Отказ от использования в аппаратуре телемеханики традиционных измерительных преобразователей электрических параметров.



### 5.3. Перспективное оборудование и технологии


Линии связи должны переводиться на цифровые технологии с использованием, в том числе, волоконно-оптических систем передачи.

Кабельные и аналоговые радиорелейные линии (РРЛ) связи линии связи должны переводиться на цифровые технологии связи.

В районах ОЭС Востока, Северо-Запада, Северного Кавказа, характеризующихся трудной доступностью и низким уровнем развития инфра-структуры связи, необходимо применить геостационарные системы спутниковой связи для организации новых направлений передачи телеинформации.

Использование при реконструкции измерительного уровня энергообъектов технических решений предусматривающих замену аналоговых измерительных преобразователей на интеллектуальные контроллеры непосредственного съема информации с измерительных трансформаторов.



A large wind turbine with a tall, weathered metal tower and three white blades is the central focus. The ground is covered in snow, and other smaller turbines are visible in the distance. The sky is a clear, bright blue.

**6. ЭНЕРГЕТИКА  
ИЗОЛИРОВАННЫХ РАЙОНОВ,  
ВКЛЮЧАЯ МАЛУЮ  
И НЕТРАДИЦИОННУЮ  
ЭНЕРГЕТИКУ**



Энергетически изолированные от ЕЭС районы составляют 70 % территории страны. Это районы Крайнего Севера, Восточной Сибири, Дальнего Востока, Сахалина, Камчатки. На указанной территории расположено около 1400 мелких населенных пунктов. В них постоянно проживает более 20 млн. человек. Также к изолированным районам можно отнести районы в центральных регионах России, неохваченные централизованным электро- и теплоснабжением.

Система энергоснабжения изолированных регионов обусловлена следующими обстоятельствами:

- потребители — населённые пункты, рассредоточенные на обширных территориях, с нагрузками не превышающими 3 МВт;
- электросетевое хозяйство отсутствует и его строительство нецелесообразно;
- транспортная инфраструктура развита слабо;
- основные энергоисточники — дизельные электростанции и котельные, работающие на дорогом, привозном топливе.

Техническая политика ОАО РАО «ЕЭС России» для изолированных районов направлена на существенное повышение эффективности производства, транспортировки и потребления тепловой и электрической энергии, использования местных ресурсов, при значительном снижении негативного влияния процессов энергопроизводства на экологическое состояние окружающей среды.

В современных условиях России, с учетом изменения структуры собственности в производственной и жилищно-коммунальной сферах, возрастает роль децентрализованного тепло- и электроснабжения. Оно осуществляется путем внедрения энергоустановок малой мощности, расположенных в непосредственной близости от потребителей.

Крупные потребители тепловой и электрической энергии — производственные предприятия, торговые комплексы, жилищные кооперативы, расположенные в районах с развитым централизованным энергоснабжением, в массовом порядке занимают сооружением собственных генерирующих мощностей на основе ГТУ, дизель-генераторов, газопоршневых машин.

Сочетание централизованного и децентрализованного энергоснабжения для развития малой энергетики в районах с централизованным энергоснабжением, создаёт новые технико-экономические предпосылки для развития малой энергетики в районах с централизованным энергоснабжением.

Целями развития малой энергетики являются:

- использование энергосберегающих технологий и оборудования;
- уменьшение энергетической зависимости регионов от завозимых извне ТЭР за счет вовлечения в структуру топливного баланса регионов местных ТЭР, в том числе запасов малых нераспределенных нефтегазовых месторождений, продуктов термохимической и биохимической переработки лесной, деревообрабатывающей, пищевой промышленности и животноводства;



- эффективное использование ТЭР при производстве энергии путем внедрения автономных гибридных многотопливных многофункциональных систем энергоснабжения на базе малых электростанций с утилизацией тепла, в том числе для совместной работы с нетрадиционными источниками энергии;
- использование местных природных возобновляемых источников энергии (энергии ветра, малых ГЭС и солнечной энергии);
- сокращение вредных выбросов в окружающую среду.

Основными энергоисточниками изолированных районов являются:

- дизельные электростанции и котельные (мини-ТЭЦ);
- газотурбинные энергоустановки;
- геотермальные станции;
- малые гидроэлектростанции;
- ветроэнергоустановки.

## 6.1. Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

### 6.1.1. Для дизельных электростанций и котельных (мини-ТЭЦ):

К малым ТЭЦ (мини-ТЭЦ) принято относить установки с единичной электрической мощностью от 0,1 до 1,5 МВт, тепловой мощностью 500—3000 кДж/с, общим КПД не менее 90 %. Мини-ТЭЦ могут поставляться комплектно, либо создаваться путем модернизации котельных с дооснащением их электрогенерирующими агрегатами. Приводами электрогенераторов на мини-ТЭЦ могут быть дизели, газопоршневые двигатели, газовые турбины и паровые турбины малой мощности. Теплогенераторами являются котлы-утилизаторы выхлопных газов (при использовании дизеля), теплообменники охлаждающей воды, масла, водогрейные или паровые котлы.

Одной из первоочередных задач является создание мини-ТЭЦ на базе действующих дизельных электростанций (ДЭС), которые являются единственными энергоисточниками для большого числа населенных пунктов в изолированных районах.

### 6.1.2. Для газотурбинных и газопоршневых энергоустановок:

для выработки электроэнергии и, при необходимости, тепла могут быть использованы ГТУ мощностью 1—25 (30) МВт, выпускаемые отечественными и зарубежными производителями.

Технические требования к ГТУ:

- электрическая мощность 1—25 (30) МВт;
- температура газов на выходе 400—430 °С;
- КПД при мощности:
  - от 1 до 4 МВт при работе без теплофикации не должен быть менее 24 %;
  - от 4 до 8 МВт — не менее 26 %;



- от 8 до 15 МВт — не менее 30 %;
- выше 15 МВт — не менее 34 %.
- назначенный ресурс — 100 тыс. ч;
- возможность длительной работы без технического обслуживания — не менее 25 тыс. ч;
- возможность автоматизации всех технологических процессов;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- комплектация системой утилизации тепла;
- простота вспомогательных средств и технологического процесса;
- быстрота ввода в эксплуатацию, компактность и блочность поставки, быстрота строительства зданий и монтажа оборудования.

Газопоршневые установки (ГПУ) являются новым поколением двигателей внутреннего сгорания (ДВС), работающих на природном газе. Такие газовые двигатели:

- имеют высокий КПД производства электроэнергии и меньшую его зависимость от изменения нагрузки и температуры наружного воздуха;
- обладают большим моторесурсом;
- работают при небольшом давлении газа;
- имеют короткие сроки поставки и строительства.

На эффективность выбора типа энергоустановки (ГТУ или газопоршневой двигатель) существенное влияние оказывают также условия сервисного обслуживания и наличие соответствующих центров в России.

#### **6.1.3. Для геотермальных установок:**

- электрическая мощность 2,5—50,0 МВт;
- КПД — 20—25 %;





- назначенный ресурс — 100 тыс.ч;
- полная автоматизация всех технологических процессов;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- комплектация системой утилизации тепла;
- простота вспомогательных средств и технологического процесса;
- быстрый ввод в эксплуатацию;
- блочная поставка и компактность.



#### **6.1.4. Для малых гидроэлектростанций:**

- электрическая мощность установки от 100 кВт,
- назначенный ресурс — 100 тыс. ч;
- возможность длительной работы без технического обслуживания — не менее 250 ч;
- быстрота пуска, возможность гибкого маневрирования;
- полная автоматизация всех технологических процессов, с возможностью ручного управления;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- комплектная поставка энергетического оборудования, адаптированного под конкретные нужды потребителя;
- простота вспомогательных средств и технологического процесса;
- быстрый ввод в эксплуатацию;
- высокая степень заводской готовности, блочная поставка, компактность;
- площади и объемы строительства для размещения оборудования в здании МГЭС должны быть минимальны;
- генератор и турбина должны быть надежно защищены от нештатных ситуаций, которые могут возникнуть при работе станции;



- применение современных материалов при изготовлении узлов гидротурбин;
- внедрение современных систем регулирования.

#### 6.1.5. Для ветроэнергетических установок:

- электрическая мощность — 100—5000 кВт;
- назначенный ресурс — 100 тыс. ч;
- возможность длительной работы без технического обслуживания — не менее 250 ч;
- быстрота пуска, полная автоматизация всех технологических процессов, с возможностью ручного управления;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- комплектная поставка энергетического оборудования, адаптированного под конкретные нужды потребителя;
- простота вспомогательных средств и технологического процесса;
- быстрый ввод в эксплуатацию;
- высокая степень заводской готовности;
- блочная поставка, компактность;
- ветрогенераторы должны быть надежно защищены от нештатных ситуаций, которые могут возникнуть при работе установки.

Ограничения по применению оборудования и технологий

### 6.2. Ограничения по применению оборудования и технологий

На дизельных электростанциях и котельных (мини-ТЭЦ) при наличии газообразного или жидкого топлива не рекомендуется применение паросиловых установок малой мощности или водогрейных котлов, работающих на этих видах топлива.

### 6.3. Перспективное оборудование и технологии

#### 6.3.1. Ветродизельные установки

• Применение многофункциональных энерготехнологических комплексов (МЭК). В качестве базы МЭК предлагается многотопливная дизель-генераторная установка мощностью 1000 кВт, работающая совместно с ветроэлектростанцией. Для обеспечения многофункциональности и многотопливности в состав МЭК предусматриваются следующие системы и агрегаты модульного типа:

- газогенераторная установка;
- малогабаритная установка по производству моторных топлив из нефти или газового конденсата;



- многотопливная дизель-электростанция;
  - комплексная система утилизации тепла дизеля и газогенераторной установки;
  - ветроэлектростанция;
  - статический преобразователь частоты;
  - аккумулятор тепловой энергии для накопления и хранения излишней теплоты, выработанной гибридной электростанцией;
  - накопитель электрической энергии (аккумулятор);
  - система для пуска дизель-электростанции;
  - система управления.
- Применение газопоршневых двигателей, работающих на природном газе или продуктах газификации угля, пиролиза, биогазе.
  - Применение тепловых насосов для теплоснабжения.

#### **6.3.2. Для газотурбинных энергоустановок:**

- повышение эффективности работы газотурбинных установок возможно при увеличении температуры газов на входе в турбину за счёт применения новых жаропрочных материалов;
- внедрение ГТУ с паровым охлаждением лопаток газовых турбин;
- внедрение ГТУ с впрыском воды в камеру сгорания.

#### **6.3.3. Для геотермальных установок:**

- двухконтурные (бинарные) установки с использованием низкокипящих жидкостей;
- бинарные установки в модульном исполнении мощностью 4 МВт;
- тепловые насосы для максимального использования геотермального тепла;
- теплофикационные геотермальные установки с целью использования геотермальных вод, температура которых не превышает 100 °С.

#### **6.3.4. Для малых гидроэлектростанций:**

- применение современных материалов при изготовлении узлов гидротурбин;
- внедрение современных систем регулирования.

#### **6.3.5. Для ветроэнергетических установок:**

- применение современных материалов при изготовлении узлов ветроэнергетических установок;
- внедрение современных систем регулирования;
- разработка способов защиты вращающихся механизмов от обледенения.



# ПРИЛОЖЕНИЕ



Таблица 1

**Эффективность работы отечественного энергетического оборудования в сравнении с зарубежным**

	Россия		Мировой уровень	
	Среднее значение	Передовые образцы	Среднее значение	Передовые образцы
КПД ТЭС на газе, %	38,5		40	44-45
ПГУ	51—52	51—52	54—55	58
КПД ТЭС на угле, %	34,2	38—44	37—40	45—47
Потери в электрических сетях, %	13,2 *		7,5%	

\* С учётом коммерческих потерь.

Таблица 2

**Динамика цен топлива по основным энергозонам (без НДС), руб/т у.т.**

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
<i>Центр</i>						
Газ	901	1005—1030	1170—1190	1390—1490	1570—1720	1760—1960
Уголь	1123	1120—1150	1230—1270	1340—1400	1430—1525	1510—1635
Мазут	1898	2160—2205	2320—2390	2450—2570	2550—2740	2640—2890
<i>Урал</i>						
Газ	891	890—910	1010—1030	1130—1190	1230—1360	1330—1510
Уголь	860	895—930	995—1035	1090—1150	1170—1255	1255—1365
Мазут	1429	1660—1700	1810—1865	1950—2040	2085—2245	2200—2400
<i>Сибирь</i>						
Газ	633	1000—1020	1170—1190	1440—1600	1495—1680	1550—1785
Уголь	590	565—595	640—680	720—770	790—855	855—940
Мазут	2135	2130—2170	2275—2330	2390—2485	2475—2610	2550—2740
<i>Восток</i>						
Газ	651	825—850	970—1000	1085—1135	1200—1355	1305—1500
Уголь	1090	860—905	935—990	1000—1070	1050—1145	1080—1215
Мазут	2945	2970—3030	3155—3220	3280—3400	3315—3520	3375—3640

Таблица 3

**Объем продления срока службы основного оборудования ТЭС  
(тыс. кВт)**

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005—2009 гг.
Россия — всего, в т.ч.:	4455	4584	5590	6004	4515	25148
конденсационные блоки	2818	2969	3982	4905	3377	18051

Таблица 4

**Динамика демонтажа основного оборудования на ТЭС**

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005— 2009 гг.
"Окончательный" демонтаж устаревшего оборудования ТЭС всего, в т.ч.:	191	139	152	133	84	699
ТЭЦ	2	135	98	132	82	449
КЭС	189	4	54	1	2	250
Демонтаж оборудования ТЭС с заменой после 2009 г. всего, в т.ч.:	—	50	320	609	493	1472
ТЭЦ	—	50	57	9	183	299
КЭС	—	—	263	600	310	1173
Демонтаж оборудования ТЭС с заменой в 2005—2009 гг. всего, в т.ч.:	323	542	328	660	545	2398
ТЭЦ	57	331	327	355	281	1351
КЭС	266	211	1	305	264	1047
Демонтаж — всего (тыс. кВт)	514	731	800	1402	1122	4569

Таблица 5

**Динамика вводов генерирующего оборудования на ТЭС при техническом перевооружении и реконструкции (тыс. кВт)**

	Кол-во агрегатов, шт.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005—2009 гг.
Замена оборудования на ТЭС Холдинга — всего, в т.ч.:	21	672	332	264	186	1105	2559
Теплоэлектроцентрали	21	225	332	264	180	355	1356
Паротурбинные ТЭЦ	17	30	332	199	180	175	916
в т.ч.: на угле	7	—	122	24	115	—	261
парогазовые ТЭЦ	3	195	—	—	—	180	375
газотурбинные ТЭЦ	1	—	—	65	—	—	65
Конденсационные электростанции	9	447	—	—	6	750	1203
Паротурбинные КЭС	7	402	—	—	6	640	1048
в т.ч.: на угле	4	310	—	—	—	640	950
парогазовые КЭС	—	—	—	—	—	—	—
газотурбинные КЭС	2	45	—	—	—	110	155

Таблица 6

**Динамика вводов генерирующего оборудования при новом строительстве тыс. кВт**

	Кол-во агр., шт.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005—2009 гг.
Холдинг — всего, в т.ч.	34	1149	648	481	1056	811	4145
ГЭС	17	334	193	104	531	721	1883
ТЭЦ, из них:	12	810	450	32	505	90	1887
паротурбинные ТЭЦ	8	360	380	32	115	—	887
в т.ч.: на угле	4	180	20	20	115	—	335
ПГУ	3	450	—	—	390	90	930
ГТУ	1	—	70	—	—	—	70
КЭС, из них:	5	5	5	345	20	—	375
паротурбинные КЭС	—	—	—	—	—	—	—
в т.ч.: на угле	—	—	—	—	—	—	—
ПГУ	1	—	—	325	—	—	325
ГТУ	4	5	5	20	20	—	50

Таблица 7

**Предложения по развитию электросетевых объектов  
в период 2005—2009 гг.**

	Базов. 2004 г.	Планируемое пятилетие					Всего 2005—2009 гг.
		2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	
<b>Новые вводы ВЛ, тыс. км всего,</b>	<b>1,81</b>	<b>2,96</b>	<b>5,04</b>	<b>6,51</b>	<b>7,21</b>	<b>5,09</b>	<b>26,81</b>
в т.ч.							
– 750 кВ, 500 кВ и 330 кВ	0,82	0,95	1,73	2,64	2,16	1,85	9,32
– 220 кВ	0,16	0,58	1,80	1,76	3,19	1,48	8,82
– 150 кВ и ниже	0,83	1,43	1,51	2,11	1,86	1,76	8,67
<b>Новые вводы ПС, тыс. МВ · А всего,</b>	<b>3,53</b>	<b>6,46</b>	<b>12,37</b>	<b>10,27</b>	<b>6,45</b>	<b>7,68</b>	<b>43,24</b>
в т.ч.							
– 750, 500, 400 и 330 кВ	1,75	2,99	7,61	5,67	2,74	2,82	21,83
– 220 кВ	0,78	2,34	2,85	3,42	2,68	2,63	13,91
– 150 кВ и ниже	1,00	1,13	1,91	1,18	1,03	2,23	7,5
<b>Реконструкция и техпереворужение ВЛ, тыс. км всего,</b>	<b>7,19</b>	<b>21,52</b>	<b>12,31</b>	<b>13,24</b>	<b>13,29</b>	<b>13,25</b>	<b>73,61</b>
в т.ч.							
– 750 кВ, 500 кВ и 330 кВ	0,25	0,32	0,25	0,46	0,95	0,91	2,89
– 220 кВ	0,29	0,70	0,65	0,66	1,00	0,88	3,89
– 150 кВ и ниже	6,65	20,5	11,41	12,12	11,34	11,46	66,83
<b>Реконструкция и техпереворужение ПС, тыс. МВ · А всего,</b>	<b>6,77</b>	<b>9,61</b>	<b>10,59</b>	<b>9,44</b>	<b>9,89</b>	<b>10,0</b>	<b>49,56</b>
в т.ч.							
– 750 кВ, 400 кВ и 330 кВ	3,48	3,35	4,22	3,10	3,71	4,22	18,60
– 220 кВ	2,35	3,98	3,83	3,58	3,86	3,42	18,67
– 150 кВ и ниже	0,94	2,28	2,54	2,76	2,32	2,36	12,29

Таблица 8

Показатели эффективности топливоиспользования оборудования, прошедшего модернизацию								
№ п/п	Существующее оборудование	Показатели технического уровня						
		$\eta_{\text{н}}^{\text{э}}$ , %	КИТ, %	$b_{\text{от}}^{\text{эз}}$ , г у.т./ кВт · ч	$b_{\text{от}}^{\text{тэ}}$ , кг/Гкал	$\text{Э}_{\text{т}}$ , кВт · ч/Гкал	$\text{Э}_{\text{сн}}$	
							на э.э., %	на т.э., кВт · ч/Гкал
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>								
1	К-300-23,5 МПа	39	39	315	—	—	2,7	—
2	К-200-12,8 МПа	37,5	37,5	325	—	—	4,5	—
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>								
3	К-500-23,5 МПа	37	37	330	—	—	4,3	—
4	К-300-23,5 МПа	35	35	350	—	—	4,6	—
5	К-200-12,8 МПа	34	34	360	—	—	6,3	—
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>								
6	ТЭЦ с параметрами 12,8 МПа	35* 30**	35 78	350 410	— 142	— 600	4,0 5,0	— 25
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>								
7	ТЭЦ с параметрами 12,8 МПа и ниже	34*	75	365	—	540	7,5	30

\* Конденсационный режим; \*\* Комбинированный режим.

$\eta_{\text{н}}^{\text{э}}$  — КПД нетто, электрический, %;

КИТ — коэффициент использования топлива, %;

$b_{\text{от}}^{\text{эз}}$  — удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г у.т./ (кВт · ч);

$b_{\text{от}}^{\text{тэ}}$  — удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию, кг/ Гкал;

$\text{Э}_{\text{т}}$  — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, (кВт · ч) / Гкал;

$\text{Э}_{\text{сн}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды, %.

Таблица 9

Показатели маневренности оборудования, прошедшего модернизацию				
№ п/п	Существующее оборудование	Показатели технического уровня		
		Времена пуска турбин из горячего и холодного состояния, мин	Допустимые средние скорости нагружения и разгружения	Диапазон регулирования мощности
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>				
1	К-300-23,5 МПа	100/280	1 % в мин	120—300 МВт
2	К-200-12,8 МПа	70/290	1,5 % в мин	80—200 МВт
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>				
3	К-500-23,5 МПа	155/405	1 % в мин	325—500 МВт
4	К-300-23,5 МПа	110/290	1 % в мин	190—300 МВт
5	К-200-12,8 МПа	80/300	1,5 % в мин	120—200 МВт
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>				
6	ТЭЦ с параметрами 12,8 МПа	80/275	1 % в мин	400—1000 т/ч для Т-250-240
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>				
7	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	80/270	1,5% в мин	Нет ограничений

Таблица 10

Показатели экологичности оборудования, прошедшего модернизацию					
№ п/п	Существующее оборудование	Показатели технического уровня в мг/м <sup>3</sup>			Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч/МВт · ч
		азота	серы	золовых частиц	
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>					
1	К-300-23,5 МПа	150—300	—	—	120
2	К-200-12,8 МПа	150—300	—	—	125
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>					
3	К-500-23,5 МПа	< 1100	< 2000	500—1000	110
4	К-300-23,5 МПа	< 1300	< 2000	400—1000	120
	МЭН котел с ЦКС	< 350	< 400	< 100	110
5	К-200-12,8 МПа	< 700	< 2000	400—1000	125
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>					
6	ТЭЦ с параметрами 12,8 МПа	120—300	—	—	115—135
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>					
7	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	< 700	< 2000	1000—2000	140—160

Таблица 11

Показатели эффективности топливоиспользования замещающего оборудования									
№ п/п	Замменяемое оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня						
			$\eta_{\text{н}}^{\text{э}}$ , %	КИТ %	$b_{\text{от}}^{\text{эз}}$ , г у.т./кВт · ч	$b_{\text{от}}^{\text{тэ}}$ , кг/Гкал	$\varepsilon_{\text{т}}$ , кВт · ч/Гкал	$\varepsilon_{\text{сн}}$	
на э.э., %									
на т.э., кВт · ч/Гкал									
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>									
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	—
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>									
4	К-500-23,5 МПа	Энергоблок $t = 565—600$ °С и давл. 23,5—30,0 МПа	42—46	42—46	< 292	—	—	4,0	—
5	К-300 -23,5 МПа	Энергоблок (МЭН) $t = 565—600$ °С 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 $t = 565$ °С	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	—
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>									
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
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>									
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.

$\eta_{\text{н}}^{\text{э}}$  — КПД нетто, электрический, %;

КИТ — коэффициент использования топлива, %;

$b_{\text{от}}^{\text{эз}}$  — удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г у.т./кВт · ч);

$b_{\text{от}}^{\text{тэ}}$  — удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию, кг/Гкал;

$\varepsilon_{\text{т}}$  — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (кВт · ч)/Гкал;

$\varepsilon_{\text{сн}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды, %.



Таблица 12

Показатели маневренности замещающего оборудования					
№ п/п	Замменяемое оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня		
			Времена пуска турбин из горячего и холодного состояния, мин	Допустимые средние скорости нагружения и разгружения	Диапазон регулирования мощности
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>					
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	30—40/150—170	2,0—2,5 % в мин	25—100 %
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>					
4	К-500-23,5 МПа	Энергоблок $t = 565—600$ °С и давл. 23,5—30,0 МПа	150/400	1 % в мин	300—500 МВт
5	К-300-23,5 МПа	Энергоблок (МЭН) $t = 565—600$ °С и давл. 23,5—30,0 МПа	110/290	1 % в мин	180—300 МВт
		Энергоблок, котел с ЦКС	120/300	1 % в мин	180—300 МВт
6	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с $t = 565$ °С	80/300	1,5 % в мин	120—200 МВт
		МЭН, котел с ЦКС.	80/300	1,5 % в мин	120—200 МВт
		Замещающий блок 300—600 МВт	150/470	1 % в мин	60—100 %
7	К-150-12,8 МПа и ниже	Замещающий блок 300—600 МВт	150/470	1 % в мин	60—100 %
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>					
8	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	40/180	2,0—2,5 % в мин	25—100 %
9	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ	30—40/150—170	2,0—2,5 % в мин	25—100 %
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>					
10	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование, котел с ЦКС	80/270	1,5 % в мин	Нет ограничений

Таблица 13

Показатели экологичности замещающего оборудования						
№ п/п	Существующее оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня, в мг/м <sup>3</sup>			Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч/МВт · ч
			азота	серы	зольных частиц	
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — природный газ</i>						
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
<i>Конденсационное оборудование. Топливо — уголь</i>						
4	К-500-23,5 МПа	Энергоблок $t = 565—600$ °С и давл. 23,5—30,0 МПа	<500	<400	<100	100
5	К-300-23,5 МПа	Энергоблок $t = 565—600$ °С и давл. 23,5—30,0 МПа МЭН котел с ЦКС	<500	<400	<100	110
6	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с $t = 565$ °С МЭН, котел с ЦКС	<500	<400	<100	120
		Замещающий блок 300—600 МВт	<500	<400	<100	100
7	К-150-12,8 МПа и ниже	Замещающий блок 300—600 МВт	<350	<400	<100	100
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — природный газ</i>						
8	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	50	—	—	50
9	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ	50	—	—	50
<i>Теплофикационное оборудование. Топливо — уголь</i>						
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

## Контактная информация

Российское открытое акционерное общество энергетики  
и электрификации «ЕЭС России»

Бизнес-единица «Сервис»

Департамент реформирования НПК

119526, г. Москва, пр-т Вернадского, д.10, корп.3.

Тел.: (095)710-54-28, 710-55-47

Факс: (095)710-68-81

### Прямые контакты



Заместитель управляющего директора  
ОАО РАО «ЕЭС России» -  
начальник Департамента реформирования НПК  
(Бизне-единица «Сервис»)

**Ливинский Анатолий Павлович**

Тел.: (095)710-51-54

Факс(095)929-15-47

e-mail: livinskiy-ap@rao.elektra.ru



Заместитель управляющего директора  
ОАО РАО «ЕЭС России» -  
начальник Департамента реформирования НПК  
(Бизне-единица «Сервис»)

**Бобылев Александр Викторович**

Тел.: (095)710-51-54

Факс(095)929-15-47

e-mail: livinskiy-ap@rao.elektra.ru