

**СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

КОМИССИЯ ПО ЕСТЕСТВЕННЫМ МОНОПОЛИЯМ

**Информационные материалы
по итогам "круглого стола" на тему**

**"ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России —
локомотив роста отечественной экономики"
в рамках V Всероссийского энергетического форума
"ТЭК России в XXI веке"**

ИЗДАНИЕ СОВЕТА ФЕДЕРАЦИИ

ВЫСТУПЛЕНИЯ УЧАСТНИКОВ "КРУГЛОГО СТОЛА" НА ТЕМУ

"ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России — локомотив роста отечественной экономики"

5 апреля 2007 года

В.М. Кравченко,

*директор Департамента структурной
и тарифной политики в естественных монополиях
Министерства промышленности и энергетики
Российской Федерации*

Добрый день, уважаемые коллеги! Коротко расскажу об организации разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года и о ее основных моментах*. Должен заметить, что у нас с Борисом Феликсовичем Вайнзихером темы пересекаются, и я расскажу об общих вещах, а он остановится на более конкретных моментах, поскольку знает эту схему в подробностях, будучи техническим директором РАО "ЕЭС России".

История вопроса такова. В середине 2006 года Правительством была поставлена задача — разработать Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. В соответствии с планом Правительство должно рассмотреть ее 19 апреля этого года.

Что было сделано организационно? При Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации создана межведомственная рабочая группа, в которую вошли представители всех заинтересованных министерств и ведомств, Государственной Думы, Совета Федерации, деятели науки. Рабочая группа провела несколько заседаний, на которых были рассмотрены и в целом одобрены концепция генеральной схемы и все основные материалы, которые сейчас готовятся к внесению на рассмотрение Правительства. Параллельно с этим велась серьезная работа в РАО "ЕЭС России", которое взяло на себя функции по координации данного процесса. Проводились тяжелые переговоры со всеми его участниками. В результате появилась эта Генеральная схема, плод нашей совместной работы.

Целью разработки Генеральной схемы является обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей электрической и тепловой энергии. Задачи ее также до предела просты: надежное обеспечение потребителей электроэнергией и теплом за счет опережающего развития электроэнергетической отрасли; диверсификация топливного баланса электроэнергетики за счет максимально возможного использования потенциала развития атомной, гидро- и угольной генерации; создание избыточной сетевой инфраструктуры (вы знаете, что сети в последнее время являются у нас камнем преткновения на пути развития промышленности); минимизация удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла.

Какие мы использовали сценарные условия социально-экономического развития России на перспективу до 2020 года? Сразу скажу, что они ориентировочные, поскольку точный прогноз развития до 2020 года никто не может сейчас дать.

* См. Приложение 1.

Мы рассматривали два сценария в зависимости от роста энергопотребления. Базовый сценарий предполагает рост энергопотребления к 2015 году в размере 1426 млрд. кВт · ч. По максимальному варианту это 1600 млрд. кВт · ч. Исходя из этого мы рассчитывали различные варианты. Обратите внимание: на 2020 год даны два прогноза по структуре ВВП в зависимости от двух вариантов энергопотребления.

Как мы себе представляем распределение ВВП по территориям? Естественно, это зависит от степени развитости промышленности, энерговооруженности. Опережающими темпами идет развитие Центрального федерального округа, затем — Поволжский федеральный округ, Сибирский и Дальневосточный федеральные округа. Исходя из этого мы строили схему дальнейшего размещения генерации.

Каковы наши прогнозы энергопотребления? Базовый вариант: 1426 млрд. кВт · ч в 2015 году с выходом на 1710 млрд. кВт · ч к 2020 году. Максимальный вариант: млрд. кВт · ч 1600 в 2015 году и 2000 млрд. кВт · ч к 2020 году.

Структура энергопотребления — это наиболее дискуссионный вопрос. Мы считаем, что структура энергопотребления не сильно изменится к 2020 году. Причин тому несколько. Мы полагаем, что у нас не сильно изменится энергоэффективность, поскольку мы не сможем достичь тех показателей энергоэффективности, какие запланированы, поэтому исходили из минимальной оценки энергоэффективности.

Принципы, по которым мы строили генеральную схему, это максимальное увеличение доли атомной энергетики, гидро- и угольной энергетики и сокращение доли газовой энергетики. Планируется с 2009 года вводить по одному блоку на атомных станциях, с 2012 года — по два блока, с 2015 — по три блока, с 2016 — по четыре блока.

По ГЭС и ГАЭС (гидроаккумулирующим электростанциям). Максимально использовались проектные наработки, сделанные за последние 30 лет. Естественно, при таком количестве строящихся атомных электростанций стоит вопрос об активном развитии гидроаккумулирующих электростанций при них, с тем чтобы повысить маневренность атомных электростанций.

По угольной генерации. В первую очередь идет речь о замене технологий сжигания угля на более эффективные, более экологически безопасные.

Развитие газовой генерации связано в первую очередь с заменой существующих газовых блоков на более современные, с высоким коэффициентом полезного действия.

Основные черты намечаемого подхода. АЭС и ГЭС вводятся максимально возможными по скорости темпами. Ввод новых мощностей на угольных станциях увеличивается до 10 раз (к 2020 году) по сравнению с периодом 2006—2010 годов. Выводятся из эксплуатации паросиловые газовые установки. Те станции, которые сейчас действуют, не выводятся из эксплуатации, а либо ставятся на консервацию, либо находятся в резерве, чтобы использовать их на покрытие пиков энергопотребления. Соответственно, это создание избыточной сетевой инфраструктуры, чтобы обеспечить спокойное подключение потребителей, которые испытывают ограничения, носящие сетевой характер.

Общий объем инвестиций до 2020 года, как мы предполагаем, составит 420 млрд. долларов. Основные инвестиции пойдут в Единую национальную электрическую сеть и в распределительную сеть. В динамике основная потребность в инвестициях приходится на 2016—2020 годы, так как именно в этот период наиболее активными темпами будут вводиться энергоустановки.

Далее — наша оценка стоимости электрической энергии в результате проведения всех этих мер. Естественно, мы исходили из существующих экономических параметров. У нас получается, что в среднем по стране тарифы будут находиться в одинаковых пределах, за исключением Урала и Сибири как регионов, наиболее обеспеченных энергоресурсами, где стоимость электроэнергии несколько ниже, чем в остальных регионах.

Хотелось бы затронуть и такой вопрос: каким образом будет регулироваться электроэнергетика после окончания процесса реформирования? Что будет после реорганизации РАО "ЕЭС России", куда переместится точка принятия решений? Мы считаем, что за государством, должны остаться исключительные функции, связанные с осуществлением специфических властных полномочий. Это установление правил и порядков, создание соответствующей нормативной базы, тарифное регулирование в тех сферах, которые будут подлежать соответствующему регулированию. Речь идет о естественных монополиях, в данном случае это передача электрической энергии по сетям и деятельность системного оператора. Ростехнадзор должен вести контроль за соблюдением экологических, технологических норм, правил и т.д. Федеральная антимонопольная служба будет осуществлять контроль за сделками на рынке электроэнергии в отношении самих активов и за поведением участников рынка, чтобы не допускать ценовых сговоров и т.д. Это та роль, которая отводится государству.

Что касается непосредственно работы рынка. Мы предполагаем, что рынок через определенное время должен стать саморегулируемым. В состав этой саморегулируемой организации должны войти практически все значимые субъекты: это крупная генерация, это такие инфраструктурные организации, как системный оператор, федеральная сетевая компания, администратор торговой системы. Полагаем, что именно за этим институтом будут закреплены основные функции по координации деятельности и по выработке правил поведенческой модели всех участников рынка.

В заключение хотелось бы сказать несколько слов по поводу Энергетической стратегии Российской Федерации, в которую будут внесены некоторые изменения. Вы знаете, что некоторые индикативы Энергетической стратегии уже устарели, это связано с массой различных факторов. Сейчас в Минпромэнерго России ведется работа по уточнению ряда позиций с целью приведения ее в соответствие с существующими реалиями и с более точным прогнозом на ближайшую перспективу. В первую очередь это касается изменений цен на нефть и газ. Один из ключевых параметров — изменение структуры энергопотребления, изменение темпов роста энергопотребления и производства электрической энергии. Полагаем, что работа по корректировке Энергетической стратегии Российской Федерации закончится в ближайшее время, и мы этот документ также представим на рассмотрение Правительства Российской Федерации.

Ю.А. Липатов,
*заместитель председателя Комитета Государственной Думы
по энергетике, транспорту и связи*

Добрый день, уважаемые товарищи! Процесс реформирования электроэнергетики ведет отсчет с 2000 года, когда РАО "ЕЭС России" приступило к разработке концепции реформирования отрасли. В 2001 году было принято постановление Правительства Российской Федерации № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации", а в 2003 году принят Федеральный закон № 35-ФЗ "Об электроэнергетике". Эти нормативные документы заложили правовую базу реформы и определили конечную цель, к которой должна продвигаться российская электроэнергетика. И на протяжении пяти лет, когда проводились всероссийские энергетические форумы, на них шло всестороннее обсуждение хода реформы и предварительных результатов ее проведения.

Одной из основных целей реформы в электроэнергетике являлось создание условий для привлечения частных инвестиций в развитие конкурентных секторов — электрогенерации и сбыта электроэнергии. В настоящее время отрасль вступила в завершающую фазу реформирования. В полном объеме сформирован монопольный сектор электроэнергетики: федеральная сетевая компания, системный оператор. Завершаются преобразования в межрегиональных сетевых компаниях. В конкурентном секторе отрасли создано семь оптовых генерирующих компаний, включая шесть тепловых ОГК и "ГидроОГК". К осени 2007 года полностью завершится формирование всех 14 территориальных генерирующих компаний. Посредством дополнительного размещения на фондовом рынке акций вновь созданных генерирующих компаний частные инвестиции стали приходить в электроэнергетику, и объем их существенно превысил первоначальные планы.

В сентябре 2006 года начал функционировать оптовый рынок электроэнергии, на котором ее цена определяется в режиме реального времени в трех тысячах узлов на основе спроса и предложения. Действовавшие раньше отклонения по купле-продаже электрической энергии и мощности в регулируемом секторе рынка были заменены системой регулируемых двусторонних договоров.

В течение всего периода начиная с 2003 года продолжала формироваться правовая база по электроэнергетике путем подготовки и принятия Правительством Российской Федерации нормативных правовых актов, направленных на реализацию реформы. Однако сроки выхода постановлений неоправданно затягиваются. До сих пор не приняты нормативные правовые акты, устанавливающие порядок формирования государственной системы прогнозирования спроса и предложения электрической энергии (мощности) на рынках электроэнергии (мощности), правила антимонопольного контроля на рынках электроэнергии, правила предоставления услуг по обеспечению надежности на рынках электроэнергетики, условия и порядок вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, и некоторые другие.

В процессе реформирования отрасли при функционировании новой модели оптового и розничного рынков электроэнергии выявилась необходимость корректировки действующего законодательства по электроэнергетике; это касается создания для формирования рынка мощности системных услуг, уточнения перечня потребительских услуг у системного оператора, определения перечня покупателей, получающих электроэнергию по регулируемым ценам на условиях долгосрочных договоров, уточнения положений, касающихся деятельности гарантирующих поставщиков, а также поэтапного увеличения доли электроэнергии, отпускаемой по нерегулируемым ценам на оптовых и розничных рынках. Уже совершенно очевидно, что это потребует внесения изменений в базовый закон "Об электроэнергетике" для обеспечения хода реформы на ее завершающем этапе.

С целью стимулирования инвестиций в отрасль целесообразно принять дополнительные меры государственной поддержки: предоставление налоговых льгот на имущество — в отношении вновь введенных объектов генерации; ускоренное начисление амортизации для электроэнергетического оборудования; введение налоговых вычетов по налогу на прибыль — в отношении части капитальных вложений, направленных на завершение строительства, модернизацию и техперевооружение основных средств, а также расходов на это.

Подлежит специальному законодательному определению официальный источник информации о рыночных ценах на рынках электрической энергии. Целесообразно в качестве такого источника определить администратора торговой системы. В целях обеспечения финансовой стабильности субъектов оптового и розничного рынков электроэнергии представляется целесообразным внести соответствующие изменения в части установления налоговых льгот на рынках электрической энер-

гии. Все вышеперечисленные меры потребуют внесения изменений в налоговое законодательство.

В конце 2002 года был принят Федеральный закон "О техническом регулировании", в котором предусматривалось принятие технических регламентов, устанавливающих обязательные к применению требования к продукции, в том числе к зданиям, сооружениям, оборудованию, процессам производства. Техническое регулирование — важный элемент нормативной базы функционирования производственного комплекса. Однако за прошедшее время Правительство практически не инициировало разработку техрегламентов, оставаясь в стороне от этого процесса.

В марте этого года по инициативе депутатов Государственной Думы принят закон, вносящий изменения в базовый закон и упрощающий процедуру принятия технических регламентов. Это позволит активизировать работу в этом направлении и принять первоочередные регламенты, в том числе "О безопасности зданий и сооружений", и "О безопасности электрических станций и сетей".

Необходимо, чтобы действовал механизм стимулирования энергосбережения. В новой редакции Федерального закона "Об энергосбережении" должны быть предусмотрены эффективные меры по снижению удельной энергоемкости и энергосбережению.

Непозволительно медленно ведется работа над проектом Федерального закона "О теплоснабжении", который во взаимодействии с базовым Федеральным законом "Об электроэнергетике" должен отрегулировать имеющиеся вопросы в сфере теплоснабжения.

Реформа показала, что, уделяя внимание сегодняшним задачам развития электроэнергетики, нельзя забывать и о завтрашнем дне. Речь идет о развитии новых направлений энергетического производства на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии: ветроэнергетических установок, геотермальной генерации, гелиоэнергетики, приливных и малых гидроэлектростанций. При разработке и принятии нового федерального закона следует обеспечить развитие новых секторов энергетики.

В результате реформирования электроэнергетики создается новая структура отрасли и иная система ее управления. На заключительном этапе реформы полномочия по управлению и организации отрасли передаются вновь создаваемым организациям электроэнергетики и органам государственного управления. При этом все большая ответственность за надежное энергоснабжение, отвечающее потребностям развития экономики, возлагается на органы государственной власти Российской Федерации.

Уважаемые коллеги! В преддверии предстоящих выборов необходимо дать оценку той работе, которая проделана Государственной Думой и Советом Федерации в области законодательства по электроэнергетике. Высказываю личную точку зрения.

Приняв в 2003 году Федеральный закон "Об электроэнергетике", мы понимали, что подводные камни на пути его применения — это постановления Правительства по реализации закона. Мы со своей стороны оказывали давление на Правительство, и все же многие правовые акты выходили с опозданием, и это в определенной степени тормозило реформу электроэнергетики. Ряд нормативных правовых актов не принят и по сей день. Вместе с тем реформа вступила в завершающую фазу, так как произошло разделение естественной монополии. Мы действительно работаем в новых условиях.

Ни для кого не секрет, что поставлена задача — с 1 июля 2008 года (если это не так, пусть меня поправят) РАО "ЕЭС России" должно прекратить свое существование. Федеральный закон "Об электроэнергетике" — это единственный закон в постсоветской истории, который указывает, что реформа электроэнергетики должна

идти под неусыпным контролем Федерального Собрания и раз в полгода Правительство должно отчитываться о проделанной работе. Государственная Дума системно выполняла законодательные требования, раз в полгода Министр промышленности и энергетики Виктор Христенко и председатель правления РАО "ЕЭС России" Анатолий Чубайс отчитывались перед депутатами о своей работе.

По поручению Комитета Госдумы по энергетике, транспорту и связи я обычно выступал с заключительным словом после отчетов, определяя позицию Государственной Думы. Отчеты в целом были удовлетворительными, мы понимали, что реформа идет. Но без изменения законодательной базы заключительный этап реформы (1 июля 2008 года) произойти не может. Надо вносить соответствующие изменения в законодательство, и ответственные лица должны дать пояснения Федеральному Собранию, что же будет на самом деле.

Еще раз напоминаю, что Государственная Дума находится сейчас в состоянии политического противостояния, и если мы не внесем проект закона в план работы весенней сессии, то в осеннюю сессию реальной, серьезной работы не будет — все будут решать вопросы, связанные с выборами.

У меня был предварительный разговор с руководством РАО "ЕЭС России", и мы обсудили соответствующую стратегию проведения этого документа. Во-первых, документ не может быть внесен без предварительной экспертизы и оценки. Во-вторых, документ должен быть внесен не Правительством, потому что это очень рутинный механизм. Он должен быть внесен депутатами Государственной Думы в порядке законодательной инициативы. Комитет по энергетике, транспорту и связи будет отвечать за эти вопросы.

Если мы увидим, что нам предлагают реальную, жизнеспособную схему, тогда мы сможем с трибуны Госдумы убеждать своих коллег. Я думаю, что Валентин Ефимович Межевич как представитель Совета Федерации свою точку зрения на этот счет выскажет. Повторяю: если мы оперативно не решим этот вопрос, то в конце года вряд ли удастся внести изменения в законодательную базу, а до 1 июля 2008 года осталось 14 месяцев.

Если вернуться к оценке деятельности Федерального Собрания по этому вопросу, то я, к большому сожалению, должен констатировать следующее.

Закон об энергосбережении, который был внесен рядом депутатов, не принят. Минпромэнерго России убедило нас снять этот документ с рассмотрения, поскольку в ближайшее время, как говорилось, Правительством будет подготовлен другой вариант. И я два года назад взял грех на душу, убедил своих коллег снять этот проект с рассмотрения. Закона до сих пор нет.

Далее — закон о теплоснабжении. Этим законом четыре года вплотную занимается Валентин Ефимович Межевич. Этот вопрос принципиально встал еще в 2002 году, когда мы рассматривали пакет законов о реформировании электроэнергетики. Правительство нам тогда сказала, что вскоре закон о теплоснабжении будет внесен. Четыре года прошло, Дума четвертого созыва уходит в историю, а закона нет. Мне кажется, надо подумать Государственной Думе и Правительству о своих взаимоотношениях. Я критикую прежде всего себя, наш комитет. Наверное, мы были недостаточно принципиальны и настойчивы в отношениях с Правительством.

В заключение хотел бы высказать пожелание: чтобы все те цели и задачи, которые стоят перед электроэнергетикой, перед Правительством Российской Федерации, перед Госдумой, решались быстро и точно в срок.

В.И. Поливанов,
*начальник Управления
государственного энергетического надзора
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору*

Уважаемые участники "круглого стола"! Тема реформирования РАО "ЕЭС России" и будущая структура управления этой отраслью сегодня является животрепещущей. Ростехнадзор три недели назад вышел с инициативой проведения совместной встречи с руководством РАО "ЕЭС России" для обсуждения этих вопросов. Анатолий Борисович Чубайс дал поручение сформировать рабочую группу в РАО "ЕЭС России" для подготовки этой встречи. Мы рассчитываем на то, что при участии Минпромэнерго России, Федерального агентства по энергетике, Совета Федерации сумеем наладить работу по обсуждению этого животрепещущего вопроса.

Коротко расскажу о Ростехнадзоре и о его Управлении государственного энергетического надзора. Служба появилась в результате административной реформы 2004 года и на сегодняшний день существует как федеральный орган исполнительной власти. В ходе реформирования службы в июле прошлого года создано Управление государственного энергетического надзора.

Четыре основных направления деятельности управления — это надзор за электрическими тепловыми станциями и тепловыми установками, надзор за электрическими сетями и установками потребителей, надзор за гидротехническими сооружениями и котлонадзор. По всей России эту деятельность осуществляют порядка 3,5 тысячи инспекторов. Приведу такие данные: в 2006 году инспекторским составом было введено в работу свыше 206,1 тысячи новых и реконструированных энергоустановок. Показатель роста к 2005 году — 12 процентов. Это говорит о том, какими быстрыми темпами идет развитие и ввод мощностей по направлению потребителей в электроэнергетике.

В 2006 году зафиксировано 11 аварий, из них 6 — на объектах котлонадзора, 3 — на объектах электроэнергетики и 2 — на гидротехнических сооружениях. Основной фактор, который приводит к аварийности, в том числе и со смертельным исходом, — это недостатки эксплуатации. Коротко скажу о трех авариях на электрических станциях РАО "ЕЭС России". 25 марта 2006 года на Барнаульской ТЭС "Алтайэнерго" произошло обрушение галереи конвейеров. Комиссией, проводящей расследование, было установлено, что основной причиной разрушения конструкций строений главного корпуса явилась потеря несущей способности кирпичной кладки. С момента пуска ТЭС проработала 52 года. 16 августа 2006 года на Братской ГЭС "Якутскэнерго" произошло короткое замыкание и обгорание обмотки стартера 250 МВт. Комиссией, проводившей расследование, было установлено, что разрушение произошло в результате усталости металла. Генератор до повреждения отработал 45 лет. 20 декабря 2006 года на Рехтинской ГРЭС "ОГК-5" действием защиты отключился блок мощностью 500 МВт со сгоранием генератора и последующим обрушением кровли машзала. Комиссией, проводившей расследование, установлено, что причиной аварии явились коррозионные разрушения бандажного кольца ротора генератора. Генератор отработал 26 лет.

Можно сделать вывод, что в 2006 году аварийность в электроэнергетике вызвана очень большим сроком эксплуатации оборудования и сооружений. В этих условиях необходимо уделять внимание полноте и качеству выполняемых экспертиз по оборудованию, находящемуся в работе за пределами установленных изготовителем сроков эксплуатации. Такое оборудование будет работать еще длительное время.

На гидротехнических сооружениях произошли две аварии — на Нижнекузбасской ГЭС и в Амурской области на промышленном объекте по энергетике. И в том, и в другом случае основные причины — недостатки эксплуатации, во втором случае еще и недостатки проекта. Большинство гидротехнических сооружений в стране отработали полвека и больше. В этих условиях Федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" установлено обязательство для собственника гидротехнических сооружений страховать риск гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии гидротехнического сооружения, на время строительства и эксплуатации. Этому направлению Ростехнадзор тоже будет уделять много внимания. Вскоре должно быть внесено дополнение в Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" в части страхования.

Завершая разговор об аварийности, нельзя не отметить тот факт, что и на объектах атомной энергетики на сегодняшний день (по неполным данным) зафиксировано 16 инцидентов на электротехническом оборудовании, которые не привели к изменению организационной безопасности. В принципе это тревожный сигнал, свидетельствующий о недостатках организации системы эксплуатации на этих объектах. Особую тревогу вызывает тот факт, что 4 из 16 случаев — это результат ошибок персонала.

По персоналу. Ни для кого не секрет, что в энергетическом комплексе персонал, занятый на стадиях проектирования, организации эксплуатации, пуско-наладочных, монтажных работ, не готов к решению тех больших задач, которые ставит Энергетическая стратегия России.

Относительно теплая зима прошедшего осенне-зимнего периода показала, насколько сети не готовы к серьезным морозам. Основные проблемы возникли из-за неудовлетворительной работы теплоэнергетического оборудования. Массовое отключение большого количества потребителей тепла связано с невозможностью организации его подачи от взаиморезервированных источников. Персоналу территориальных управлений поставлена задача проанализировать существующие фактические схемы энергоснабжения городов, выявить слабые места по бесперебойной подаче электрической (тепловой) энергии, особенно на социально значимые объекты, и обеспечить проведение необходимых мероприятий по подготовке к следующему осенне-зимнему периоду.

Одной из основных задач службы является снижение производственного травматизма. В 2006 году на объектах, поднадзорных Управлению государственного энергетического надзора, произошло 218 несчастных случаев, при которых погибло 237 человек. С целью более глубокого анализа причин и обстоятельств травматизма службой было принято решение о более глубокой проверке организации работы с персоналом по профилактике травматизма. Руководство предприятия, которое допустило несчастный случай, будет подтверждать свой уровень знаний по профилактике травматизма в Центральной аттестационной комиссии Ростехнадзора. Эта комиссия в полную силу начнет работу с 1 июля 2007 года.

Без сомнения, серьезным помощником надзора является нормально организованный производственный и ведомственный контроль. Конечно, производственный и ведомственный контроль не заменит государственного надзора, но взаимодействие контрольных и надзорных органов всегда дает положительный результат. Задача управления — организовать работу в соответствии с требованиями службы и ведомственных инспекций.

Следует отметить, что для реализации комплексных мер, связанных с вводом энергоемкостей, крайне важно обеспечить своевременную выдачу необходимых лицензий, заключений, разрешений на вводимые и реконструируемые объекты. Плодотворная работа по реализации этих задач возможна только при тесном взаимодействии территориальных органов службы с органами исполнительной власти

на местах. В проведении комплекса работ по допуску объектов участвует широкий круг специализированных организаций, прошедших аккредитацию по Единой системе оценки соответствия. На сегодняшний день поставлена задача Единую систему оценки соответствия аккредитовать в Европейской ассоциации. Предварительная работа в прошлом году была проведена, сейчас устраняются замечания, в конце года, как мы ожидаем, будет организована повторная работа Европейской ассоциации, и мы получим сертификат на соответствие европейской системе.

Направление деятельности службы по энергосбережению и предлагаемый порядок взаимодействия находят поддержку и в Комитете Госдумы по энергетике, транспорту и связи, и в Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям, и в Департаменте ТЭК Минпромэнерго России, и в Департаменте жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Российской Федерации.

В докладе я постарался озвучить основные задачи по приоритетным направлениям деятельности службы. Безусловно, совместная слаженная работа позволит успешно решить нашу общую задачу по реализации целей Энергетической стратегии России, поможет Ростехнадзору решить задачи по повышению безопасности работы предприятий, снижению травматизма и аварийности на них, а руководителям предприятий — их основную задачу по реализации инвестиционных программ развития производства.

Б.Ф. Вайнзихер,

член правления, технический директор РАО "ЕЭС России"

Здравствуйте, уважаемые товарищи! Я хочу более подробно рассказать о содержании Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики*.

Еще раз остановлюсь на росте электропотребления. Напомню, что есть два сценария — базовый и максимальный. Базовый сценарий — примерно 4 процента (внутреннее электропотребление в год) в среднем по России, максимальный сценарий — 5 процентов. При базовом сценарии наибольший рост электропотребления, по нашим прогнозам, будет наблюдаться в Северо-Западном и Центральном регионах. При максимальном сценарии самые высокие темпы роста будут отмечаться на Дальнем Востоке и в Сибири. Максимальный сценарий предопределяет усиленное развитие обрабатывающих энергоемких отраслей промышленности.

Кроме внутреннего электропотребления, хотел бы охарактеризовать прогнозы по экспорту электроэнергии. По сути дела, это сохранение экспорта на сегодняшнем уровне, нулевой балансовый переток по импорту и рост экспорта в страны Юго-Восточного региона, прежде всего в Китай, что мы рассматриваем как единую программу по развитию электроэнергетического комплекса Дальнего Востока. Мы считаем, что только подъем базы электропотребления в этом регионе может способствовать реальному изменению ситуации с надежностью электрообеспечения и с развитием экономики в этом регионе.

Никаких мероприятий по развитию экспорта, за исключением китайского проекта, не намечается. Но предполагается провести несколько новых связей, направленных прежде всего на повышение надежности нашего собственного электрообеспечения — например, в районе Кольского полуострова, чтобы Мурманская область имела дополнительную связь с Норвегией. Эта связь обеспечит и какие-то коммерческие перетоки, но в первую очередь она предназначена для взаимного резервирования. Планируется проведение связи Калининградской области и Польши — с теми

* См. Приложение 2.

же целями, и связи Дагестана с Азербайджаном. Там у нас очень слабые связи, что в итоге определяет ненадежное электрообеспечение российской части Кавказского региона.

Исходя из этого был сделан прогноз потребности в установленной мощности и на основании прогноза электропотребления определены потребность в резервах и возможности экспорта. По этим сценариям требуется существенный рост мощности от нынешних 203 тысяч МВт до 340 тысяч МВт в базовом сценарии и 392 тысяч МВт в максимальном сценарии. При этом, естественно, территориальное распределение соответствует тем уровням электропотребления, которые мы прогнозируем. Произойдет существенный рост установленной мощности атомных электростанций, снизится доля электростанций на газе и вырастет доля электростанций на угле. Некоторое сокращение доли ГЭС будет носить временный характер, поскольку в период с 2010 по 2020 год начинается много крупных строек в гидроэнергетике, которые основной результат дадут за пределами 2020 года.

Кроме прогноза потребности в установленной мощности мы спрогнозировали и потребности во вводах, исходя из представления о том, каким образом будут выводиться устаревшие и изношенные мощности с баланса. В базовом сценарии — это 180 ГВт, а в максимальном сценарии — 232 ГВт. 180 ГВт — это уровень, практически сопоставимый с нынешним уровнем развития электроэнергетики. Задача представляется более чем глобальной. Скептики считают, что это невозможно осуществить, но мы считаем это правильным и настаиваем на том, что вводы должны быть такими. Если электропотребление будет меньше прогнозного, будет больше выводов устаревшего оборудования.

Далее мы определились с базовой генерацией — это газовая электростанция и гидроэлектростанция. Они находятся в зоне государственного регулирования и определяют развитие сети открытия балансов электропотребления.

При развитии АЭС мы исходили из представления Росатома о возможных сроках ввода блоков. В итоге пришли к следующему: с 2009 года у нас в стране будет вводиться по 1 блоку в год, с 2012 года — по 2, с 2015 года — по 3, а с 2016 года — даже по 4 (в максимальном сценарии). С 2017 года Росатом предложил еще и ввод блоков меньшей мощности — 300—400 МВт.

Строительство новых АЭС в основном сконцентрировано в Европейской части страны для приближения генераций к нагрузкам, потому что в Европейской части у нас самая маленькая собственная доля ресурсов. Ввод АЭС мы рассматривали парными блоками, и ввод новых мощностей мы рассматривали преимущественно либо на новых площадках, либо в регионах, где уже существуют объекты атомной энергетики. Таким образом, у нас сложилось целое кольцо атомных станций в центральной части нашей энергосистемы. Кроме того, появятся новые атомные электростанции на Урале, новая АЭС в Томской области, что очень полезно с точки зрения перетоков и покрытия базовой нагрузки в этом месте. Мы прогнозируем, что атомная энергетика прибавится почти на 30 ГВт, при этом 32 ГВт будет введено, а 4 — выведено из эксплуатации.

Прогноз по ГЭС в принципе следующий. Первое, мы пытались максимально использовать существующие проектные разработки, поскольку проектный цикл по ГЭС очень длинный. Опирались на то, что было проработано еще в Советском Союзе. В Генеральной схеме планируется достройка всех ГЭС в Европейской части страны. Предлагается сооружение ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке, исходя из необходимости и экономической целесообразности проектов. Важной частью схемы является значительное развитие гидроаккумулирующих электростанций в Европейской части страны. Оно вызвано большой долей атомной генерации в этой зоне, и мы, по сути дела, все проекты, которые сочли возможными для осуществления, включили в эту схему.

Среди крупных проектов Генеральной схемы — возобновление строительства Туруханской ГЭС в Эвенкии. Проект задумывался еще в Советском Союзе, но в итоге его не начали. ГЭС будет мощностью 8 ГВт — по потреблению величина вполне разумная. И второй большой проект — комплекс Южно-Якутских ГЭС. Вот эти проекты определили развитие сети.

В отношении энергосетей какие принципы мы закладывали?

Мы исходили из разумной избыточности сети, так как сеть должна обеспечивать возможность включения как новых потребителей, так и новой генерации. Она должна минимизировать их издержки, связанные с подключением к этой сети, то есть она должна быть к ним как можно ближе.

Мы закладывали изменение принципов по схемам выдачи мощности крупных электростанций в электрообеспечение крупных потребителей. Мы устойчиво прописываем в Генеральной схеме принцип n-1 без противоаварийной автоматики для крупных электростанций и потребителей и n-2 без противоаварийной автоматики для атомных электростанций. Кроме того, мы заложили в Генеральной схеме совершенно другой уровень управляемости электрических сетей — за счет широкого использования принудительного потока распределения, и увеличение надежности электрических сетей — за счет использования современных технологий.

Как выглядит сегодня энергосистема России? У нас слабая связь между Сибирью и Уралом, проходящая еще и через Казахстан, у нас почти отделен Юг России от Европейской части страны и у нас совсем слабенькие связи (с разрывами) между Сибирью и Дальним Востоком. Появилось второе кольцо 500 кВт вокруг Москвы. Это кольцо напряжением 750 киловольт необходимо нам для обеспечения схем выдачи мощности многочисленных атомных станций в Европейской части страны и дополнительной связи Центра и Северо-Запада. Это условно одна линия, но там довольно много линий было построено в советское время в габаритах 750 киловольт. Сегодня они работают на 500 киловольт, а достигнут 750 киловольт. Это связь Волги и Юга, это выдача мощности Балаковской АЭС в направлении Ростова. Это коротенькие кусочки, построенные в советское время и обеспечивающие полноценные 3 транзита 500 киловольт между Уралом, Волгой и Центром, в том числе северный транзит, который свяжет Вятку, Пермский край, Свердловскую область и Тюмень. Это дополнительные связи между Сибирью и Уралом. Одна связь появится к 2010 году, вторая — до 2015 года. Это позволит полнее использовать мощности ГЭС во время половодья сибирских рек и мощности угольных электростанций в сибирский летний период.

Это связь между Сибирью и Западной Сибирью, сейчас она есть (220 киловольт), но работает разомкнуто. Это будет серьезная, устойчивая связь постоянного тока между Томском и Нижневартовском. Это Эвенкийская ГЭС. На первом этапе (до 2020 года) она будет выдавать свою мощность в Тюменский регион, и это позволит в конце этого периода сделать Тюменский регион более или менее сбалансированным, так как там самый высокий рост электропотребления. А потом появится связь с центральной частью страны (линия постоянного тока). Это Богучанская ГЭС — собственно, это предопределяет, что транзит между Красноярском и Иркутском станет куда более мощным.

Еще одна связь постоянного тока между Сибирью и Центром, проходящая через Урал, по нашим планам, появится к самому концу этого периода и даст возможность строительства угольных электростанций в Сибири. Это связи постоянного тока между Сибирью и Дальним Востоком. Мы считаем, что нет необходимости в синхронной работе Дальневосточной и Сибирской энергосистем, вполне достаточно обменов мощностей через две связи. Это Южно-Якутский узел, связь через него центрального района Якутии и синхронной зоны Дальнего Востока, завершение кольца в Приморье 500 киловольт. Вот такой будет новая сеть, с совершенно другими воз-

возможностями перетока. Мы считаем, что она дает абсолютно другие возможности для работы рынка электроэнергии и для инвесторов.

Теперь про тепловые электростанции. Мы сделали прогноз того, как должны быть построены тепловые электростанции. Почти на 50 процентов вырастет протяженность линий в 220 киловольт и выше, и почти в два раза вырастет трансформаторная мощность сети ЕНС. Инвестиции при этом разобьются примерно так: 60 процентов пойдет в генерацию, 40 процентов — в сети. В сети, по нашим оценкам, будет вложено более 170 млрд. долларов за этот период.

Сделан прогноз теплотребления. В работе принимали участие ведущие институты Российской академии наук, наши профильные институты. По нашим оценкам, рост теплотребления от централизованных источников теплоснабжения будет незначительным. Определяется это не тем, что будут низкие темпы строительства жилья, а тем, что в этой зоне еще колоссальные резервы для энергосбережения. Поэтому рост теплотребления будет проходить в основном за счет генерации. Соответственно, мы предположили, как будет развиваться динамика установленной мощности ТЭС, она вырастет примерно на 30 процентов.

Теперь об угольной генерации. Мы исходили из следующих принципов: реконструкция и расширение существующих электростанций, полный вывод из эксплуатации к 2020 году агрегатов, достигших индивидуального ресурса, работающих с параметрами 90 атмосфер и ниже. В основном угольная генерация развивается в Сибири, частично на Урале и довольно значительно в Центре.

Газовая генерация. По газовой генерации еще больше условий, связанных с вводами. Мы считаем, что к 2020 году в стране не должно остаться канализационных силовых агрегатов, работающих на газе. Все они должны быть заменены на парогазовые. Кроме того, должны быть выведены из эксплуатации канализационные агрегаты с параметрами 90 атмосфер и ниже, теплоканализационные агрегаты — в случае отсутствия потребителей теплоэнергии. И строиться будут преимущественно ТЭС.

Таким образом, структура выработки электроэнергии изменится очень существенно, несмотря на то что вводов на газе будет больше всего в объеме всей генерации. При этом выработка электроэнергии на газе сократится с нынешних 43 процентов до 35, а в максимальном варианте — до 30 процентов, поскольку максимальный вариант отличается от базового как раз множеством новых вводов угольных станций. Мы не видим альтернативы в этот период, поскольку все возможности атомной и гидрогенерации мы, по сути, заложили изначально в максимальном варианте. При этом в газовой генерации, несмотря на то, что вводов всего 40 ГВт, очень большие вводы. Получается 40 ГВт, а должно быть построено 80 ГВт.

Топливная корзина. Мы считаем, что цена на газ до 2010 года должна быть сопоставимой с ценой в Европе: в Европейской части страны — 100—110 долларов за 1 тыс. кубометров. Собственно говоря, все расчеты и были произведены исходя из этих параметров. Мы предположили, что цена на уголь будет расти значительно меньше. Следовательно, сложилась такая топливная структура, что потребность в газе практически не растет после 2010 года за счет высокой эффективности ТЭС на газе, поскольку мы выводим из эксплуатации все канализационные станции, работающие по паровому циклу на газе. Как следствие, топливная корзина меняется еще более существенно, чем выработка. С нынешних почти 70 процентов доля газа в базовом варианте, по нашему мнению, не превысит 57 процентов, а в максимальном — 50 процентов. При этом средний КПД ТЭС России вырастет с 37 процентов до 43 процентов. Удельный расход условного топлива упадет с 334 до 284 граммов на киловатт. Мы понимаем, что это распределение между газом и углем (те точки, которые мы определили как оптимальные для развития генерации) не является законом. Решение в каждом конкретном случае будет принимать новый собственник тепло-

вых электростанций, и он сам посчитает, что ему выгоднее — уголь или газ, строить новые станции или не строить. Но мы считаем, что та структура атомной и гидрогенерации и та структура электрической сети, которая примется в виде Генеральной схемы как государственная программа, предопределил к 2020 году очень похожее распределение тепловой генерации. У меня все.

П.Г. Щедровицкий,
председатель правления (президент) ОАО "ВНИИАЭС"

Уважаемые, коллеги! Мой доклад посвящен стратегии развития атомной энергетики*. Поэтому мы исходим из того, что наша экономика все больше и больше интегрируется в мировую экономику, из этого вытекает целый ряд существенных взаимозависимостей. Если мы пересчитаем экспорт обогащенного урана (около 2 тыс. тонн) в энергетический эквивалент, то увидим, что по масштабу влияния этого экспорта на энергетику мира он сопоставим с экспортом газа и нефти. Ни для кого не секрет, что в Соединенных Штатах каждая четвертая лампочка горит за счет той энергии, которую дают атомные станции, работающие на нашем топливе. В объеме продукции наших предприятий топливного цикла экспорт занимает более 50 процентов, а в структуре прибыли — более 90 процентов.

Сегодня практически все страны готовятся к ренессансу атомной энергетики. Это вызвано интересами национальной безопасности каждой из этих стран, которые принимают решение независимо друг от друга в соответствии с имеющимся топливным балансом. Это зависит от роста цен на органическое топливо. За последние два года практически все крупные страны, имеющие атомные станции, заявили о масштабном росте доли атомной энергетики и о масштабном строительстве АЭС.

Максимальный прогноз — 570 атомных энергоблоков, минимальный прогноз — 200 атомных энергоблоков, из которых 150 — это новое строительство, а 50 — замещение. Это огромный рынок с учетом того, что сегодня строительство одного энергоблока в среднем колеблется вокруг цифры 2 тыс. долларов за 1 кВт установленной мощности.

В этой ситуации происходит мощная интеграция участников глобального рынка. Создан франко-германский альянс "AREVA", он действует и в области топливного цикла. Сегодня мы наблюдаем слияние японских и американских компаний, которые работают в атомной энергетике.

В этой ситуации существует практически безальтернативная необходимость проведения аналогичного процесса интеграции в России. Активно обсуждается создание новой компании "Атомэнергопром" которая должна интегрировать как предприятия топливного цикла, так и атомную генерацию и инжиниринг.

С нашей точки зрения, корректировка энергостратегии Российской Федерации должна начинаться с прогноза развития мирового рынка. Именно этот момент должен быть положен в основу. А Генеральная схема, затрагивающая только территорию Российской Федерации, должна учитывать эти отношения глобальной зависимости.

Европейская оценка эффективности атомной энергетики в сравнении с другими видами генерации показывает, что при достаточно высокой капитальной составляющей в структуре стоимости генерируемой электроэнергии доля топлива гораздо ниже, чем у любого другого вида генерации на органическом топливе.

* См. Приложение 3.

Кроме того, эластичность по отношению к росту цены на топливо такова, что даже если топливо вырастет в цене еще в два раза, то конечная стоимость увеличится всего на 5 процентов.

В Соединенных Штатах и в Европе принимают решение в пользу атомной генерации именно по экономическим причинам.

У нас конструкция другая, мы исходим из того, что реализация тех принципов, которые были заложены в Генсхеме до 2020 года, позволит сбалансировать это отношение.

Здесь уже шел разговор по поводу прогноза роста энергопотребления. Вы видите, что цифры прогноза, который взят Правительством за основу, выше цифр прогноза Энергетической стратегии и прогноза РАО "ЕЭС России" начала 2006 года. Фактически мы должны обеспечить опережающее развитие энергетической инфраструктуры с учетом возможного масштабного роста энергопотребления.

Маневр в прогнозе по топливу объясняется тем, что такая большая доля газа в топливно-энергетическом балансе неприемлема как по интересам национальной безопасности, так и по возможностям самой газовой отрасли.

У нас сохраняются некоторые разногласия в оценке ключевых драйверов роста. Мы исходим из того, что коммерческий сектор и сектор домохозяйств будут расти более высокими темпами и к 2020 году займут в структуре энергопотребления большую долю, нежели они занимают сегодня.

В настоящее время наши показатели промышленного потребления на душу населения в 1,3 раза выше, чем, скажем, в Соединенных Штатах, а в коммерческом секторе соответствующие показатели у нас в 10 раз ниже, в секторе домохозяйств — в 5 раз ниже. Вместе с тем в этой статистике учитываются затраты так называемого ЖКХ.

Мы исходим из того, что по мере роста благосостояния населения эти сектора будут расти быстрее, хотя, конечно, промышленное энергопотребление тоже будет расти.

И еще один драйвер роста, который мы активно обсуждаем с нашими коллегами из РАО "ЕЭС России". Если подключение будет осуществляться по регионам, то масса отложенных предпринимательских проектов может быть вынута из "загашника", поскольку сегодня отсутствие технических условий для подключения новых объектов препятствует реализации многих проектов.

И если будет создана энергетическая инфраструктура, то по некоторым регионам рост энергопотребления будет гораздо выше прогнозного, потому что будут реализовываться новые предпринимательские проекты.

В этой ситуации на этапе становления энергорынка принято решение, закрепленное в федеральной целевой программе развития атомного энергопромышленного комплекса, по которому государство инвестирует существенные средства в развитие атомной отрасли до 2015 года.

К 2015 году отрасль должна выйти на самофинансирование, и это согласовано с выравниванием цен на газ на внутреннем рынке. Тогда можно будет включить нормальные экономические стимулы.

Из этого вытекает согласованная позиция, утвержденная соответствующим протоколом совместно с РАО "ЕЭС России", по площадкам вероятного размещения атомных станций в рамках обсуждаемой Генеральной схемы.

С 2015 года у нас увеличивается количество вводов с двух до трех, с 2017 года добавляются блоки меньшей мощности, прежде всего это замещение Кольской станции. Начиная с 2019 года есть возможность ввести еще один энергоблок, место его расположения и мощность пока в стадии обсуждения.

Начиная с 2012 года будет строиться станция по так называемому проекту "АЭС-2006". Это модернизированный реактор-тысячник, (ВВЭР-технологии), который должен выдавать мощность 1150 МВт.

На переходный период разработана программа увеличения выработки действующего парка атомных станций за счет модернизации имеющихся энергоблоков. Эти и ряд других мероприятий в совокупности к 2015 году дают условное увеличение прироста эквивалентной мощности почти 4,5 ГВт. Некоторые технологические решения, возможно, позволят увеличить эту выработку. Это сейчас предмет специальной работы технической дирекции "Росэнергоатома".

Если это будет реализовано, то в проекте Генеральной схемы (мы обсуждаем разные версии) тенденция, выражающаяся ниспадающей кривой, которая характеризовала динамику атомной энергетики в 2004, 2005 году, может быть переломлена. Соответственно, мы выходим на параметры около 20 процентов в общем энергобалансе.

По внешней ситуации. Россия — единственная страна в мире, которая одновременно строит пять атомных энергоблоков за рубежом. Мы сохранили технологию, несмотря на существенные трудности с поставками оборудования. Поэтому мы рассчитываем, что доля России на соответствующем рынке может быть сохранена и даже увеличена. Есть существенные планы, переговорные позиции со странами Азиатско-Тихоокеанского региона, есть планы возвращения в Восточную Европу.

Это серьезное направление деятельности, и оно должно быть также соотнесено с программой внутреннего строительства. Но для отрасли удержание позиций на мировом рынке является базовым условием сохранения стратегической конкурентоспособности.

Парк реакторов распределен среди ключевых альянсов. Происходит объединение американских и японских компаний. Ясно, что все игроки мирового рынка стремятся к тому, чтобы под их влиянием оказался наибольший парк станций, потому что это и строительство, и обслуживание (сегодня срок эксплуатации — 60 лет).

Это огромный высокотехнологичный рынок, на котором у нас есть серьезные позиции. И поэтому мы рассчитываем, что "Атомэнергопром" будет увеличен, и наш парк АЭС станет больше за счет реализации программ Генеральной схемы по размещению объектов энергетики и планов внешнего строительства АЭС. Совокупный парк по мощности будет больше — 100 ГВт.

А.А. Негомедзянов,

первый заместитель генерального директора ОАО "Мосэнерго"

Добрый день, уважаемые коллеги! Я остановлюсь на программе инвестиционной деятельности, которая начала реализовываться в "Мосэнерго"*.

Коротко о том, что собой представляет "Мосэнерго". "Мосэнерго" производит 10 процентов электроэнергии, 15 процентов тепловой энергии от выработки всего РАО "ЕЭС России".

По Московскому региону электропотребление составляет 72 процента, и 70 процентов тепла потребляется в Москве.

Установленная мощность — почти 50,5 тыс. МВт, в том числе электрическая — 10,6 тыс. МВт, тепловая — 39,8 тыс. МВт.

В 2006 году электропотребление увеличилось по Московскому региону практически до 90 млрд. кВт · ч, или на 5,2 процента к уровню прошлого года.

Коротко о балансе мощности по Московскому региону.

* См. Приложение 4.

Тут приведены данные, осенне-зимнего максимума 2005—2006 годов, рассчитанного на температуру —28 градусов:

- максимум потребления составил 16 840 МВт;
- генерация тепловых электростанций Московского региона — 12 592 МВт;
- дефицит — 4248 МВт — покрывался соответствующими источниками.

Эта зима была достаточно мягкая. Тем не менее максимум потребления составил 8 февраля 2007 года 15 643 МВт, что расписано по источникам покрытия этого максимума потребления.

О наших целях и задачах. Системная авария 2005 года выявила ряд крупных технических и технологических проблем. Это явилось отправной точкой для кардинального пересмотра старых и выработки новых подходов.

Основная задача на 15 лет — удвоить настоящую установленную мощность электростанций "Мосэнерго".

Для этого необходимо:

- провести замену устаревшего оборудования;
- вывести неэффективные мощности с одновременным наращиванием новых мощностей на самом современном оборудовании.

Коротко о районах Москвы, где имеется дефицит электрической мощности. В основном это северо-запад и север Москвы (это район станций ТЭЦ-21 и ТЭЦ-27), центр Москвы, юго-запад и юг Москвы.

По сути дела, этим предопределены этапы инвестиционных проектов "Мосэнерго".

Первый этап — это четыре блока на трех станциях: два блока на ТЭЦ-27, блок на ТЭЦ-21 и блок на ТЭЦ-26.

Второй и третий этапы — центральная часть Москвы.

Четвертый этап — строительство Петровской ГРЭС в Московской области.

Первые три этапа явились основой среднесрочной инвестиционной программы "Мосэнерго" на ближайшие пять лет (2006—2010 годы). Сейчас она дополнена программой на 2007—2011 годы и, по сути дела, принята за основу основными акционерами "Мосэнерго". Мы по ней двигаемся дальше.

Основой развития является эффективность современного оборудования: КПД паросилового цикла — 38 процентов, КПД парогазового цикла — 51 процент (вчерашние технологии) и КПД парогазового цикла последнего поколения (будет установлена на ТЭЦ-26) — 58 процентов.

Предполагаемая экономия газа при использовании парогазовых технологий достигает 30 процентов.

С учетом этого мы просчитали, что в 2010 году возможная экономия по газу составит за счет применения парогазовых технологий порядка 1400 млн. кубометров.

За счет строительства новых мощностей и технического перевооружения это, с одной стороны, позволит нам увеличить нашу долю на рынке, а с другой стороны, повысит операционную эффективность.

С учетом роста спроса на электроэнергию менеджмент "Мосэнерго" разработал долгосрочную инвестиционную программу, которая позволит компании удовлетворить потребности региона в электроэнергии.

Основой для таких уверенных заявлений является следующее. Проектирование осуществляет институт "Мосэнергопроект", строительство — соответствующие подразделения "Мосэнергоспецремонта", генерального подрядчика всех наших строящихся объектов. Монтажные работы осуществляет Центральный ремонтно-механический завод, Инженерный центр взял на себя инжиниринговые функции. Весь комплекс работ по развитию системы может покрываться за счет собственных ресурсов "Мосэнерго".

На наш взгляд, это достаточно сильные инфраструктурные подразделения, которые позволяют нам успешно решать поставленные задачи.

Теперь несколько подробнее об этапах строительства ПГУ.

I этап — строительство ПГУ на системообразующих станциях, расположенных в кольце 220 кВ (четыре блока на трех станциях: ТЭЦ-21, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27 — блоки № 3 и № 4).

Данные решения были приняты в ноябре 2005 года, с декабря 2005 года мы начали строительство блока № 3 на ТЭЦ-27.

С учетом дефицита мощностей, который имеет место в Москве и в Московском регионе, было принято решение приблизить ввод блока № 3 на ТЭЦ-27, срок ввода в эксплуатацию — IV квартал 2007 года. То есть в текущем году этот блок (ПГУ-450) будет введен в эксплуатацию.

Мы также приближаем открытие блока на ТЭЦ-21, это будет в конце весны следующего года.

На ТЭЦ-26 наиболее современное оборудование — ПГУ-400Ю, двухвальная установка. Мы провели международный конкурс, победила фирма "Альстон". По характеристикам газовая турбина ГТ-26 производства "Альстон" высокоэффективна.

На ТЭЦ-27 идет монтаж оборудования, параллельно ведется строительство главного корпуса энергоблока № 4, чтобы выдержать те сроки, которые установлены.

II этап связан с переводом на парогазовый цикл электростанций, обслуживающих центр Москвы и правительственные здания. Это ТЭЦ-9, ТЭЦ-12, ТЭЦ-20. Срок ввода в эксплуатацию — 2008—2009 годы.

Мы предполагаем, что ввод данных мощностей не увеличит тот объем лимитного газа, который мы потребляем. Прирост производства электроэнергии пройдет за счет замены оборудования на более высокоэкономичное.

III этап — это ТЭЦ-12, ТЭЦ-16 и ТЭЦ-20 (вторая очередь).

Также предполагаем, что нам удастся в срок до 2012 года ввести первый блок Петровской ГРЭС. Вводимая мощность — 2000 МВт.

В стадии проработки находятся материалы по IV этапу. Это Петровская ГРЭС (четыре блока по 800 МВт) и ТЭЦ-25 (ПГУ-400).

Планируется, что к 2010 году "Мосэнерго" будет иметь 20 процентов мощностей на парогазовом цикле, к 2020 году — 40 процентов мощностей на парогазовом цикле. Общий объем вводимых мощностей расписан по годам: 1800 МВт — I этап, 480 МВт — II этап, 2000 МВт — III этап и 3800 МВт — IV этап.

Мы выходим на уровень, близкий к удвоению установленной мощности "Мосэнерго". У нас есть набор финансовых инструментов для достижения этого, что вселяет в нас оптимизм. Мы также считаем, что та генерация, которая будет реализована "Мосэнерго", в полном объеме будет востребована. А высокоэффективные технологии, которые будут использованы, позволят нам лишь незначительно увеличить объем потребляемого газа.

В.А. Зубакин,

первый заместитель председателя правления ОАО "ГидроОГК"

Уважаемые участники "круглого стола"! К традиционным задачам гидроэнергетики в последнее время добавилась задача регионального развития.

Покажу на примере нескольких наших мегапроектов, что гидроэнергетика, ее развитие является двигателем развития целых регионов, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке*.

* См. Приложение 5.

Гидропотенциал России распределен очень неравномерно. Подавляющая его часть сосредоточена в Сибири и на Дальнем Востоке. В Европейской части еще не освоены реки Кавказа, но для них уже имеется своя инвестиционная программа, которую будем развивать дальше.

И получается парадоксальная ситуация: в России 19 процентов экономически эффективных гидроресурсов, а мы не можем предоставить возможностей для развития там, где отмечается пиковое потребление, где идет основной прирост энергопотребления — в Европейской части страны.

Хотя мы являемся партнерами в строительстве электростанций в Европейской части страны, которые работают в базовой части графика, атомных, угольных станций, создаем маневренные мощности ГЭС на Кавказе, гидроаккумулирующих станций в Европейской части.

Программа строительства гидроаккумулирующих станций в Европейской части — это самая серьезная часть нашей инвестпрограммы.

Если посмотреть историю, то подъем в развитии гидростроительства, который начинался в 1950-х годах, сошел на нет к концу 1980-х годов. Тогда за пятилетку пушлось мощностей от 7 до 12 тыс. МВт. В начале 1990-х годов этот процесс фактически свелся к нулю.

Сейчас потихоньку мы поднимаемся. Планы у нас амбициозные. В соответствии с Генеральной схемой в пятилетке 2016—2020 годов мы должны пустить мощности свыше 15 тыс. МВт.

Мы натолкнулись на серьезное ограничение, связанное с инфраструктурой этого процесса. В период спада 1980—1990-х годов из отрасли ушли многие кадровые работники, в первую очередь проектировщики.

Не развито до надлежащего уровня производство оборудования.

И, начиная тот или иной проект, мы в первую очередь думаем о его ресурсном обеспечении.

Мы пытаемся заманить на свой рынок зарубежных производителей. Сейчас, например, мы начинаем привлекать к работе зарубежные проектные институты. Конкурс по проектированию малой ГЭС в Дагестане выиграла французская компания, причем их цена в 2,5 раза ниже, чем та, которую запросил один из наших серьезных проектных институтов. То есть мы открываем возможности и для зарубежных партнеров, хотя основную массу оборудования, проектных и строительных работ, мы будем делать с помощью российских компаний.

Финансовые ресурсы — это тоже серьезный ограничитель. Но сейчас и наш главный акционер — РАО "ЕЭС России", и государство понимают, что без развития гидроэнергетики невозможно осуществить ту инвестиционную программу, которая необходима для реализации Генеральной схемы, и достичь цель, которая поставлена в Федеральном законе "Об электроэнергетике", с тем чтобы доля государства в Федеральной гидрогенерирующей компании была не ниже 50 процентов.

Это создает нам определенные ограничения в плане привлечения частного капитала, но ставит перед госорганами задачу по обеспечению финансирования за счет разного рода федеральных источников.

Каковы наши основные инвестиционные проекты на период до 2010 года?

Это достройка незавершенных объектов, работы по которым начаты в советское время. Самые крупные из них — Бурейская и Богучанская ГЭС.

Мы начинаем и новое строительство. Это:

- Загорская гидроаккумулирующая станция;
- Нижнебурейская ГЭС, которая является частью комплекса Бурейской ГЭС;
- Гоцатлинская ГЭС в Республике Дагестан;
- достаточно серьезные объемы строительства малых ГЭС.

Планируя строительство новых ГЭС, мы перерабатываем полностью проекты, существовавшие в советское время, пересчитываем их экономические параметры, ревизуем те технологии, то оборудование, которые были заложены в проектных решениях.

Отдельно надо сказать о самом крупном нашем проекте — создании Богучанского энергометаллургического объединения.

Это классический пример того, как в советское время задумывалось строительство гидроэнергетических объектов — в комплексе с крупными потребителями, со схемой энергоснабжения, строительством дорог, объектов социальной сферы.

По этому примеру мы создали с "алюминщиками" акционерное общество "Корпорация развития Красноярского края" и в его рамках решаем вопросы комплексного развития территории.

Здесь мы впервые в полном объеме столкнулись с проблемой взаимодействия государственной компании с частным инвестором. Частный инвестор устроен немножко по-другому. У него иная логика принятия решений, у него очень жесткие, циничные (в хорошем смысле слова) и совершенно правильные с точки зрения классической экономики задачи.

Мы должны выполнять функцию развития территории, которую на нас возложило государство, наш главный акционер, и учитывать интересы частного партнера. В конфликтах интересов рождается истина — все-таки в перспективе, я думаю, государство будет минимизировать свое участие. Будущее (за пределами 2020 года) не только в тепловой энергетике, но, возможно, и в гидроэнергетике.

Проблемными являются вопросы зон затопления. На сегодняшний день, имея отличное взаимопонимание с Красноярским краем, мы не имеем адекватного отношения к вопросу о зоне затопления, к водохранилищу Богучанской ГЭС со стороны Иркутской области. Выделены бюджетные деньги, но Иркутская область не хочет или не может их осваивать, нет проектной документации.

Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс — крупный проект, который находится на стадии проектно-изыскательских работ. Для развития этого комплекса мы должны дать электроэнергию. Это масштабный проект — 8,5 тыс. МВт, семь крупных ГЭС. Он задумывался еще в советское время, поскольку трасса БАМа прижимает к югу Якутии.

Там, как говорят специалисты, сосредоточена чуть ли не вся таблица Менделеева, там богатейшие запасы цветных металлов, угля, нефти, газа. Есть все, что нужно для развития региона, а теперь появляется и транспортная доступность региона. Это и потенциально перспективное экспортное направление в регион Китая, Юго-Восточной Азии. С точки зрения развития гидроэнергетики очень удобно то, что там не будет больших зон затопления, не понадобится переселять людей, переносить железные дороги, транспортные узлы. И там есть реки каньонного типа, идеально подходящие для гидростроительства.

Совместно с Республикой Якутией, с крупными потребителями энергии мы также создаем там корпорацию развития. Думаю, что Южно-Якутский комплекс станет серьезным драйвером развития целого региона и дополнительной возможностью развития бизнеса Федеральной гидрогенерирующей компании.

О перспективных проектах. Эвенкийская ГЭС. Проект тяжелый, сложный, с массой разнообразных проблем, связанных в том числе и со схемой выдачи (там уникальная схема выдачи). Линию постоянного тока предполагается вести в Западную Сибирь, в районы потребления, нефтедобычи и переработки, и далее в Центральную Россию. Без этого проекта решить проблемы баланса тюменского севера и Сибири невозможно.

Поэтому строить ГЭС мы будем. Проектно-изыскательские работы начинаются, хотя проект этот потребует еще массы научно-технических, НИОКРовских работ, связанных, например, со схемой выдачи.

Дискуссионная тема, по которой у нас не достигнуто согласия, в том числе с Борисом Феликсовичем Вайнзихером, это развитие приливных станций.

Мы считаем, что с учетом мирового тренда развития возобновляемых источников энергии приливные станции обязательно будут развиваться. Те уникальные возможности страны, которые были открыты в 1940-е годы академиком Бернштейном, когда он исследовал морское побережье Советского Союза, ее преимущества в мировом разделении труда, геополитические преимущества должны быть реализованы.

Мы сейчас понемногу осваиваем технологию, открываем опытные станции. Готовятся опытные образцы — например, идет строительство Кольской приливной станции на 11 МВт. Стратегическая задача — строительство приливных станций мощностью в тысячи мегаватт.

Малая энергетика. Готовясь к этому выступлению, я узнал, что в Китае в 2003 году суммарная установленная мощность малых ГЭС составляла 30 тыс. МВт! Ежегодные пуски малых ГЭС в Китае превышают годовые пуски всех новых мощностей, вводимых сейчас в России. Я понимаю, что Россия не Китай, но не использовать возможности гидропотенциала малых рек Кавказа, Сибири, Дальнего Востока, думаю, было бы неправильным.

Наша задача в инвестпрограмме — это пуски 300 МВт в ближайшие годы — с 2007 по 2010 год. У нас заделы в основном на Кавказе. 11—12 апреля мы вывозим пул частных инвесторов на Кавказ, в Дагестан, будем предъявлять им проекты на местах.

Мы имеем серьезную поддержку со стороны полпреда Президента в Южном федеральном округе Д. Козака, наши объекты рассматриваются в рамках Федеральной целевой программы "Юг России".

Объекты малой энергетики мы стараемся сделать максимально привлекательными для частных инвесторов. Для этого предлагаем освободить эти проекты от затрат на схемы выдачи, чтобы за счет Федеральной целевой программы "Юг России" были профинансированы выдача электроэнергии и строительство сетевых объектов.

Несколько слов об упомянутом сегодня законе о возобновляемых источниках энергии.

Шла серьезная работа в период 2006 — начала 2007 года. В составе Минэкономразвития России работала межведомственная рабочая группа, в которой были представлены все заинтересованные министерства и ведомства. За год серьезно изменилась схема закона о возобновляемых источниках. Встретив сопротивление со стороны Минфина России и Минпромэнерго России, мы отказались от технологии поддержки через специальный фонд. Взята за основу технология так называемых зеленых сертификатов, используемая уже в 20 странах мира.

Надеюсь, что Государственная Дума в ближайшее время сможет этот документ рассмотреть, потому что в общем развитии гидроэнергетики процент доли возобновляемых источников энергии к 2020 году сократится с 18 процентов до 13 процентов.

Это абсолютно не соответствует мировому тренду, и это аукнется нам в будущем. При всем уважении к тепловой генерации, к угольной генерации, должен заметить, что встает проблема глобального потепления. Эта проблема нас все равно настигнет, как бы мы ни закрывали глаза на мировые тренды.

И закон о возобновляемых источниках энергии может стать фактором развития возобновляемых источников, которые пока в наших условиях считаются неэффективными. Ведь та же ветроэнергетика, приливная, энергия малых ГЭС, солнечная энергетика, биогаз — все это у нас существует как исключение из правила. А мировой тренд развития энергетики — в развитии возобновляемых источников энергии.

Добрый день, уважаемые коллеги. Я хочу обратиться к теме, которая осталась в стороне от наших споров по поводу реформы энергетики, по поводу инвестиционных программ.

Суть вопроса в том, какой импульс мы даем во внешнюю среду своей инвестиционной программой, насколько внешняя среда готова принять этот импульс и поддерживать эту программу.

Буду говорить о периоде с 2007 до 2011 года. На этот период правлением РАО "ЕЭС России" принята инвестиционная программа с указанием источников инвестиций и объектов*.

В 2006 году мы практически приблизились к уровню 1990 года, а по расчетам, утвержденным Правительством по темпам роста энергопотребления, с 2008 года мы выйдем и даже несколько превысим уровень 1990 года, который являлся максимумом для советского периода.

Это ситуация в целом по стране, а по регионам она очень сильно разнится. Есть целый ряд регионов, где темпы роста энергопотребления превышают на десятки процентов средние показатели по стране.

К примеру, Дагестан — 135 процентов к уровню 1990 года, Москва — 121 процент, Тюмень — 118 процентов. Сюда, кстати, не вошел целый ряд регионов, которые мы в последнее время оставили без пристального внимания. В частности, в Чечне, Ингушетии отмечается рост под 30 процентов. Словом, эта тенденция наблюдается по всей стране.

С чем мы сталкиваемся? В 2006—2010 годах, согласно прогнозам Правительства среднегодовой прирост энергопотребления будет находиться в пределах 4—5 процентов (по нашим данным, 4,7—4,9 процента), и нам придется выйти в 2010 году с уровня 2006 года в 981 млрд. кВт. ч на 1197 млрд. кВт. ч.

Это беспрецедентный рост. Напомню, что до последнего времени мы имели темпы прироста 1,3, 1,5, 1,8 процента, а 2006 год дал нам 4,2 процента. Это абсолютно взрывная вещь, и это не случайный всплеск, а новая тенденция, вызванная в первую очередь ростом ВВП. И на этот спрос энергетика должна отреагировать коренным увеличением своей инвестиционной программы.

Главная особенность инвестиционной программы РАО "ЕЭС России" на период до 2011 года состоит в том, что на существующих мощностях практически невозможно наращивать выработку электроэнергии, резервов фактически нет.

Нам необходимо ввозить новые мощности, нужна коренная модернизация существующих, предполагающая переход на современные технологии. Со 180 млрд. рублей инвестиций в 2006 году мы должны выйти на 825 млрд. рублей в 2010 году. В целом за этот период (с учетом инвестиций в атомную энергетику) общая инвестиционная программа электроэнергетики должна составить свыше 3 трлн. рублей.

Посмотрим программу ввода мощностей (в мегаваттах) по холдингу РАО "ЕЭС России". В 2006 году мы ввели 1254 МВт, в 2010 году должны ввести 19 255 МВт. И это при том, что за последние 15 лет (с 1991 по 2005 год) объем вводов составил 23 ГВт. А за 5 предстоящих лет мы должны ввести 34 ГВт. Это рост в разы.

Теперь посмотрим, как эта инвестпрограмма должна отразиться на смежных отраслях. В 2006 году объем закупок продукции энергомашиностроительной отрасли нашими предприятиями составил почти 30 млрд. рублей. В 2010 году он должен увеличиться до 212 млрд. рублей.

* См. Приложение 6.

В электротехнической промышленности также предусмотрено увеличение в разы. В частности, увеличение закупок высоковольтного оборудования — с 8 млрд. рублей до 19,5 млрд. рублей. Среднегодовое увеличение — в 2,5 раза. Увеличение закупок материалов для объектов Федеральной сетевой компании — с 3,5 млрд. рублей (в 2006 году) до 19,4 млрд. рублей.

Развитие энергоотрасли создает в смежных отраслях такой спрос, которого российская экономика не знала в последние десятилетия. И мы, энергетики, обязаны не просто предусмотреть этот спрос, мы обязаны дать импульс производителям, в первую очередь российским, ориентированный на удовлетворение этого спроса. При этом подчеркну: все закупки будут идти на конкурсной основе, так как это единственная реальная возможность снизить цены.

Действительно, мы в первую очередь будем ориентироваться на российских производителей. Но последние подписанные соглашения о начале нового строительства энергомошностей, показывают, что у наших производителей очень сильные конкуренты, и наша родная компания "Силовые машины", руководителем которой является Борис Феликсович Вайнзихер, участвует в жесткой конкурентной борьбе и, бывает, проигрывает.

Мы проводим целый ряд маркетинговых исследований о том, какой спрос вызывает указанная программа в таких отраслях, как цементная промышленность.

Смотрите, в 2006 году мы потребили 300 тыс. тонн цемента в общем объеме. В 2007—2010 годах среднегодовое потребление цемента возрастет до 1800 тыс. тонн. В денежном выражении рост с 600 млн. рублей до 4800 млн. рублей — опять же кратное увеличение. В проектно-изыскательских работах с 2006 по 2010 год увеличение в стоимостных объемах в 2,7 раза, в финансовых объемах — больше чем в 6 раз.

Энергетика также будет являться фактором развития угольной промышленности. С 2006 по 2010 год нашим угольщикам предстоит почти на 40 процентов увеличить добычу угля. Угольщики этому рады, и они со своей задачей справятся.

Наша инвестпрограмма вызывает восторг у газовиков — и у "Газпрома", и у независимых поставщиков. Согласно тем документам, которые утверждены Правительством, по объему потребления газа со 157 млрд. куб. метров в 2006 году нам предстоит выйти на 186 млрд. куб. метров — при том, что доля газа в топливном балансе электроэнергетики снизится с 67 процентов (в 2006 году) до 56 процентов (в конце 2010 года). А вот доля угля возрастет за счет строительства новых угольных станций с 26 процентов примерно до 40 процентов.

Еще одна сфера, в которой, безусловно, будут изменения под влиянием нашей инвестиционной программы, — это наука — и фундаментальная наука, и образование. У нас заключены соглашения с Российской академией наук на разработку целевой программы развития электроэнергетики на период до 2030 года, на ведение исследований по созданию нового конкурентного оборудования для энергетических компаний, на разработку и освоение новых технологий. Эта работа ведется, и мы признательны Российской академии наук за готовность работать в этой сфере.

Еще одной сферой, которой мы предметно занимаемся, является образование — высшее, и профессионально-техническое. Мы провели встречу с представителями вузов, договорились разработать вместе программу подготовки кадров для наших электростанций. В июне наметим конкретную программу, которая будет включать в себя не только конкретные запросы энергетики на подготовку новых кадров, но и такое условие, как качественное улучшение самой подготовки. Например, сегодня у нас в стране работают от силы 3 парогазовые станции, и у нас не только студенты, но зачастую и преподаватели не знают, что такое парогазовый цикл.

Поэтому мы очень признательны Министерству образования и науки Российской Федерации за проведенный конкурс. Выиграл Московский энергетический институт. В рамках этого конкурса в МЭИ будет установлена модель парогазовой турбины, и студенты будут напрямую знакомиться с новыми технологиями в электроэнергетике.

В рамках электротехнической отрасли, энергомашиностроения свыше 230 предприятий сейчас находятся в зоне нашего внимания. С их руководителями мы ведем серьезную работу: провели встречу с руководством предприятий, производящих электротехническое оборудование для Федеральной сетевой компании, заканчиваем исследование по электротехническому оборудованию для генерирующих компаний.

У нас были серьезные опасения, что может возникнуть дефицит в этой отрасли. Мои переговоры, в частности с "Евроцементом", пока этого не подтверждают. "Евроцемент" готов увеличить выпуск цемента (их инвестпрограмма позволяет это сделать). Инвестпрограмма "Евроцемента", в частности на период до 2011 года, предполагает прирост порядка 12 млн. тонн. Но мы обязаны, в том числе с участием атомщиков, выйти на целевую программу по годам: сколько наши предприятия ежегодно будут потреблять цемента.

В прошлом году на одном из совещаний у Президента страны остро ставился вопрос об энергетике. Сдерживает ли она рост экономики или можно создать среду, в которой энергетика станет фактором развития экономики, создаст точки роста?

В результате всех решений, которые были приняты на уровне Президента Российской Федерации, Правительства Российской Федерации, после тех первых IPO, которые прошли и вызвали большой интерес у инвесторов, мы можем сказать, что созданы условия не только для развития самой энергетике, для привлечения инвестиций в нашу отрасль, но для того, чтобы энергетика — вместе со смежными отраслями дала сильный толчок к развитию других отраслей промышленности.

Эту работу мы сейчас ведем и с Правительством, и с полпредами, и с губернаторами. У нас подписано 10 соглашений с руководителями регионов, до конца года мы планируем подписать такие соглашения еще с 17 регионами. Уже начали работу с профессиональными объединениями бизнеса (РСПП, "Деловая Россия", "Опора России").

Что все это дает? Конечно, это инвестпрограмма, новые средства, новые технологии, коренное обновление отрасли. В конечном счете это налоги, новые рабочие места, развитие инфраструктуры, развитие тех отраслей промышленности, которые долгое время не развивались в силу известных причин. На Дальнем Востоке программа окажет серьезное влияние на проблемы миграции населения.

В последнее время мы слышим критические высказывания о том, что инвестпрограмма, утвержденная РАО "ЕЭС России", нереальна. Нам говорят, что даже если мы привлечем эти деньги, то на них ничего не сможем построить, потому что отечественная экономика, те сферы, которые непосредственно вовлечены в инвестиционный процесс (строительная отрасль, энергомаш, электротехмаш, производство металлоконструкций), не смогут удовлетворить тот инвестиционный спрос, который мы будем предъявлять.

В связи с этим хочу напомнить, что пять лет назад, когда активно обсуждалась реформа энергетике, тоже говорилось, что наши планы по привлечению в отрасль десятков миллиардов долларов нереальны.

Сейчас мы имеем точное представление об источниках инвестиций, темпах строительства и объектах строительства. Задачу привлечения инвестиций в энергетику мы решили.

Ключевое отличие ТГК от ОГК — это наличие выработки существенной доли второго продукта — тепловой энергии, которая производится тепловыми станциями в условиях северной страны.

По ряду ТГК отопительный сезон длится от 213 до 240 суток. Это говорит о том, что две трети года станции работают в теплофикационном режиме, то есть в когенерации. Таким образом, объем выработки электроэнергии в когенерации составляет в общем объеме около 65 процентов.

По данным РАО "ЕЭС России", себестоимость электроэнергии, выработанной в теплофикации, ниже стоимости электроэнергии, которая вырабатывается при самой эффективной конденсационной выработке.

Хочу сказать, что во многих ТГК доля выручки тепла составляет около 50 процентов. Здесь я хотел бы обратить внимание на два ключевых направления инвестирования, которые, с нашей точки зрения, необходимо вести в ТГК.

Наиболее оптимальное решение для ТГК — это строительство ПГУ, которые рассчитываются на базовую нагрузку — так называемую круглогодичную тепловую нагрузку. Речь идет о том, что объем вновь вводимой мощности рассчитан исходя излетней тепловой нагрузки — тогда ПГУ работает в режиме теплофикации круглый год.

И здесь возникает ряд мультипликативных эффектов. Это рост объемов низкой по себестоимости выработки электроэнергии. По нашим данным, по ряду станций тех проектов, которые на сегодняшний день представлены в РАО "ЕЭС России", рост выработки достаточно дешевой электроэнергии может составлять 2,5—14 раз. Это снижение топливных издержек на 25—40 процентов, достижение очень высокого процента КИУМа по вновь вводимым мощностям — до 90 процентов.

Достаточно интересное и важное направление — это объемы продаж тепловой энергии на региональных рынках. К примеру, при дополнительной выработке одной гигакалории тепла, идущей на отопление и горячее водоснабжение, при параметрах пара работы станции около 130 атмосфер мы получаем дополнительно 0,5—0,6 МВт·ч конкурентной электроэнергии. При паровой нагрузке чуть ниже 130 атмосфер мы получаем где-то 0,3—0,4 МВт·ч дополнительно выработанной электроэнергии.

Получить рост объемов продаж тепла можно через создание единого теплового контура и управлять им через долгосрочную аренду распределителей, муниципальных котельных. Такой опыт имеется в ряде регионов, и он доказывает свою эффективность: значительно снижаются издержки при создании единых тепловых контуров в регионе путем закрытия неэффективных генераторов тепла.

По ряду территорий происходит закрытие неэффективных тепловых источников — речь идет о муниципальных котельных. По нашим данным, 1 гигакалория муниципальной котельной в некоторых регионах в 1,5—2 раза дороже 1 гигакалории, которая вырабатывается на ТЭЦ ТГК.

И еще один путь — это подключение новых потребителей. О чем идет речь? Первое направление достаточно широко используется на сегодняшний день — это участие ТГК в разработке перспективных схем теплоснабжения городов: исходя из экономической эффективности и целесообразности принимается решение по месту расположения объекта, к какому теплоисточнику будет подключаться тот или иной потребитель.

И второе направление — это работа с промпотребителями. Наш опыт подсказывает, что часто промпотребитель достаточно своеобразно относит затраты на себестоимость тепла. Когда мы единообразным способом подходим к подсчету себестои-

мости гигакалории, когда мы раскрываем всю экономику, то оказывается, что наше тепло для промышленного потребителя более конкурентоспособно и эффективно.

Следующее направление, на которое надо обратить серьезное внимание, — это инвестиции в диверсификацию топливного баланса в условиях растущего дефицита газа, который является ключевым видом топлива на сегодняшний день и в выработке составляет, по первой ценовой зоне, порядка 80—90 процентов.

Необходимо повышать долю твердых видов топлива в структуре топливного баланса и качественном повышении КПД в сжигании твердых видов топлива.

Ключевые направления инвестиций:

— восстановление инфраструктуры, поскольку огромное количество станций, которые строились изначально как угольные или торфяные, на сегодняшний день переведены на газ, но у многих станций инфраструктура сохранена, и достаточно небольшие капвложения позволяют быстро перейти на сжигание твердых видов топлива;

— модернизация котлов: от топок ЦКС (достаточно дорогостоящие проекты) до низкотемпературных вихревых (НТВ) технологий сжигания топлива. Известны решения по внедрению НТВ-технологий, это дает увеличение КПД сжигания угля на 10—12 процентов и торфа — на 7—8 процентов.

Сроки окупаемости подобного типа проектов при прочих благоприятных условиях достаточно короткие, в пределах шести лет. Причем прогнозируемая точка превышения доли экономически эффективного использования твердых видов топлива по отношению к газу — это примерно 2010—2011 годы.

Мы считаем, что у ТГК интересные перспективы, и среднесрочные, и долгосрочные, поскольку станция ТГК находится в центре тепловых и электрических нагрузок. Поэтому инвестиции в ТГК эффективны, и за ними — будущее.

Куула Тапио,

старший вице-президент энергетической фирмы "Фортум"

Добрый день, дамы и господа, уважаемые коллеги! "Фортум" является ведущей электроэнергетической компанией стран Северной Европы (Финляндия и страны Скандинавии). В России "Фортум" стал первым иностранным стратегическим инвестором в электроэнергетику.

Рынок стран Северной Европы был либерализован в 1990-х годах, и на сегодняшний день оптовый рынок электроэнергии хорошо функционирует, хотя всегда есть возможности для дальнейшего развития.

Многие представители государственных органов признают, что либерализация электроэнергетики в Северной Европе была выгодной для национальных экономик и сделала отрасль более эффективной.

Реформа российской электроэнергетики была вызвана возрастающей потребностью в инвестициях. Рыночная экономика рассматривалась как наилучший механизм для привлечения инвестиций в генерирующие мощности. Общая модель реформы российской электроэнергетики очень похожа на ту, которая уже более 10 лет успешно используется на рынке стран Северной Европы. На нас произвел сильное впечатление прогресс в развитии реформы российской электроэнергетики.

Хотел бы остановиться на нескольких моментах, которые мы, основываясь на опыте Северной Европы, считаем очень важными для дальнейшей либерализации рынка.

На либерализованном рынке цена на электроэнергию колеблется вслед за изменениями баланса спроса и предложения, как в краткосрочной, так и долгосрочной перспективе. При повышении спроса и недостаточном предложении цены увеличиваются, поскольку необходимо задействовать более дорогие формы производства электроэнергии.

Следовательно, очень важно не искажать эти ценовые сигналы любым видом регулирования, таким как ограничители максимальной цены или сильное вмешательство системного оператора.

Возможные ценовые манипуляции, которые возникают в тех регионах, где ограничена конкуренция из-за сетевых ограничений, необходимо контролировать при помощи мониторинга рынка и наказывать виновных штрафами, которые должны накладывать антимонопольные органы.

Для минимизации общей потребности в мощностях (и, следовательно, общих затрат для общества) рыночные правила должны стимулировать использование маневренных мощностей, таких как гидроэнергетика, во время ситуации пикового спроса.

Этого можно достичь свободным планированием и ценообразованием на электроэнергию, получаемую с гидростанций, что должно делаться, конечно же, в рамках природоохранных лимитов. На либерализованных рынках также должна более активно использоваться сторона спроса, то есть когда цены поднимаются, спрос на потребление должен уменьшиться.

На либерализованном рынке электроэнергии долгосрочные ценовые сигналы указывают на необходимость в инвестициях. Это может быть цена на мощность или же одна цена, покрывающая все затраты, как на рынке Северной Европы. Когда долгосрочные цены находятся на уровне, требуемом для нового строительства генерации, начинается инвестирование.

В странах Северной Европы общая цена должна превышать 40 евро за 1 МВт · ч, чтобы новые инвестиции были экономически оправданными.

В дополнение к среднегодовой цене очень важно наблюдать за колебаниями цены в течение года и даже в течение суток, поскольку эти колебания демонстрируют потребность в инвестициях в генерирующие мощности, задействованные во время пиковых нагрузок. На легализованном рынке электроэнергии вмешательство государства должно ограничиваться и фокусироваться на создании экономических стимулов для инвестиций в те формы производства электроэнергии, которые государство считает предпочтительными. Сделать это можно при помощи льгот по налогообложению, субсидий и так далее.

В Северной Европе финансовые производные инструменты на электроэнергию предоставляют долгосрочные ценовые сигналы. Объемы торгов такими производными финансовыми инструментами в пять раз превышают объем физического потребления электроэнергии в Северной Европе. Большие объемы торгов добавляют достоверности ценам, которые являются основными сигналами к новым инвестициям. В то же время эти финансовые инструменты позволяют крупным потребителям электроэнергии хеджировать свои ценовые риски.

В России рынок мощности призван снизить риски производящих компаний, действующих на легализованном рынке. Постоянная биржевая торговля сертификатами мощности может, конечно же, предоставить постоянные и достоверные ценовые сигналы к новым инвестициям в генерацию на последующие годы.

Также запуск рынка финансовых производных на электроэнергию позволит обеспечить механизмы для хеджирования рисков на цены на электроэнергию для игроков рынка. Поскольку производитель электроэнергии оперирует маржой между ценами на электроэнергию и на топливо, очень важно, чтобы у них была возмож-

ность обеспечить стабильность цены на топливо заранее, чтобы снизить риск, связанный с изменением этой цены.

Однако не все решается инвестициями в генерирующие мощности. Требуются также инвестиции в магистральные сети для обеспечения конкуренции между различными географическими зонами. Большие зоны без серьезных сетевых ограничений и диверсифицированной структуры собственности на генерирующие мощности помогут усилить конкуренцию между производителями и обеспечат наименьшую возможную цену.

По мере прихода инвестиций в магистральные сети и устранения сетевых ограничений более крупные ценовые зоны будут созданы вместо узловых цен. Это поможет уменьшить возможности для потенциального манипулирования ценами и, как мы считаем, улучшит конкуренцию. Новая модель реформы РАО "ЕЭС России" (когда Федеральная сетевая компания получает средства от продажи государственных долей РАО "ЕЭС России") является прекрасным способом обеспечения финансирования потребности в инвестициях в магистральные сети.

Мы считаем, что от реформы в итоге должен выигрывать потребитель, который получит гарантию поставок и конкурентоспособные цены на электроэнергию. Таким образом, необходима дальнейшая либерализация розничного рынка, с тем чтобы у каждого конечного потребителя была возможность свободного выбора поставщика.

В завершение своей презентации я хотел бы еще раз повторить: мы считаем, что реформа российской электроэнергетики продвигается замечательно. Создана прекрасная платформа для продолжения процесса либерализации. Мы считаем, что для дальнейшего развития отрасли очень важно, чтобы те решения, которые принимаются сегодня, позволили бы двигаться по пути дальнейшей либерализации.

Е.В. Яркин,

заместитель руководителя Федеральной службы по тарифам

Добрый день, уважаемые участники "круглого стола". Я не хочу ограничиваться только вопросами электроэнергетики, потому что понятие энергетики гораздо шире. И если в отношении электроэнергетики уже в принципе понятно, что будет в перспективе, то в отношении так называемой малой энергетики, прежде всего теплоэнергетики, мы пока еще не можем серьезно говорить о перспективах даже на ближайшие 5 лет. В докладе я затрону и вопросы коммунального хозяйства. Это сегодня наиболее болезненная, проблемная сфера регулирования, и не только регулирования. Вы все являетесь потребителями услуг коммунального хозяйства, поэтому на себе ощущаете и темпы роста коммунальных платежей, и необходимость заниматься проблемами так называемой малой энергетики.

Прежде всего замечу, что в ближайшие годы должна серьезно поменяться вся энергетическая ситуация и, может быть, даже энергетическая стратегия развития. В конце прошлого года было принято принципиально важное решение о том, что мы уходим от дешевых энергетических ресурсов. Темпы роста цен на газ существенным образом меняются. В последующие годы это будет все сильнее сказываться на развитии энергетического хозяйства. Если на 2008 год мы закладываем рост 25 процентов, то на 2009 и последующие годы, когда мы будем выходить на уровень равной эффективности поставок газа как внутри страны, так и на экспорт, — это 27—28 процентов. Это существенные изменения.

Правильно это или неправильно? Думаю, Правительство приняло системное и абсолютно правильное решение. Без существенного изменения политики цен на газ мы не изменим отношение к инновационному процессу. Бессмысленно говорить об инвестициях, если у вас дешевые энергетические ресурсы. По сути, мы переходим из одной стадии развития (с дешевыми энергоресурсами и низкой заработной платой — так называемый колониальный тип развития экономики страны) к другому, принципиально новому этапу развития экономики страны. Это означает, что инновационные процессы должны будут подстраиваться под новую ситуацию — с дорогими энергоресурсами, со сберегающими энерготехнологиями и всеми прочими атрибутами тех решений, которые приняты в конце прошлого года.

Что это дает газовой отрасли? Прежде всего возможность инвестирования в разработку новых месторождений. Очевидно, что если мы уходим в северные районы Тюменской области, то газ, добытый там, будет гораздо дороже газа, добываемого на старых месторождениях. Стоимость добычи газа от сегодняшних 10 долларов дойдет до 20—25 долларов. А еще надо подтянуть магистральные газопроводы, чтобы передать этот газ в Европу.

Важным моментом становятся долгосрочные договоры на поставку газа, прежде всего для энергетики. Из 280 млрд. кубометров газа, потребляемых внутри России, 150—160 млрд. кубометров идут в электроэнергетику. Поэтому существенным моментом будет улучшение условий энергосбережения, прежде всего газосбережения.

Что это означает в плане изменения энергетической ситуации? Во-первых, это удорожание производства электро- и теплоэнергии в комбинированном режиме производства.

Во-вторых, удорожание услуг коммунального комплекса. Организации коммунального комплекса должны быть готовы к изменениям. К сожалению, моя практика общения с регионами показывает, что на местах люди пока не готовы к тому, что меняется вся система взаимоотношений поставщиков и потребителей, не готовы осознать, что энергоресурсы будут дорогими. Пытаются развиваться дальше по старым моделям, забыв о том, что в регионах есть местные виды топлива. У нас был ряд электростанций, были котельные, которые работали на торфе, на сланце и на других видах топлива. Теперь все больше будут вовлекаться в баланс местные виды топлива, без этого просто не пойдет развитие энергетики. Обратите внимание, сейчас возникают проблемы с поставками газа, и не потому, что газа нет, а потому, что мы не можем сегодня развивать энергетику на газе при этих ценах.

И в-третьих, это изменение топливно-энергетического баланса. Какие проблемы сегодня у Федеральной службы по тарифам? Должен сказать, что мы вообще утратили видение перспективы развития энергопотребления. Прежде чем формировать систему тарифов на перспективу, мы должны рассмотреть какие-то балансовые решения. Что происходит в регионе? Как действует Федеральная служба по тарифам? Мы собираем представителей системного оператора, агентства прогнозирования балансов, регионов, энергетиков и Федеральной службы по тарифам. У системного оператора свое видение, у агентства по прогнозированию балансов свое видение, в регионах совершенно другое видение. Нет перспективы. Кто может сказать, какие новые объекты будут строиться в регионе, каково будет их энергопотребление. Никто не может сказать. Нет внятной политики на местах. Без внятной политики по прогнозированию балансов энергопотребления в регионах мы не можем говорить о перспективах развития. Я пока слышу одно: дефицит, дефицит, дефицит. Я знаю, что есть дефицит в Тюменской области, на Северном Урале. Но на Дальнем Востоке электростанции загружены на 40 процентов. И при этом мы собираемся строить Южно-Уральский гидроузел, Среднекамскую ГЭС.

Если имеющиеся мощности мы не используем, откуда могут быть дешевые тарифы? Вообще говоря, мы не знаем, как будет развиваться энергопотребление в регио-

нах. Просто смотрим статистику за предыдущие годы. "Было 1,5 процента, набрасываем еще 0,5 процента на следующий год". Но это не механизмы планирования, это не механизмы принятия решений, прежде всего тарифных решений. Поэтому одна из основных проблем — это согласованность представляемых балансов для утверждения тарифов.

Я буду говорить только о проблемах, которые существуют в большой электроэнергетике на перспективу. С генерацией все более-менее понятно, мы вывели всю генерацию на оптовый рынок, и сегодня Федеральная служба по тарифам утверждает тарифы региональной генерации. Что нам это дало? Это дало оптимизацию режимов работы в целом по ЕЭС. Что раньше происходило, когда регулированием генерации занимались субъекты Российской Федерации. Разгружали все крупные электростанции, которые выведены были на оптовый рынок. Но если у нас блок 1200 МВт на Костромской ГРЭС работал один месяц в году, откуда возьмется эффективность у таких электростанций? Сегодня мы сумели впервые за последние два года оптимизировать плановый режим работы электростанций.

Следующая задача (в связи с выходом постановлений Правительства № 529 и № 530) — это сетевые проблемы взаиморасчетов между сетевыми организациями. Вы знаете, что принято решение о переходе к котловому методу распределения. Почему мы это делаем? Потому, что если мы для каждой сети будем устанавливать индивидуальные тарифы, то тарифы конечных потребителей будут разными. Мы никогда не объясним ни губернатору, ни населению, почему в одном и том же регионе разные тарифы для конечных потребителей, прежде всего для объектов промышленности. Поэтому было принято абсолютно правильное, на мой взгляд, решение о том, что тарифы для конечных потребителей будут едиными. Для этого потребовалось сделать единый тариф на передачу электроэнергии для всех компаний. Это означает, что нижестоящие сетевые компании будут расплачиваться с вышестоящими по индивидуальным тарифам.

Сейчас мы организовали два конкурса по рассмотрению таких методов. Уже есть опыт применения котлового метода в ряде регионов. Это Ростовская и Свердловская области. Мы попросим экспертов оценить те решения, которые были приняты в прошлом году. Если есть недостатки, попытаемся их устранить. Но возникает ряд проблем.

В регионах есть достаточно большое количество сетевых организаций. Важно понять юридическую подоплеку: кто кому какую услугу оказывает. Если они не связаны между собой в сети, то, боюсь, юридически это будет нечисто. Если есть у нас одна сбытовая организация, то нет препятствий для применения котлового метода. А если несколько сбытовых организаций? Вот здесь проблема, и пока не ясно, как она будет решаться. Либо все компании (если есть сильный административный ресурс) принимают решение: вот эта компания будет у нас головной сетевой компанией, и она будет с нами рассчитываться. А если нет такого ресурса? Как мы будем строить свои взаимоотношения? Очень сложная проблема. Мы в этом году будем ее рассматривать.

Следующий важный момент, касающийся постановления Правительства № 530, — это формирование реестра гарантирующих поставщиков. Мы начали эту работу, с начала года уже ведется реестр, который включает 123 гарантирующих поставщика. Но порядок предоставления статуса гарантирующего поставщика должно подготовить Минпромэнерго. Надеюсь, в ближайшее время мы будем иметь такой документ.

Теперь о коммунальном секторе, о тарифных решениях в коммунальном секторе. Почему я останавливаюсь на этом? Потому, что Федеральная служба по тарифам устанавливает тарифы не только для энергетики, но и для сферы коммунальных услуг. И тарифы на коммунальные услуги в значительной мере зависят от тех тариф-

ных решений, которые принимаются в электроэнергетическом и теплоэнергетическом комплексах. Поэтому мы условно разбили нашу деятельность на два вида — большая электроэнергетика и коммунальная энергетика, услуги коммунальных организаций. Они взаимосвязаны. Регулируя тарифы, следует учитывать предельный уровень тарифов на услуги по энергоснабжению, водоснабжению и теплоснабжению, размещению твердых бытовых отходов и предельный уровень платежа — 18 процентов.

Мы исходим из 7 процентов прироста тарифов на основе индекса дефлятора, но рассматриваем и более высокие цифры — до 17 процентов (это предельный уровень). Выше мы не поднимемся. Самое важное — это инвестиционная составляющая в тарифе. Мы заложили 10 процентов. Это, по сути, все инвестиции. К сожалению, регионы сегодня не подготовлены к инвестиционному процессу, нет инвестиционных программ. Мы не можем включить в уровень тарифов те затраты, которые не будут подтверждены документально, прежде всего инвестиционными программами.

Меня сегодня больше всего волнует коммунальная энергетика. Мы в ближайшее время организуем конкурс по трем пилотным регионам, это Новгородская, Вологодская и Кировская области. Мы должны рассмотреть, что делается с теплоснабжением в регионах: на чем работают; перечень котельных; каковы удельные расходы; виды топлива; какие инвестиционные решения надо принять, чтобы сдержать рост коммунальных тарифов.

Если мы говорим об инвестиционном процессе, то надо понимать, что это обоснованные инвестиции, которые должны прийти в энергетику и быть эффективными, иначе мы заморозим все наши капитальные вложения, которые должны работать прежде всего на энергетику.

А.Н. Голомолзин,

заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы

Тема нашего "круглого стола" звучит достаточно амбициозно: "ГОЭЛРО-2 — локомотив роста отечественной экономики". Сегодня рассказывали о планах развития электроэнергетики, размещения электроэнергетических объектов. В чем принципиальное отличие старого плана ГОЭЛРО от нового? По всей видимости, в том, что меняются механизмы реализации. Речь идет о необходимости формирования и развития рыночных механизмов, о создании инфраструктуры соответствующего рынка.

Каким образом эта задача решается? В 2003 году был принят пакет законов о реформировании электроэнергетики. Основные направления реформирования электроэнергетики, основные механизмы и принципы формирования конкурентного рынка электроэнергии зафиксированы в Федеральном законе "Об электроэнергетике" и в ряде других законодательных актов.

В частности, в Федеральном законе "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период" предусмотрены меры разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности, намечены этапы их осуществления, сроки завершения. В Федеральном законе "Об электроэнергетике" установлены специальные нормы антимонопольного законодательства. В частности, статья 25 закона говорит об особенностях применения антимонопольного законодательства в электроэнергетике, а статья 26 — о регулировании порядка доступа к электрическим сетям.

Разумеется, конкретизация норм антимонопольного законодательства в отраслевых законодательных актах преследует цель учета специфики товарного рынка —

нет каких-либо ограничений по применению общих норм антимонопольного законодательства на различных отраслевых товарных рынках. В этом смысле базу для применения антимонопольного законодательства составляет Федеральный закон "О защите конкуренции", принятый 26 июля 2006 года. Он существенно изменил правовое поле в этой сфере. Так, дополнены и уточнены традиционные нормы, связанные с контролем за монополистической деятельностью, экономической концентрацией, с контролем за деятельностью органов власти. Также введен ряд новых статей, разделов, касающихся контроля за предоставлением государственной помощи, за использованием ограниченных природных ресурсов, контроля за проведением торгов. Эти нормы записаны в указанном законе.

Кроме того, впервые в практике деятельности федеральных органов исполнительной власти в законе оговорены все процессуальные аспекты нашей работы и аспекты наших взаимоотношений с "частниками" рынка. Речь идет и о порядке контроля за крупными сделками, и о правилах рассмотрения уголовных дел о нарушении антимонопольного законодательства. Для электроэнергетики тема о нарушении антимонопольного законодательства не праздная.

По итогам прошлого года антимонопольными органами было выявлено и пресечено 765 нарушений. Это примерно 53 процента от общего количества злоупотреблений, доминирующих на товарных рынках. В этом смысле электроэнергетики и организации, которые занимаются теплоснабжением, занимают первое место и лидируют среди других нарушителей антимонопольного законодательства на товарных рынках. Поэтому те вопросы реформирования отрасли, которые в настоящее время обсуждаются, как раз и призваны изменить ситуацию, дать потребителю возможность выбора. Сейчас он жестко привязан к поставщикам, и сфера его деятельности ограничена теми сетями, к которым присоединен потребитель.

В ходе проводимых реформ в стране уже выявились достаточно развитые конкурентные ценовые сегменты. В частности, ценовая зона № 1 — это европейская часть России и Урал, ценовая зона № 2 — Сибирь. Учитывая то, что сегодня обсуждались различные планы по развитию сетевого хозяйства, по развитию генерации в Дальневосточном регионе, мы полагаем, что есть возможности для того, чтобы и эта ценовая зона (возможно, ценовая зона № 3) в результате реализации этих инвестиционных планов и программ могла перейти на рыночные принципы ценообразования, и в этом смысле должно быть завершено формирование единого рыночного электроэнергетического пространства в России.

С формированием рыночного пространства меняются и механизмы привлечения средств в энергетическую сферу. Деньги идут туда, где развиты конкурентные отношения, где сформирована инфраструктура рынка. Под инфраструктурой рынка понимаются правила игры, формирование организованных товарных рынков, формирование соответствующих новых институтов рынка, выстраивание системы договорных отношений, выстраивание системы мер и механизмов государственного воздействия на ситуацию в энергетике, в том числе мер налоговых, таможенных, тарифных, антимонопольных.

Как изменилась ситуация за время процесса реформирования? От регулируемого рынка перешли к поэтапному внедрению механизмов дерегулирования. Но чтобы перейти к рынку дерегулируемому, чтобы были задействованы в полной мере механизмы саморегулирования, необходим промежуточный этап — сорегулирование.

Энергетика — это очень сложная инфраструктурная сфера деятельности, от нее зависят перспективы развития экономики, жизнедеятельность населения, поэтому важно, чтобы процесс ее реформирования шел поэтапно, постепенно и вписывался в реалии жизни. В этом смысле НП "АТС", которое сейчас существует как площадка, где формируются рыночные отношения, является как раз инструментом сорегулирования.

Если посмотреть на наш президиум, то там есть члены Наблюдательного совета НП "АТС" от исполнительной власти, члены Наблюдательного совета от законодательной власти (в частности, Юрий Александрович Липатов — представитель Государственной Думы). Кроме того, Наблюдательный совет НП "АТС" работает по принципу консенсуса и обязательного учета интересов всех участников рынка — как производителей, так и потребителей.

Причем решения принимаются исключительно в режиме консенсуса, и за это время уже наработан огромный пакет документов. С одной стороны, это проекты законов и постановлений Правительства, с другой стороны — правила и регламенты, которые являются приложением к договору о присоединении к торговой системе, и это уже наработано в режиме саморегулирования, в режиме сорегулирования, с участием органов власти и всех участников рынка.

С 2003 по 2006 год была возможность отработать механизмы конкурентного рынка. В это время действовал так называемый сектор свободной торговли, когда в режиме по модели "5-15" была возможность продавать и покупать электроэнергию. При этом у участников рынка была возможность выбрать, где им покупать — в свободном или в регулируемом сегменте. В этом смысле участники были защищены, "захеджированы" от ценовых рисков.

За это время в среднем ежегодная экономия, которую получали участники рынка за счет возможностей сектора свободной торговли, составляла порядка 1 млрд. рублей. В этом смысле в течение трех лет была возможность и учиться работать на конкурентном рынке, и еще на этом сэкономить.

С 1 сентября 2006 года заработала новая модель рынка: появился сегмент, где в обязательном порядке должны торговать участники рынка. Намечена программа по дальнейшему расширению этого сегмента рынка. Таким образом, ситуация кардинально меняется: в полной мере начинают работать рыночные механизмы, цены уже формируются и в течение суток, и с учетом недельной неравномерности, и с учетом месячной неравномерности. В течение года цены меняются уже в зависимости от спроса и предложения, а не от ценообразования по системе "затраты плюс".

Каковы наиболее важные аспекты формирования рыночных отношений в электроэнергетике? В первую очередь надо говорить о том, что сформировалась конкурентная структура генерирующих активов в электроэнергетике — "ОГК-6", "ТГК-14", "ГидроОГК", "Росэнергоатом". В целом эта структура генерирующих мощностей компаний позволяет обеспечить условия формирования действительно рыночного ценообразования. Задача состоит в том, чтобы на этапе, когда начинается продажа и приобретение энергетических активов, обеспечить контроль за экономической концентрацией, чтобы не нарушались условия рыночного ценообразования, не формировались горизонтальные концентрированные компании, когда один собственник владеет несколькими энергетическими компаниями, чтобы не формировались опасные (с точки зрения конкуренции) вертикальные интегрированные цепочки, в том числе с участием топливных компаний. Сейчас все эти вопросы находятся в стадии обсуждения.

Идут процессы разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности. Правительством принят порядок в том числе принудительного разделения тех хозяйствующих субъектов, которые по закону обязаны разделиться, но не сделали этого в установленный срок. Закон сделал исключения лишь для фиксированного числа случаев — например, когда речь идет о работе энерготехнологических комплексов, разрешено их не разделять. Если компании не подпадают под исключения и при этом решения о разделении не исполняют, то антимонопольные органы обращаются в суд по принудительному разделению хозяйствующих субъектов. Тут в действие вступают уже процедуры, установленные Гражданским кодексом, по решению суда вводится внешнее управление на таких

предприятиях, которое и осуществляет процедуры принудительного разделения, тем самым частично поражая в правах участников рынка, которые самостоятельно не урегулировали эти вопросы.

Существенно повлияет на ситуацию формирование системы договорных отношений. Речь идет не только об электроэнергетике, но и о взаимоотношениях электроэнергетиков с топливными компаниями. Например, при осуществлении сделки по приобретению энергетических активов компании "СУЭК" (как компании, занимающей доминирующее положение в сфере поставок энергетических углей для предприятий электроэнергетики) выдавались предписания, поведенческие требования, которые регламентировали в том числе и вопросы формирования договорных отношений. В течение определенного времени мы вместе с участником рынка "СУЭК" выработали систему договорных отношений, которая применяется уже в течение двух лет. Эта система позволила избежать многих конфликтных ситуаций, которые раньше имели место между энергетиками и угольщиками.

Сейчас обсуждается вопрос формирования договорных отношений между поставщиками газа и предприятиями электроэнергетики. Речь идет о долгосрочных договорах, основанных на принципе "бери или плати". При этом оговариваются вопросы поэтапной либерализации в рамках этих договоров. Такие же процессы происходят и в электроэнергетике — от системы одногодичных договоров переходят к системе долгосрочных договоров.

Сейчас по решению Правительства проводится эксперимент с участием ряда хозяйствующих субъектов, где отрабатывается механизм формирования долгосрочных договорных отношений. Кроме того, к 2010—2011 годам предполагается поэтапно либерализовать электроэнергетику. В этом смысле в электроэнергетике и газовой энергетике договорные отношения синхронизируются.

Еще одна тема — это закупки для нужд предприятий электроэнергетики. Федеральный закон "О защите конкуренции" ввел специальную статью, которая обеспечивает контроль за соблюдением требований антимонопольного законодательства при проведении торгов. Эта статья касается как органов власти, так и хозяйствующих субъектов. В настоящее время обсуждается вопрос о том, чтобы распространить на субъекты естественной монополии порядок проведения закупок, который предусмотрен для государственных закупок. Готовятся поправки в закон о естественных монополиях, а также в закон о госзакупках.

Биржевая торговля, контроль и недопущение манипулирования ценами на новых формирующихся рынках электроэнергии — эти вопросы также взаимосвязаны. Сейчас мы подготовили проект документа, который в ближайшее время будет обсуждаться на экспертном совете Федеральной антимонопольной службы. Он предполагает применение санкций за манипулирование ценами к администратору торговой системы. Когда антимонопольными органами будет доказан факт манипулирования ценами, в соответствии с правилами антимонопольного рынка к такому нарушителю будут применены санкции, в том числе связанные с неоплатой мощностей.

К вопросу о том, как Федеральная антимонопольная служба ведет работу в области методики определения рыночной силы и влияния на цену.

Действительно, в рамках Федерального закона "Об электроэнергетике" есть ограничения на занятие доминирующего положения в рамках ценовых зон. В то же время в рамках закона есть еще понятие "исключительное положение", то есть это такое положение на рынке, которое может быть достигнуто без владения долей более 35 процентов. Это обусловлено спецификой электроэнергии как товара, который производится и потребляется одномоментно и может передаваться на большие расстояния. Там, где формируются зоны перетока, отдельные компании могут замыкать баланс и достаточно произвольно влиять на ситуацию с ценообразованием. Поэтому мы как раз разрабатываем порядок контроля за ценами, обсуждаем также и

вопросы введения специальных порогов экономической концентрации, которые должны быть привязаны к технологическим особенностям электроэнергетики.

Есть разные варианты, каким образом будут сформированы эти пороги. Предлагается, например, обсуждать их привязку к размеру технологического резерва как одной из пороговых величин. И если соответствующая компания превышает установленный порог, то создается угроза для конкуренции. Сейчас в законодательном плане это не урегулировано. У нас есть предложения законодательно закрепить сформированную структуру генерирующих компаний. Есть предложение и по законодательному закреплению этих порогов, чтобы у участников рынка изначально не возникало необоснованных надежд, что могут сформироваться какие-то конгломераты, которые в дальнейшем негативно повлияют на конкуренцию

Еще один аспект нашей деятельности касается энергосбытовых компаний. Это тот сегмент, где формируются рыночные отношения, где энергетики напрямую встречаются со своими потребителями и где существует большое количество проблем, связанных с вопросами учета энергии, выставления счетов, отбора гарантирующих поставщиков, а также с вопросами о том, каким образом будет передаваться база данных от одного гарантирующего поставщика к другому по итогам проведения конкурсов, каким образом транслировать цены оптового рынка в розничный, и целым рядом других вопросов.

19—20 апреля 2007 года состоится Первая общероссийская конференция энергосбытовых компаний. В ней примут участие более 150 энергосбытовых компаний, и там мы будем эти вопросы обсуждать.

И последнее, о чем хотелось бы сказать, — это географические рамки плана ГОЭЛРО. Его рамки были шире, чем границы России, поскольку план ГОЭЛРО зародился еще в дореволюционной России, а был разработан и реализован уже в СССР. И на данном этапе мы придаем большое значение формированию интеграционных процессов на пространстве СНГ, в том числе формированию единого энергетического пространства. Сейчас ведется работа по подготовке соглашений в рамках Единого экономического пространства. В соглашениях формулируются принципы правоприменения в определенных сферах, а также правила, которые будут работать как нормы прямого действия на пространстве соответствующего интеграционного образования.

Разработаны проекты соглашений по конкуренции, по естественным монополиям, есть отраслевые соглашения, в том числе соглашения по электроэнергетике, по газу, по транспортировке нефти железнодорожным транспортом. Обсуждаются вопросы создания соответствующих органов по разрешению споров, поскольку в решении вопросов организации и управления рынком должны принимать участие и наши коллеги из стран СНГ. Планы по формированию инфраструктуры рынка у нас обширные, и мы рассчитываем, что они будут реализованы. Спасибо.

Ю.А. Перельгин,
*директор Департамента
регионального социально-экономического развития
и территориального планирования
Министерства регионального развития Российской Федерации*

Мир вступил в глобальный тренд потребления мировых энергетических ресурсов, и в этом смысле Россия получила геостратегическое преимущество. Соответственно, базовый сектор экономики демонстрирует колоссальный рост — как объе-

мов, так и капитализации. С нашей точки зрения, именно этот рост дал возможность говорить об инвестпрограмме РАО "ЕЭС России" и вообще об инвестпрограмме любой мощной структуры.

Рост внутреннего рынка ведет к росту крупных городов, таких как Москва, Петербург. А рост крупных городов приводит к образованию нового экономического ресурса. Инновационная экономика, о которой мы довольно много говорим, зарождается в городах, где капитализируются человеческие ресурсы, где появляются возможности формировать новые рынки. И, не в обиду энергетикам будет сказано, электроэнергетика является не локомотивом экономического развития, а его условием. Замечу, что в ГОЭЛРО-1 только 10 процентов занимала электроэнергетика как таковая, а основное место занимали проекты индустриализации советского государства.

Что мы видим по динамике развития городов или крупных агломераций? Процессы развития агломераций делятся на достаточно фиксированные фазы, характеризующиеся качественными сдвигами в структуре экономики, структуре ВРП, структуре занятости. Это накладывает отпечаток на все остальное. Появляются новые инфраструктуры развития.

На примере Москвы проследим эти фазы развития. Итак, первая фаза. Помните, в 1980—1990-е годы центроостремительная сила и притяжение Москвы были колоссальными. Москва не потеряла население, а увеличила его на 1 миллион человек в отличие от многих других наших городов. Именно в Москве сформировались новые рынки занятости, именно Москва стала центральным местом формирования новых рынков.

Вторая фаза. В Москве ряд функций потребления, развлечения, многие торговые функции выносятся за пределы центральной части города и даже на периферию. Соответственно, Москва быстрыми темпами близится к той структуре ВРП, к той структуре занятости, к тому качеству развития, которые демонстрируют экономически развитые города мира.

И третья — зрелая — фаза указывает на то, что именно в городах образуется другая структура потребления, в том числе и энергетических ресурсов. Структура ВРП города Москвы практически уже соответствует той структуре ВРП, которую демонстрируют развитые города мира. Сектор домохозяйства и деловой сектор будут расти в геометрической прогрессии, а развитие промышленного сектора потребления будет замедляться. В этом отношении ряд наших городов уже переходит на эту структуру потребления. Именно они станут новыми точками, которые будут формировать потребление в электроэнергетике.

О динамике структуры ВРП. Численность жителей Москвы и Нью-Йорка сопоставима — в отличие от Токио, где проживает 25 миллионов человек. Именно эти центры начнут формировать другие рынки потребления, они уже начали их формировать. И по Москве это видно, Москва года на два-три опережает Санкт-Петербург, Ростов, Екатеринбург и другие города.

Наиболее крупные проекты, связанные с новой индустриализацией, будут реализовываться в восточной части страны, например, в Южной Якутии, Эвенкии, а наименее крупные проекты, но основанные на новом типе энергетики — в Европейской части России.

74 процента населения живет в городах, структура потребления там будет меняться. Уровень потребления тепловой энергии зависит от уровня урбанизации той или иной территории. Корреляция абсолютно точная. Господа энергетики, обратите на это внимание.

Добрый день, уважаемые участники "круглого стола". В Энергетической стратегии России прирост годового потребления электроэнергии в 2005 году планировался не более 50 млрд. кВт · ч. Фактически он составил 73 млрд. кВт · ч. В последнее время мы видели много прогнозов и соответствующих планов по размещению генерирующих мощностей, и все они существенно отличаются друг от друга. Это ставит вопрос о правильности прогнозов и планирования в электроэнергетике. Этому я посвящаю свое выступление*.

Эффективное планирование в энергетике зависит прежде всего от прогнозирования роста потребления электрической энергии на основе демографических и экономических прогнозов. На сегодняшний день практически не используются инструменты, уже опробованные во многих энергокомпаниях мира, — эконометрическая регрессия и другие методы экономического и математического моделирования.

В последнее время, правда, РАО "ЕЭС России" и Правительством Российской Федерации были сделаны шаги по созданию системы прогнозирования. Но на сегодняшний день эта система полностью не создана, а в зачаточном состоянии выдает упомянутые прогнозы. Создание такой системы — это обязанность не только энергетиков, но и региональных и федеральных структур, занимающихся экономическим развитием, экономическим планированием. На точных прогнозах основывается планирование развития промышленного производства, транспорта, потребления электрической и других видов энергии. Рынок самостоятельно не способен своевременно обеспечить удовлетворение потребности в электроэнергии. Спрос крайне не эластичен, да и предложения в условиях дефицита также не эластичны. Поэтому рост инвестиций, тем более с высоким порогом входа в отрасль, даже при наличии дефицита и роста цен проблематичен.

Это подтверждено уже опытом проведения реформ в других странах. В частности, в Соединенных Штатах Америки на северо-востоке страны после проведения реформы по дерегулированию рынка электроэнергии возник деловой бум: осуществлялись огромные инвестиции, строились электростанции. Но в течение года-двух многие энергокомпании или электростанции проекта обанкротились, создалась серьезная угроза неинвестирования и неразвития мощностей. Во многих штатах, в частности в штате Нью-Йорк, были приняты программы, которые создавали стимулы для инвестиций в электроэнергетику. То есть самостоятельно рынок работать может, но следует установить четко продуманные правила, как он должен работать. И без серьезного механизма стимулирования как со стороны государства, так и со стороны рынка он сам по себе всех задач не решит.

Исходя из ряда прогнозов часто даются два варианта — базовый и оптимистический. К 2015 году энергопотребление, по данным Минпромэнерго, планируется в пределах 1 трлн. 300 млрд. кВт · ч (оптимистический вариант) или же 1 трлн. 100 млрд. кВт · ч (базовый вариант). Разброс достаточно большой. Если перевести разницу в мощность, это 14 ГВт мощностей с учетом коэффициента использования 0,8. Это, соответственно, 14 млрд. долларов капиталовложений. Два месяца назад на стол Президента было положено письмо, где прогноз потребления к 2015 году состоял из двух цифр: 1,4 триллиона и 1,6 триллиона. Поэтому качество прогнозирования может серьезно отразиться на капиталовложениях в электроэнергетику.

* См. Приложение 7.

Основные факторы, которые определяют энергопотребление в России, это проводимая экономическая политика по удвоению ВВП. Она также не скоординирована с теми прогнозами, которые давались в последнее время. В апреле на форуме "ТЭК России в XXI веке" прозвучала такая мысль, что планируется, наоборот, снижение энергоемкости ВВП и, соответственно, электропотребления в промышленности. Это правильный шаг, и здесь уже говорилось о необходимости принятия закона об энергосбережении. Поэтому нужно серьезно думать о том, как развивать неэнергоемкие производства, которые дадут рост ВВП с наименьшим потреблением энергоресурсов.

К примеру, в Японии с 1965 по 1985 год ВВП вырос в 2,5 раза, а потребление электроэнергии в промышленности практически осталось на прежнем уровне. И к этому стоит добавить, что Япония является одним из лидеров производства высокотехнологичной продукции. Можно привести такой пример: в себестоимости микропроцессора всего 2 процента составляют ресурсы и электроэнергия, остальное — это мозги и технология производства. На сегодняшний день Россия уступает по энергоемкости ВВП развитым странам мира: США — в 2,2 раза, Германии — в 3,2 раза.

Прогноз динамики и структуры установленной мощности. Мы видим, что чем дальше срок планирования (2015—2020 годы), тем больше разница. Здесь я поддерживаю Евгения Валентиновича Яркина: действительно, на сегодняшний день нет четкой системы прогнозирования и, соответственно, планирования.

Проблемы с мощностями не должно существовать. Есть определенный резерв, как минимум 15 процентов, практически во всех объединенных энергосистемах. Здесь волей-неволей встает вопрос о том, насколько правильно произведена оценка установленных мощностей. Судя по нашему опыту, необходима серьезная ревизия существующих мощностей и в целом по РАО "ЕЭС России", и по независимым компаниям. Потому что мощности, существующие на бумаге и в действительности, это две совершенно разные вещи.

Более того, в информации по установленной мощности часто не приводятся сезонные ограничения, а они бывают достаточно существенными. Например, летние ограничения на станции с установленной мощностью от 600 до 1000 МВт могут составлять 200—300 МВт, а это достаточно серьезное ограничение. Более того, согласно прогнозам, в больших городах, особенно в Москве и Петербурге, максимум потребления будет смещаться в ближайшие 5—7 лет с зимнего на летний. Это связано с ростом энергопотребления в офисных зданиях и жилых массивах — в основном по причине увеличения использования кондиционеров.

Коэффициент использования установленной мощности ОГК в 2005—2006 годах также показывает, что на сегодняшний день существуют резервы. Есть достаточно серьезные сетевые ограничения, есть ограничения по высоковольтным линиям, по низковольтной сети. Возьмем "ОКГ-6" Рязанской ГРЭС, в 2005 году коэффициент использования мощности — 28 процентов, "ОКГ-3" Костромской ГРЭС — 38 процентов в 2006 году. Возникает вопрос о том, правильно ли мы считаем и планируем объемы энергопотребления в ближайшие 5—10 лет ?

Та же самая ситуация наблюдается и в ТГК. Исключением можно назвать только ТКГ-3 (это "Мосэнерго"), где коэффициент используемой мощности — более 70 процентов. Да, качество нагрузки изменилось, география нагрузки изменилась. Поэтому перед тем как принять серьезное решение по строительству и вводу новых мощностей, нужно серьезно подумать о том, как использовать существующие мощности. Есть ограничения топливные, есть ограничения сетевые, ограничения летние.

Мало говорится о потерях в сетях, как в высоковольтных, так и в низковольтных. На сегодняшний день в законодательной базе Российской Федерации не существует

даже определения реактивной мощности. Уровень компенсации серьезно снижен. Мы не имеем точных цифр, но на Украине, где проводились расчеты в 2002—2003 годах, уровень компенсации снизился в 4 раза по сравнению с 1990 годом. К чему это приводит? Это приводит к ненужным перетокам реактивной мощности, увеличению силы тока, а с увеличением силы тока, к примеру, в два раза реальные потери в сети вырастают в 4 раза. Та же ситуация имеет место и при выработке мощности на генератор. Если у нас есть установленный генератор 100 МВт, при $\cos \varphi = 0,9$ он может максимум выработать 90 МВт.

В соответствии с прогнозом Минпромэнерго России энергопотребление у нас планируется к 2015 году — 1,155 и 1,3 триллиона. Установленная мощность, запланированная под это потребление, — 253 и 281 ГВт. При этом коэффициент использования мощности почему-то 52,1 процента и 52,8 процента. Почему такой низкий КИУМ? Важно понять, какая методика применялась и почему такие цифры приведены в планах.

Огромное значение для более точного определения необходимых мощностей имеет правильный расчет пиковых нагрузок. Во многих энергокомпаниях возникают ситуации, когда недостаточно мощностей для пиковых нагрузок. Например, пиковая нагрузка в Московском регионе достигает 15,5—16 тыс. МВт, установленная мощность — порядка 10 МВт. Конечно, необходимо или покупать электроэнергию у другой компании, или снижать потребление. При планировании учитывается общее потребление, затем в каждой энергосистеме рассчитывается так называемый фактор нагрузки — это соотношение общей нагрузки к пиковой нагрузке. Из этого уже рассчитывается пик мощности.

На сегодняшний день в Российской Федерации существует серьезная проблема с маневренными мощностями. Фактически у нас не существует газовых турбин, которые могут в течение 10—15 минут набрать необходимую мощность и покрыть те пики. Не имеется таких маневренных мощностей, в частности, на Северо-Западе России, где 45 процентов электроэнергии вырабатывается атомными станциями, которые практически не имеют маневра. И что происходит? Разгружают паросиловые блоки, в частности Псковской ГРЭС, до технологического минимума.

Стоит обратить серьезное внимание также и на наших соседей. Здесь говорили об интеграции. Сегодня на Украине избыток мощностей составляет порядка 20 тыс. МВт, есть мощности и в Казахстане. Но "ИнтерРАО" не допускает к энергоресурсам потребителей, которые находятся в России.

Э.Ю. Смелов,
старший вице-президент компании "КЭС-Холдинг"

Мы работаем в отрасли уже почти 5 лет, являемся акционерами в большой энергетике более 5 лет. Компания имеет достаточный опыт решения существующих проблем. Я хотел бы сфокусировать ваше внимание на нескольких вопросах и попытаться найти ответы на эти вопросы.

Первое. Как, на наш взгляд, идет развитие отрасли и что является основными факторами ее развития? Энергетики более 5 лет назад начали говорить о грядущем дефиците электроэнергии — в связи с планируемым выбытием мощностей и с прогнозируемым ростом потребления. И эта перспектива стала основным катализатором реализуемой сегодня реформы.

Второе. То, что мы наблюдаем сегодня, — это усиление существующей проблемы в связи с нехваткой газа как основного и традиционного топлива российской энергетики, что обусловлено несколькими факторами: необходимостью выполнения компанией "Газпром" своих экспортных обязательств и уменьшением запасов газа и старением транспортной инфраструктуры. Чего ждут от энергетиков? Растущие города и промышленность ждут снятия дефицита мощностей, особенно это касается пиковых нагрузок. Ждут также повышения уровня резерва, то есть повышения уровня надежности системы.

И третье (об этом было сказано в докладе Трапезникова) — это надежда на то, что цена и качество товара — электроэнергии — должны обеспечивать конкурентоспособность энергоемких отраслей, и это реальная перспектива нашего грядущего вступления в ВТО. Энергетика действительно локомотив или как минимум инфраструктура роста экономики.

Что предлагается энергетикам в ходе нынешней реформы? На данный вопрос ответ, по сути, один — это свободный рынок. Это единственное, о чем сегодня можно говорить как о реализуемом механизме, как о механизме, который способен создавать реальные экономические стимулы для привлечения инвестиций. Но этим, к сожалению, все и ограничивается.

Безусловно, свободный рынок — это мощнейший двигатель и генератор экономических стимулов, но рынок энергоресурсов для населения, для ЖКХ продолжает оставаться регулируемым. В 2011 году мы будем иметь свободный рынок только в отношении коммерческих потребителей.

Что реально происходит в энергетике?

1. Нехватка газа. Только одна из компаний, в которых мы являемся акционерами, — ТГК-6 в период максимума нагрузок (это январь—февраль 2006 года) получила убытков примерно 600 миллионов, поскольку вынуждена была перейти с газа на мазут как резервное топливо ввиду того, что основные потоки газа были перенаправлены в регион Москвы и Московской области.

Это, в свою очередь, обусловило недофинансирование и текущих и капитальных ремонтов. Мы занимаемся проеданием собственной амортизации. Желание понятное — сохранить прибыльность и инвестиционную привлекательность отрасли.

2. Сдерживание роста тарифов на электроэнергию для населения при одновременной либерализации оптового рынка.

По сути, перекрестное субсидирование, о котором говорили последние три года, призывая к его ликвидации, только усиливается.

Акционеры энергокомпании "Иркутскэнерго" знают это по собственному опыту: Усть-Илимский ЛПК, крупнейший энергопотребитель одной из электростанций компании "Иркутскэнерго", не так давно перешел полностью на собственное обеспечение тепловой энергией. В Нижегородской области это "Нижновнефтеоргсинтез".

Отсюда коэффициент использования мощности, отсюда эффективность и себестоимость.

Что это значит? Реальна перспектива деления энергетики на промышленную и коммунальную:

— на энергетику, обеспечивающую нужды промышленных потребителей, которая создается либо силами собственных потребителей, либо силами энергокомпаний, но с отказом от коммунального сектора;

— на энергетику, которая работает на коммунальный сектор и продолжает субсидироваться государством.

Вывод из всего вышеперечисленного я, к сожалению, могу сделать только один: сегодня энергетика развивается в реактивном режиме, в реактивном залоге. Мы вы-

нуждены реагировать только на возникающие проблемы. Основная задача — ликвидация дефицита при ограничениях по газу и росте "перекрестка".

Чего хочется? Для стабильного и целенаправленного роста нам необходимы стимулы, они определяются видением будущего энергосистемы.

В части структурной политики. Рост потребления обеспечивается в первую очередь опережающим ростом пиковых нагрузок, а это обуславливает развитие маневренных мощностей на базе газотурбинных технологий, на базе гидроаккумулирующих станций.

В части экологической политики. Россия — участник Киотского соглашения. Рост энергопотребления, рост производства и рост объема выброса — это основные факторы, которые будут влиять на проектные решения по генерации.

Энергетика на возобновляемых источниках энергии, атомная энергетика — это несопоставимые затраты на строительство объектов по сравнению с парогазовыми установками на гидростанциях, на которых базируется инвестиционная программа РАО "ЕЭС России".

Хотел бы также сказать об инструментах стимулирования.

Для гидроэнергетики основное — это затраты на строительство гидротехнических сооружений и затраты, которые возникают в связи с использованием земель.

Для угольных станций — это и земля, и стоимость строительства.

Для угольных станций и станций, работающих на биотопливе, это, помимо всего, еще и затраты на создание дополнительных очистных сооружений в связи с вредными выбросами.

Из инструментов стимулирования в выступлениях был предложен только один предлагаемый или обсуждаемый (в докладе Зубакина) — зеленые сертификаты.

На самом деле в мире существует немало инструментов стимулирования, как применяемых государством в рамках энергетической политики, так и рожденных самим энергетическим сообществом.

Во-первых, это зеленая энергия. В мире существует как минимум два типа товара. Потребители, сознательно воспринимающие проблемы экологии, имеют право покупать электроэнергию, полученную от возобновляемых источников энергии, либо от источников с низким уровнем загрязнения окружающей среды.

Во-вторых, это льготы по ресурсам. Я не говорю о льготах на топливо (этого категорически следует избегать), я говорю о льготах на земельные ресурсы: аренда земли под строящиеся объекты, налог на землю, водный налог.

В-третьих, это содействие в сокращении удельного веса капитальных затрат при строительстве таких генерирующих объектов, как гидроэлектростанции, угольные станции с использованием современных технологий, это субсидирование процентных ставок по инвестиционным кредитам.

Теперь два слова о принципах реализации стимулирующих механизмов.

Сегодня мы заслушали программы развития генерирующих мощностей ГК "Росэнергоатом", ОАО "ГидроОГК". И мы видим, что государство оказывает поддержку не отрасли в целом, а конкретным субъектам рынка.

Позволю себе сделать следующие выводы:

1) необходимо искать и вырабатывать механизмы стимулирования, одинаково доступные всем участникам рынка;

2) эти механизмы должны быть доступны в части реализации;

3) то, что сейчас предусматривает РАО "ЕЭС России" при проведении допэмиссии, — это гарантия или ответственность субъекта, получившего те или иные стимулирующие механизмы за исполнение своих обязательств.

В.В. Бушуев,
*директор Института энергетической стратегии
при Министерстве промышленности и энергетики
Российской Федерации*

По поводу амбициозной темы нашего заседания: "ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России — локомотив роста отечественной экономики". Ни то, ни другое, по-моему, не соответствует действительности.

Здесь уже говорили, что план электрификации страны рассматривался как инструмент решения задачи индустриального развития страны.

В сегодняшних условиях, когда нам пора переходить от индустриального к постиндустриальному развитию, дальнейшая электрификация страны в широком плане имеет не столько позитивный, сколько негативный аспект, потому что толкает страну на путь энергорасточительства.

Далее. Понятие локомотива предполагает, что кто-то бежит впереди паровоза. Если паровозом является экономика, то электроэнергетика должна идти впереди. Если она идет впереди, значит, она развивается более быстрыми темпами, чем вся экономика, что приводит к дополнительному увеличению энергоемкости нашей экономики. Это путь индустриального развития, который уже давно пройден всеми странами, включая Китай, — по этому пути мы идти не можем и не должны.

Теперь по существу проблемы. Чтобы правильно определить роль и место электроэнергетики и энергетики в целом в жизни нашего общества на дальнюю перспективу, существует довольно простой путь планирования, о котором здесь говорилось.

Есть амбициозная политическая задача пятикратного увеличения ВВП за 25 лет. Тогда мы могли бы выйти к 2020 году на среднеевропейский уровень жизни, а к 2030 году разрыв между нашей страной и странами Европейского союза, включая и страны Восточной Европы, сократится до минимума.

Следующая задача. Энергоемкость экономики страны должна уйти из стадии расточительства в стадию, которой достигли все развитые страны.

Энергоемкость нашей экономики на порядок больше, чем в развитых странах, даже с учетом северного коэффициента, и даже намного больше, чем в Китае.

Это объясняется структурой нашей экономики, доставшейся нам в наследство от времен холодной войны, когда мы вынуждены были усиленно развивать тяжелую промышленность, металлургию.

Если мы хотим выйти на экономически приемлемый уровень качества жизни и экономического развития, то должны достичь уровня энергоемкости развитых стран.

Вот две задачи. Отсюда определяются и уровень внутреннего спроса на энергоносители, и вся его номенклатура.

Мы идем по этому пути. За последние шесть лет темпы роста ВВП были намного больше, чем темпы роста энергопотребления. И это правильно. Эта тенденция должна быть сохранена.

Но, корректируя стратегию развития на период до 2020 года, мы приходим к выводу, что внутреннее развитие самого ТЭКа в целом и электроэнергетики в частности не очень сильно зависит от внешних факторов.

Возникает вопрос: какие задачи нам надо ставить перед электроэнергетикой?

Выступавшие здесь представители РАО "ЕЭС России" напомнили мне людей, стоящих в переходе с протянутой рукой, у тех и у других принцип один: проси больше — что-нибудь да дадут.

На самом деле такого спроса на электроэнергию нет. Мы говорим о том, что должны потратить 420 млрд. долларов на развитие электроэнергетики до 2020 года.

Почти на 30 миллиардов в год инвестиций. Где их взять? Как их потратить? Какой эффект от этого получим?

Вся эйфория по поводу IPO не заслуживает серьезного внимания, потому что это виртуальные деньги, это не деньги, которые пойдут в реальные проекты. Здесь уже говорили о том, что на виртуальном рынке крутится в пять раз больше денег, чем в реальной электроэнергетике.

У населения денег нет. У государства они сегодня есть, завтра не будет. А мы строим на этом долгосрочную политику. Допустим, государство найдет такие средства. Сможем ли мы реализовать эту программу? В соответствии с ней мы вводим в 2007 году 2 ГВт новых мощностей, в 2008 году — 9 ГВт, а в 2009 году планируем ввести 19 ГВт.

Кто-то из тех, кто это запланировал, понимает, что это такое — за год в три раза увеличить инвестиционную программу в такой стране, как Россия?

По-моему, это несерьезно. Учтите, что у нас нет ни энергомашиностроения, ни строймонтажа, ни много чего другого. Но самое опасное заключается в том, что мы толкаем тем самым страну на путь возврата к энергорасточительству, чего допустить нельзя.

В.Е. Дорогайкин,

эксперт-аналитик Института проблем естественных монополий

Хотелось бы внести в общую позитивную оценку реализации реформы (за исключением позиции предыдущего докладчика, господина Бушуева) некий критический момент и оценить перспективы реализации реформы в целом и ГОЭЛРО-2 в частности.

Ни для кого не секрет, что обострение ситуации с электроснабжением в 2006 году форсировало принятие инвестиционных решений по электроэнергетической отрасли. Это, в свою очередь, форсировало принятие решений об ускорении либерализации энергорынков.

По инвестпрограмме РАО "ЕЭС России" мы должны ввести к 2011 году 34 ГВт мощностей, причем только за один 2010 год — более 19,2 ГВт, что превосходит лучшие показатели темпов ввода в СССР. При этом мы должны получить еще стопроцентно либерализованный рынок.

Хочется отметить, что реализация двух этих направлений достаточно опасна, о чем свидетельствуют уже имеющийся негативный опыт Калифорнии с отключениями сетей и вообще те проблемы, с которыми столкнулась электроэнергетика Америки.

Попробуем разобраться: возможно ли энергостроительство, осуществляемое советскими темпами в сопоставимых с советскими масштабах, в условиях полного рынка?

Прежде всего позволим себе не согласиться с часто озвучиваемым тезисом, что причиной энергодефицита стала задержка с реформой и запуском механизма рынка, которая нередко называется основной причиной возникновения энергодефицита.

Хотелось бы отметить, что так называемый крест Чубайса был спрогнозирован еще в 2000 году. В 2005 году при имевшихся мощностях и темпах ввода мы бы уже столкнулись с дефицитом электроэнергии.

В 2006 году, помимо осенних и зимних максимумов, были и внепиковые периоды — например, в летние периоды в основном в Тюменской и Московской областях.

Реформа стала причиной негативных тенденций в отрасли не только косвенно, но и напрямую.

Во-первых, согласно стратегии реформы ремонтные организации были признаны непрофильными активами РАО "ЕЭС России", что автоматически привело к снижению затрат на ремонтные работы. В связи с этим были закрыты многие ремонтные организации. Это, в свою очередь, привело к снижению надежности общей энергосистемы.

Во-вторых, рост числа участников энергорынка также приводит к снижению надежности системы, особенность — в квадратической зависимости.

В-третьих, после 2001 года, когда появились свободные средства, инвестиционные решения тем не менее носили пассивный характер. В основном они касались достройки энергетических объектов. Хотя в 2000—2002 годах с возвращением накопившихся ранее неплатежей финансовое положение РАО "ЕЭС России" стабилизировалось и можно было начинать процесс реновации энергетических мощностей.

Несмотря на это, менеджмент компании пошел по пути реализации реформы, опубликовав в 2005—2006 годах планы по реализации будущей инвестпрограммы по строительству энергомощностей.

Эти два пути можно охарактеризовать как неэффективные по причине того, что нельзя во время дефицита энергомощностей заниматься строительством либерализованного рынка. В этом процессе скрыто много рисков, что было доказано опытом Англии, на который ориентируется менеджмент РАО "ЕЭС России" в процессе реализации реформы.

Принципиальным отличием ситуации в Англии было то, что реформа реализовывалась в условиях избыточно-генерирующих мощностей. При этом 100 процентов активов было в госсобственности, что никоим образом не связывало руки английскому правительству.

Помимо этого существенным отличием и, скажем так, облегчающим фактором было то, что топливно-энергетический баланс Англии в период начала реформ был ориентирован на увеличение газовой составляющей.

Мы по этим трем ключевым факторам уже не проходим.

Отсутствие спроса на продукты смежных отраслей в последние годы со стороны энергокомпаний привело к тому, что ни строительно-монтажный, ни проектно-изыскательский, ни энергомашиностроительный комплексы просто не готовы к реализации программы ГОЭЛРО-2.

В прошлом месяце РАО "ЕЭС России" опубликовало прогноз потребности в серийном энергетическом оборудовании под инвестпрограмму. Стоит заметить, что российские производители не могут предоставить компаниям турбины, мощностью 16 ГВт, на которые имеется спрос у РАО "ЕЭС России".

Таким образом, большой объем необходимого электроэнергетического оборудования компании будут вынуждены заказывать у западных производителей, что является критическим фактором, так как это не способствует развитию отечественной машиностроительной отрасли и создает зависимость от стран зарубежных производителей. Хотя это достаточно спорный вопрос.

Теперь хотелось бы сказать о либерализации рынка и рассмотреть вопрос, будет ли ускорение либерализации способствовать сбалансированному развитию отрасли.

Риски здесь усматриваются следующие. Во-первых, в электроэнергетике ни спрос, ни предложение фактически не эластичны по цене.

Во-вторых, разные типы станций никогда не смогут конкурировать между собой, потому как изначально они работают, не конкурируя друг с другом, а дополняя друг друга в различных графиках нагрузки.

Более того, низкая цена ни в коей мере не отражает эффективность работы станции, так как почти все мощности были построены еще в СССР, и уже, по сути дела, самортизированы.

Вследствие высокого ценового барьера входа на рынок новые станции не смогут конкурировать с уже имеющимися активами, что, в свою очередь, опять же не создаст того рычага конкуренции, на который ссылается менеджмент.

В-третьих, рынок не дает адекватных сигналов инвестору, так как не учитывает неудовлетворенный спрос, который, по разным оценкам, достаточно высок.

В-четвертых, цена на бирже не может служить индикатором, так как присутствует маргинальное ценообразование, что приводит к установлению цены на предельном уровне, на уровне самой дорогой станции, которая удовлетворяет последнюю заявку.

При этом даже если изменить ценообразование в сторону равновесных цен, то цена будет стремиться к маргинальной, так как разница в ценах у разных производителей в электроэнергетике не всегда обусловлена неэффективностью управления. А принятие маргинальной цены в качестве индикативной для других сегментов рынка приведет к завышению цен для потребителей.

С такой ситуацией в свое время и столкнулась энергетика Англии, и в результате они отказались от практики маргинальных цен.

В свете этого хотелось бы отметить, что конкурентный рынок в электроэнергетике — это миф, и на примере нашей страны, да, в общем-то, и любой страны, мы видим, что электроэнергетический сектор — это сектор, который исключает присутствие рынка.

Инвестор, приходя на рынок и вкладывая определенные средства, особенно если это зарубежный инвестор, должен понимать, куда будет осуществлен сбыт электроэнергии. В условиях абсолютного рынка это невозможно.

Рынок наиболее эффективен лишь в секторе генерации. Все другие секторы нужно оставлять под контролем государства.

Наиболее эффективный рынок, как мы видим, — это рынок единственного покупателя.

А.П. Левинский,
*начальник Департамента научно-технической политики и развития
РАО "ЕЭС России"*

Добрый день, уважаемые коллеги! Я руковожу научно-проектным комплексом РАО "ЕЭС России". Проектные организации сегодня стоят на переднем рубеже реализации инвестиционной программы.

Мы через свои заказы хорошо видим, на какой стадии находимся. Идет второй год реализации инвестиционной программы.

Значит, надо сделать технико-экономическое обоснование, рабочий проект, произвести строительные-монтажные работы, наладку оборудования и потом сдачу объекта заказчику.

То есть основные виды работ еще впереди. Если инвестиционная программа пятилетняя, на период до 2010 года, то вся нагрузка падает на 2009—2010 годы. Основная нагрузка на проектантов приходится на 2008 год.

Инициативная группа специалистов РАО "ЕЭС России" вместе с консалтинговой компанией "Прогрессор" провела маркетинговые исследования ресурсов этой

программы. Выяснилось, что проектные организации в 2008 году могут освоить проектных работ в 2 раза меньше, чем требует инвестиционная программа.

Строительно-монтажные организации в 2009 году (пик их работы приходится на 2009 год) могут освоить объемы в 2,5 раза меньше, чем требует инвестиционная программа. Это не голословные заявления. В ходе маркетинговых исследований было опрошено 120 строительно-монтажных организаций, в том числе зарубежных. Опросили 40 организаций инжинирингового профиля, включая зарубежные. Поэтому нашим данным можно верить.

Так вот, спрашивается: чем замещать недостающие мощности? Предположим, половину объемов проектных и строительно-монтажных работ в 2008—2009 годах будут выполнять инжиниринговые компании Запада. Хорошо это или плохо? С точки зрения новых технологий, организации работ это хорошо. С точки зрения безопасности страны, развития отечественной экономики, наверное, не очень хорошо. И, видимо, интересы Отечества должны превалировать в данном случае. Тогда каким образом выходить из этой ситуации?

Я приехал две недели назад из Китая. 100 ГВт мощности в год вводят китайцы. Каким образом? Собственное оборудование, собственные строительно-монтажные организации, собственные проектные организации, работающие на основе типизации и унификации проектов.

Для угольной генерации издали три национальных стандарта: как проектировать, строить и эксплуатировать блоки угольных электростанций мощностью 300 МВт, 600 МВт и 1000 МВт.

В итоге у нас угольная генерация, получается по стоимости более 1000 долларов на киловатт установленной мощности, а у китайцев — 340 долларов.

Думаю, мы по этому пути тоже когда-нибудь пойдем, вспомним советское время, когда точно так же поступали.

Но для этого нужна государственная поддержка, нужна государственная воля. Если этого не сделать, мы либо потеряем энергетическую безопасность, либо не выполним то, что нам необходимо для развития страны.

В.В. Гинзбург,

директор направления ОАО "Стратегика"

Все сегодняшние выступления касались в основном создания новых мощностей — сетевых, генерирующих. Но мы забываем о существующих мощностях. И от того, насколько эффективно мы будем их использовать, в значительной степени зависит то, как мы будем создавать новые мощности*.

Три ключевых вопроса, которые стоят перед менеджерами энергокомпаний, а также перед акционерами и инвесторами:

- когда оптимально заменить мощности?
- как оценить ожидаемый эффект от их замены?
- как это обосновать?

Общая тенденция менеджмента по управлению активами в мире — это переход на управление по рискам.

К сожалению, об этом в России мало говорят, хотя есть удачные внедрения, уже используется этот подход. И суть его банальна и проста: это принятие решения по воздействию на актив — не на основе каких-то нормативных воздействий, не на основе оценки технического состояния. Это все техногенный, технократический

* См. также Приложение 8.

подход к экономике. Принятие решений осуществляется на основе взвешивания тех последствий, которые могут возникнуть в случае, если оборудование выйдет из строя. И последствия носят, естественно, не только экономический характер, но и политический, репутационный, социальный.

Принятие решений о том, что же нам делать с оборудованием, которое сейчас находится в эксплуатации, должно базироваться именно на оценке последствий, которые могут возникнуть в случае отказа. Построение такой системы позволяет создать новые инструменты для менеджеров, для тарифных органов, потому что это прямой путь к правильному ценообразованию.

В наиболее эффективных системах ценообразования (итальянская, австралийская модели энергетики) установлен штраф регуляторов за то или иное отключение. В Италии есть даже премия за соблюдение тех или иных показателей. Поэтому в указанных странах система работает наиболее эффективно.

Замечу, что у нас есть передовые компании в стране — это "Якутскэнерго", "ГидроОГК".

Л.С. Раткин,
*начальник отдела научных разработок ООО "АРГМ" (Москва),
кандидат технических наук,
действительный член Международной академии информатизации*

Российская энергетика в XXI веке должна быть высокотехнологичной, инновационной отраслью, оперативно реагирующей на изменения рыночной ситуации и успешно конкурирующей с ведущими зарубежными компаниями в поставках энергетической продукции и услуг. Законодательная база ТЭК должна адекватно отражать положение дел в экономике и промышленности Российской Федерации, стимулировать техническое перевооружение и модернизацию оборудования.

В настоящее время финансирование энергетики в России осуществляется посредством государственных капиталовложений и частных инвестиций. Целевое финансирование энергоотрасли из госбюджета крайне необходимо, но также желательно развивать инвестсектор, не останавливаясь на достигнутых значениях притока заемных средств. Между тем объем отечественных и иностранных капиталовложений регулируется посредством нормативно-правовой базы, дальнейшее совершенствование которой будет способствовать созданию более благоприятного инвестиционного климата. Нестабильность законодательной базы является одной из причин, сдерживающих рост инвестиций в Российской Федерации.

Например, было принято постановление Правительства Российской Федерации от 29.09.1994 № 1108 "Об активизации работы по привлечению иностранных инвестиций в экономику Российской Федерации". Данный документ является одним из основополагающих, регулирующих объемы зарубежных капиталовложений. Только за десять лет (с 1994 по 2004 год) постановление № 1108 претерпело восемь (!) редакций (от 20.02.1995, 20.08.1997, 30.11.1998, 29.03.1999, 14.11.1999, 28.09.2000, 22.05.2002 и 18.09.2004) и два изменения (от 30.06.1995 и 31.10.1996). С точки зрения иностранного инвестора, даже если очередной нормативный правовой документ (НПД) создает благоприятную среду для инвестиций в российскую промышленность, существует риск ее утраты при очередной редакции НПД.

Оценка степени *правовых* рисков при реализации инвестиционных проектов в российской энергетике является относительно новым направлением. По сравнению с рисками других типов (например, финансовыми), для которых созданы и адаптированы рыночные оценочные механизмы и методы разработки соответствующих

стратегий, для правовых рисков необходимы специальные инновационные инструменты. В частности, допустимо использование информационных технологий по автоматизированному определению недоработок в НПД.

В современной законодательной базе можно выделить правовые недоработки двух основных типов: правовые пробелы и несоответствия между двумя и более фрагментами текстов НПД. Оценка степени правовых рисков производится на основании анализа цепочек причинно-следственных связей с присвоением весовых коэффициентов в автоматизированном режиме на основании данных, вводимых в информационную систему группой экспертов-профессионалов. После событий 25 мая 2005 года, когда в Москве произошло временное отключение энергоснабжения ряда объектов столичных районов вследствие аварии на подстанции Чагино, был проведен анализ нормативно-правовой базы в сфере электроэнергетики и смежных с ней областей, выявивший наличие ряда недоработок в НПД. В частности, было установлено, что термин "новая продукция" имеет неоднозначную трактовку в разных НПД, что приводит к несоответствию между различными группами НПД, повышению правовых рисков (при капиталовложениях в электроэнергетику) и, как следствие, к снижению инвестиционной привлекательности российской энергоотрасли.

Говоря о новом масштабном проекте реформы электроэнергетики (МПРЭ) России "ГОЭЛРО-2", следует иметь в виду, что прочной основой четкого выполнения всех требований первого проекта "ГОЭЛРО", была стабильная законодательная база, которая хоть и была, по мнению ряда экспертов, недостаточно полной, однако менее противоречивой. Поэтому для успешной реализации МПРЭ России и для предотвращения превращения ее в череду слабо финансируемых государством и мало инвестируемых частными структурами программ "ГОЭЛРО-2", "ГОЭЛРО-3" и так далее необходимо укрепление нормативно-правовой базы, совершенствование инновационных механизмов определения недоработок в НПД и развитие институтов экспертно-консультационной сферы, в том числе оценки степени правовых рисков.

Еще одной особенностью электроэнергетической отрасли России является острая необходимость в создании сети национальных инжиниринговых компаний. Согласно постановлению Государственного комитета Российской Федерации по статистике от 4 ноября 2002 года № 209 (в ред. постановления Росстата России от 22 декабря 2004 года № 149), термин "инжиниринг" означает выполнение по контракту с заказчиком инженерно-консультационных услуг (ИКУ) "по подготовке, обеспечению процесса производства и реализации продукции, обслуживанию строительства и эксплуатации промышленных, инфраструктурных и прочих объектов". Таким образом, инжиниринг в электроэнергетике предполагает услуги и техисследования (например, научные исследования, предпроектные и инженерно-изыскательские работы, формирование ТЭО, ТЗ и техдокументации, проектирование и послепроектные услуги). Это связано как с подготовкой производственного процесса, так и с техническим содействием, оптимизирующим производственные процессы, включая авторский надзор, финансово-экономические консультации, исследование рынков сбыта и конкурентоспособности проектной продукции, консалтинг в сфере информационного сопровождения. При этом, как правило, стоимость экспортируемого/импортируемого оборудования и машин не входит в состав ИКУ. Обучение в вузах по специальностям "Инвестиционный инжиниринг" и "Реинжиниринг", а также "Теоретические основы инноватики" и "Управление качеством инновационных процессов" (см. приказ Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки от 27 апреля 2005 года № 1078) наглядно иллюстрирует не только растущее влияние современных ИКУ-технологий, но и укрепляющуюся связь между инновационной и инвестиционной составляющими процесса развития экономики и промышленности России, в частности в электроэнергетической сфере.

В.Е. Межевич,
*первый заместитель председателя Комиссии Совета Федерации
по естественным монополиям*

Уважаемые участники "круглого стола"! Сначала маленькая реплика по поводу одного из высказываний Юрия Александровича Липатова.

На форуме нам представлена предлагаемая схема управления энергетической отраслью, как она видится экспертам.

Там три блока: техническое регулирование (безопасность), федеральная антимонопольная служба (конкуренция) и тарифное регулирование. Да, наверное, Совет рынка будет способен формировать правила рынка, его процедуры, чем сегодня занимается НП "АТС", формировать платежные системы рынка электроэнергетики. Но, кажется, здесь нет главного блока — блока управления развитием энергетики. Мы живем в России, не надо себя обольщать надеждами, что у нас будет создана конкуренция и каким-то образом организовано управление. Не получится. Все равно должен быть федеральный орган, который будет отвечать и перед страной, и перед Правительством за развитие отрасли, за ее функционирование, будет заниматься решением проблем государственно-частного партнерства, освоением тех территорий, где у нас нет централизованного электроснабжения, строительством новых объектов. Обязательно должен быть блок управления развитием энергетики.

Завершая заседание, хочу сказать несколько слов. Сегодня, как вы смогли убедиться, высказывались порой полярные точки зрения.

Задача "круглого стола" была такая: сначала ознакомить вас с теми планами, которые формируются в Правительстве, в РАО "ЕЭС России", в отраслях (в атомной, гидроэнергетике), представить прогнозы энергопотребления, планы введения мощностей, а потом выслушать точку зрения тех специалистов, которые сомневаются в возможности реализации этих планов. Было сказано о необходимости включения реальных механизмов энергосбережения, изменения тарифной политики с целью сделать график потребления более сглаженным, без пиковых мощностей.

Я приведу пример того, как обеспечить минимальную потребность в пиковых мощностях, технологически обоснованную для резерва и для покрытия тех пиков, которыми нельзя управлять.

Такой анализ проводил ВНИПИэнергопром (специалистам этого института можно верить).

4,5 тыс. МВт мощностей потребляется Москвой для целей отопления; из них 1,5 тыс. МВт — это исключительно пиковая мощность. Все павильоны вдоль тротуара, все магазины вдоль МКАД — это все электроотопление, которое включается именно во время возникновения пиков — с утра.

Методами тарифного регулирования и экономического принуждения эти нагрузки можно убрать с пика. Оценка затрат на такое изменение ситуации — 300 долларов на киловатт. А чтобы построить новые мощности для покрытия пиков, нужны затраты 2,5 тыс. долларов на киловатт.

А такие затраты поднимут цены для всех остальных потребителей электроэнергии. Поэтому такие меры надо использовать.

Я хочу поблагодарить Сергея Афанасьевича Тазина, который сделал хороший аналитический доклад, приведя в нем данные не только по тому региону, где дислоцируется его управляющая компания, но в целом по стране, а также привел примеры из опыта других стран.

Я хочу поблагодарить господина Бушуева за его резко критическую точку зрения по поводу того, что сегодня нам было продемонстрировано. Это тоже принесет

свою пользу. Как сказал Сенека, если корабль не знает, в какую гавань плывет, то любой ветер для него не является попутным.

Цель сегодняшней дискуссии — правильно определить, в какую гавань мы должны приплыть, а задача законодателей — создавать попутный ветер для нашего корабля.

Программа сегодня представлена. Я понимаю, что при рассмотрении вопроса Правительством тоже будут высказываться критические замечания. Создавать 450 млн. кВт мощностей на уровне 2020 года или обойдемся 300 млн. кВт — это вопрос дискуссионный.

Хотелось бы сказать о рисках, которые могут возникнуть при реализации амбициозных программ по развитию российской энергетики.

Энергомашиностроители просят дать прогнозный баланс по цементу, по трубам, по всем группам оборудования, которые будут закупаться, чтобы они проанализировали свои возможности для производства этого оборудования и предложили свои услуги и товары для реализации этой программы. И у них будет время для подготовки.

Потому что надеяться на то, что мы закупим оборудование за рубежом, это ошибочный путь.

Это когда мы вводили по 1—1,5 ГВт в год, у нас была возможность сказать: "Ах, отечественная турбина менее эффективная, лучше купим у "Сименса".

Если мы сегодня попробуем с потребностями в таком объеме оборудования выйти на зарубежные рынки, то думаю, что даже в "Сименсе" разговаривать с нами о поставках не будут. Если начать переговоры сегодня, то можно говорить только о 2013 годе как сроке поставки. Потому что строится и развивается не только отечественная энергетика, развивается мир. И как бы нам не пришлось оборудование закупать в Китае, потому что в других местах все уже будет разобрано. Вот это очень серьезная опасность.

И здесь нас подстерегает другая опасность. Предположим, мы все купим за рубежом, пусть даже в Китае. Но ведь мир живет в условиях глобализации, жесткой конкуренции, передела мира, в условиях меняющейся международной обстановки. Если вся наша энергетика будет базироваться на зарубежном оборудовании, то где гарантия, что какой-нибудь очередной Веник не внесет поправку в законодательство своей страны, в результате чего мы лишимся сменяемых узлов, сервисного обслуживания оборудования?

Недавно наши производители газовых турбин из НПО "Сатурн" рассказывали, что к ним обратились энергетики Ирака, которые попали в кольцо санкций и не могут получить оборудование для турбин "Сименс". Наши сказали: "Нет проблем, 100 млн. долларов — и инжиниринг проведем, и наладим у себя выпуск оборудования".

Чтобы в такую ситуацию нам не попадать (это уже вопрос технологической безопасности и национальной безопасности), у нас должна быть четкая политика: сколько и каких образцов оборудования мы можем позволить себе закупить без ущерба для безопасности страны.

Вопрос очень важный, он, конечно, сильно "искрит", когда соприкасается с вопросами конкуренции, закупок по более доступным ценам, удешевления строительства. Тем не менее он должен найти решение.

Кстати, вопрос удешевления строительства не так прост. Крупные зарубежные компании имеют финансовые возможности на конкурсе по продаже оборудования очень сильно снизить цену и выиграть конкурс у наших энергомашиностроителей. Но встает вопрос дальнейшего обслуживания, вопрос сервиса.

Например, наш коллега из Северо-Западного федерального округа сказал, что они вынуждены были остановить турбину и вывести в резерв, потому что ее сервисное обслуживание по объему занимало практически весь годовой ремонтный фонд.

Поэтому следует организовывать конкурсы на зарубежное оборудование не только по цене самого оборудования, но и по всему объему сервиса на срок службы оборудования. Именно так должны быть сформулированы конкурсные условия.

Далее. У нас в соответствии с реформой меняются собственники в энергетике. И существует риск, что новые собственники не примут на себя обязательства по инвестированию, по новому строительству, по техническому перевооружению тех объектов, которые они купили.

Следующий вопрос. Мы 15 лет не занимались развитием угольных технологий, не вкладывая туда ни рубля, поэтому говорить о том, что у нас есть серьезные образцы оборудования с циркулирующим кипящим слоем, освоенные в эксплуатации, сегодня нельзя. И риски по реализации угольных технологий тоже присутствуют, это нужно учитывать.

О строителях. Слышатся заявления о том, что если не сможем сами построить, пригласим строителей из Китая. Но это приведет к дальнейшей деградации нашего строительного комплекса, и говорить о дальнейшем его развитии будет сложно.

И последнее. Электроэнергетика — это одна из важнейших жизнеобеспечивающих отраслей страны. У всех на памяти авария в Москве. А я хочу напомнить события 2000 года, энергетический кризис в Приморье, когда целый край находился на грани замерзания. Это стоило головы губернатору, стоило головы министру, стоило головы одному из заместителей председателя правления РАО "ЕЭС России". Мы все это помним.

Нельзя, на мой взгляд, строить планы на том, что такая жизнеобеспечивающая отрасль будет управляться какими-то рыночными механизмами, я бы сказал, псевдорыночными механизмами. Я являюсь членом Наблюдательного совета НП "АТС" и подтверждаю: да, именно на согласительной основе, с учетом баланса интересов производителей и потребителей строятся взаимоотношения на оптовом рынке электроэнергии. Но это не та структура, которая может управлять отраслью, отвечать за развитие отрасли.

Юрий Александрович Липатов высказал такую точку зрения (мы ее обсуждаем уже достаточно давно): пока мы в законодательном порядке не оформим переход управления отраслью от РАО "ЕЭС России" к какой-то структуре, мы будем препятствовать тому, чтобы РАО "ЕЭС России" прекращало свое существование как орган управления. Нужно время, чтобы появилась структура, полностью адаптированная к новым условиям.

Только тогда страна сможет жить спокойно, и ее не будет трясти от повторяющихся энергетических кризисов. Кстати, есть реальный негативный пример. После ликвидации Министерства жилищно-коммунального хозяйства что происходит в жилищно-коммунальном хозяйстве? Центра управления нет, центра планирования и прогнозирования, к сожалению, тоже нет. И имеем то, что имеем.

Завершая заседание "круглого стола", хочу поблагодарить всех его участников. Думаю, что цели, которые мы перед собой ставили, достигнуты. До новых встреч.

РЕКОМЕНДАЦИИ "КРУГЛОГО СТОЛА" НА ТЕМУ

"ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России — локомотив роста отечественной экономики"

Обсудив с участием членов Совета Федерации, депутатов Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации, представителей федеральных и региональных органов власти, научных организаций и предприятий топливно-энергетического комплекса вопросы, поставленные на обсуждение, участники "круглого стола" отмечают следующее.

Высокие темпы роста промышленного производства наряду с развитием коммунально-бытового сектора в последние годы обусловили существенно более высокие приросты объемов электропотребления, чем были предусмотрены в Энергетической стратегии России, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р.

Среднегодовые темпы роста электропотребления в стране за 2000—2005 годы составляли 1,7 %, за 2006 год — 4,2 %. На 2007—2008 годы ожидается 5-процентный ежегодный рост потребления электроэнергии, в то время как по оптимистическому сценарию, положенному в основу ранее утвержденной Энергетической стратегии, предусматривался рост порядка 2 % в год.

При этом прогнозируемый отпуск электроэнергии в 2008 году превысит максимум, достигнутый в 1990 году.

В настоящее время дефицит электрической энергии становится ограничивающим фактором промышленного роста и решения приоритетных задач в социальной сфере. В ближайшие три-четыре года недостаток электроэнергии возможен во всех регионах, за исключением Дальнего Востока и Поволжья.

В связи с дефицитом энергетических мощностей энергетики вынуждены вводить ограничения на присоединение новых потребителей, что уже сегодня приводит к недопотреблению в размере 50 млрд. кВт · ч и недопроизводству 5 % объема ВВП.

Для покрытия растущего спроса на электроэнергию в отрасли необходимо ввести в течение 2007—2010 годов порядка 41 ГВт новых генерирующих мощностей (для сравнения — за последние 15 лет было введено 23 ГВт), из которых тепловая генерация (главным образом угольные и ПГУ) составит 70 %. Свыше 12 % составят вводы мощностей ГЭС и ГАЭС, 16 % вводов приходится на АЭС и 1,5 % — на малые ГЭС.

Состояние российской электроэнергетики характеризуется высокой степенью износа основных фондов и необходимостью технологической модернизации. Помимо новых вводов требуется заменить устаревшее оборудование электростанций, выработавшее расчетный ресурс.

В целях решения стоящих перед электроэнергетикой задач Правительство Российской Федерации разрабатывает Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года и уточненную редакцию Энергетической стратегии России на период до 2020 года с последующей пролонгацией до 2030 года.

При подготовке данных документов особое внимание уделяется анализу экономической эффективности предлагаемых решений и проработке вариантов структуры топливного баланса и развития электроэнергетики, вводу новых и переоснащению устаревших действующих энергетических мощностей.

Разработка документов строится на основе принципов максимального использования гидропотенциала страны: строительства крупных ГЭС в Сибири и обеспечения выдачи их мощности в Европейскую часть России, на Урал; внедрения энергоустановок, работающих на передовых технологиях мирового уровня, в первую очередь современных парогазовых установок; использования существующих площадок для размещения нового оборудования; размещения источников генерации вблизи от узлов нагрузки; минимизации использования к 2030 году в атомной энергетике оборудования прошлого поколения (РБМК); усиления межсистемных связей за счет строительства новых системообразующих ЛЭП переменного и постоянного тока.

Намечается, что установленная мощность электростанций к 2030 году составит от 410 до 580 ГВт в зависимости от сценария роста электропотребления. Порядка 60—62 % придется на ТЭС, 15—16 % на АЭС, доля ГЭС составит 22 %, доля прочих видов генерации не превысит 2 %. При этом доля газа в балансе ТЭС в ближайшие пять лет сократится с 69 % до 67 %, а с 2010 по 2015 годы — до 60 %. Одновременно доля сжигаемого угля возрастет с 27 % до 37 %. Расчеты показывают, что суммарные инвестиции в генерирующие мощности составят порядка 3—4 трлн. рублей.

Требуются принятие неотложных мер и вложение значительных инвестиционных ресурсов для опережающего формирования сетевой инфраструктуры отрасли. Всего по программе нового строительства электрических сетей в период до 2015 года в сетях напряжением 220 кВ и выше предстоит ввести более 32 тыс. километров высоковольтных линий электропередачи и 115 тыс. МВА трансформаторной мощности. Необходимые инвестиции для сооружения электросетевых объектов ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше оцениваются в 490 млрд. рублей.

Для реализации намечаемых масштабных мероприятий предполагается использовать (наряду с собственными средствами организаций электроэнергетики) привлеченные средства в виде целевого финансирования из бюджетов всех уровней, целевые средства частных инвесторов, средства, полученные в результате дополнительной эмиссии и продажи акций и иных ценных бумаг, средства, привлеченные с использованием механизма гарантирования инвестиций, а также займы и кредиты.

Бюджетное финансирование капитальных вложений в развитие отрасли будет осуществляться преимущественно в монопольном секторе, в атомной и гидроэнергетике и сопровождаться увеличением доли государства в уставных капиталах ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "ГидроОГК", ОАО "СО—ЦДУ ЕЭС" для достижения показателей, предусмотренных законодательством об электроэнергетике.

Помимо этого для стимулирования привлечения инвестиций в отрасль целесообразно рассмотреть дополнительные меры государственной поддержки, состоящие в предоставлении налоговых льгот по налогу на имущество в отношении вновь введенных объектов генерации (в первую очередь ГЭС и АЭС — в силу высокой удельной стоимости их строительства), в ускоренном начислении амортизации для электроэнергетического оборудования, снижении или полной отмене платы за пользование водными объектами для гидроэнергетики на период окупаемости строительства, а также в признании результатов переоценки основных средств для целей налогообложения прибыли, введении налоговых вычетов по налогу на при-

быль в отношении части капитальных вложений, направленных на достройку, модернизацию и техническое перевооружение основных средств, а также на НИОКР.

В то же время помимо мер налогового стимулирования инвестиций необходимо пересмотреть порядок гарантированного присоединения новой генерации к электрическим сетям, сформировать упрощенный механизм разрешительных процедур при сооружении и вводе в эксплуатацию объектов генерации и электрических сетей.

В каждом субъекте Российской Федерации действуют программы социально-экономического развития, разрабатываются и принимаются программы как комплексного развития территорий, так и развития отдельных отраслей экономики регионов. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики должна разрабатываться и реализовываться при непосредственном участии органов власти субъектов Российской Федерации с учетом инвестиционных программ развития территорий, включая развитие региональной электроэнергетики, как ключевых точек роста экономики регионов.

В связи со сложившейся высокой долей газовых тепловых электростанций в структуре генерирующих мощностей требуемый рост производства электроэнергии не может быть достигнут без гарантированных поставок природного газа. При утверждении Правительством Российской Федерации баланса газа в целях обеспечения энергетической безопасности страны необходимо учитывать реально сложившуюся структуру тепловой (газовой) генерации на основе долгосрочных договоров ОАО "Газпром" и ОАО РАО "ЕЭС России" в объемах, достаточных для снабжения социально значимых потребителей электроэнергией.

Участники "круглого стола" отмечают, что для реализации такой масштабной задачи по развитию электроэнергетики необходимо принять сбалансированную государственную стратегию в отношении всего процесса создания новых энергетических мощностей, включающего проектные разработки современного энергооборудования при особом внимании к типовому проектированию, применение прогрессивных методов капитального строительства и строительно-монтажных работ.

Основное внимание при этом должно уделяться программе развития энергетического машиностроения (далее — Программа), гармонизированной с Энергетической стратегией России и Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики и позволяющей обеспечить требуемые темпы и направления научно-технического прогресса и предотвратить негативные последствия отставания машиностроительной отрасли.

Программа должна строиться на основе отвечающего современным требованиям производственно-технологического комплекса российского энергомашиностроения и в полной мере соответствовать спросу в отношении объемов планируемых вводов, обеспечения экономической и экологической эффективности генерирующих мощностей.

Программа должна предусматривать прогрессивные технологии, внедрение современного экономичного генерирующего и потребляющего энергетического оборудования с высокими характеристиками КПД. Передовые технологии в энергетическом производстве — это максимально возможная замена паросилового цикла на парогазовый в газовой генерации, сжигание угля в циркулирующем кипящем слое, внедрение суперсверхкритических параметров пара, ВИР-технологии, основанные на современных приемах аэродинамики и обеспечивающие высокую эффективность сжигания твердого топлива, — в угольной генерации, а также гидроаккумулирующие станции — в гидроэнергетике. В электрических сетях — это переход к гиб-

ким системам электропередачи переменного тока, возрождение на новом уровне технологий постоянного тока, технологии высокотемпературной сверхпроводимости. Объем проектно-исследовательских работ вырастет с 3,9 млрд. рублей до 10,9 млрд. рублей в год.

Для реализации современных конструктивных решений, наиболее точно соответствующих требованиям российских генерирующих компаний (спрос на продукцию энергомашиностроения за пять лет только по РАО "ЕЭС России" вырастет с 30 до 212 млрд. рублей), необходимо в короткие сроки разработать и принять программу государственной поддержки, направленную на повышение инвестиционной привлекательности отечественного энергетического машиностроения.

В ней необходимо предусмотреть как модернизацию существующего производственного комплекса, так и строительство новых предприятий по производству генерирующего оборудования, в том числе совместных предприятий с ведущими иностранными компаниями, а также использование зарубежного опыта типового проектирования.

Она должна включать в себя комплекс мер государственного стимулирования развития энергомашиностроения: целевое финансирование приоритетных проектных разработок, государственный заказ на головные образцы новой техники, компенсацию процентной ставки по банковским кредитам.

Принятие решения о применении отечественного оборудования при реализации проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электроэнергетики должно быть основано на сравнении эффективности российской и зарубежной техники по полному сроку ее эксплуатации, включая стоимость сервисного обслуживания, в интересах национальной экономики и энергетической безопасности страны.

Следует иметь в виду, что не только недостаток имеющихся генерирующих энергетических мощностей может сдерживать развитие российской экономики, но и сложившаяся система тарифообразования, в частности — перекрестное субсидирование, состоящее в завышении тарифов на электрическую энергию для потребителей в отдельных регионах страны при их сдерживании в регионах-реципиентах (межтерриториальное перекрестное субсидирование), а также в повышении тарифов для промышленных потребителей в связи с необходимостью ограничения роста тарифов для населения и бюджетных организаций.

Перекрестное субсидирование приводит к экономически необоснованному росту тарифов на электроэнергию для промышленности и повышению себестоимости отечественного производства, снижая его конкурентоспособность. Единственный путь к нормализации ситуации в отношении тарифов для промышленности состоит в поэтапной ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике.

Первые шаги на пути ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования сделаны государством: в федеральный бюджет на 2007 год включены субвенции в сумме 15 млрд. рублей, которые могут быть направлены на указанные цели. Регионы получают выделенные бюджетные субвенции. В дальнейшем необходимо продолжить начатый процесс, включив в него также меры по ликвидации перекрестного субсидирования между промышленностью и населением и предусмотрев государственную поддержку малообеспеченным группам населения.

Существенным аспектом всего комплекса проблем российской экономики продолжает оставаться нерациональное использование энергоресурсов. Как уже неоднократно отмечалось в материалах Всероссийского энергетического форума

"ТЭК России в XXI веке", вложения в энергосберегающие технологии являются более эффективными, чем вложения в новое энергетическое строительство.

Необходимы действенные механизмы стимулирования энергосбережения, один из которых — приближение цен на топливно-энергетические ресурсы к экономически обоснованному уровню.

Эффективные меры по стимулированию снижения удельной энергоемкости ВВП и энергосбережению должны быть предусмотрены в новой редакции Федерального закона "Об энергосбережении", работа над которой ведется Правительством России.

По мнению участников "круглого стола", недостаточно внимания уделяется развитию новых направлений энергетического производства на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии (ВИЭ): ветроэнергетических установок, геотермальной генерации, гелио- и биоэнергетики, приливных и малых гидроэлектростанций. Развитие сектора возобновляемой энергетики сдерживается в силу отсутствия эффективной стратегии и целевых программ, опирающихся на меры государственной поддержки и дифференцированный подход с учетом региональной специфики.

Для того чтобы предприятия малой и нетрадиционной энергетики стали полноправными субъектами рыночных отношений наряду с организациями традиционного производства электроэнергии, требуется формирование соответствующей законодательной и нормативно-правовой базы, которая включала бы особенности налогообложения, стимулирования инвестиций, рыночных условий функционирования объектов возобновляемой энергетики.

Переход к использованию ВИЭ позволит в долгосрочной перспективе снизить зависимость экономики от растущих цен на традиционное, в первую очередь углеводородное, топливо. Несмотря на то что Россия обладает значительными запасами углеводородов, себестоимость их добычи с каждым годом будет возрастать — разрабатывавшиеся со времен СССР месторождения газа будут полностью выбраны к 2012—2013 годам, угля и урана — в течение ближайших 10 лет. Разработка новых месторождений потребует больших дополнительных капиталовложений, что отразится на цене угля, газа и урана и, соответственно, вырабатываемой на их основе электроэнергии.

Преимущественный рост генерирующих мощностей в атомной энергетике продиктован необходимостью сдерживания роста тарифов на электроэнергию, внедрения ресурсосберегающих технологий, повышения эффективности энергетического производства, а также экологическими требованиями.

Доля атомной энергетики в потреблении топливно-энергетических ресурсов в России составляет всего 3,5 %. АЭС замещают сжигание газа на тепловых электростанциях в объеме 40—45 млрд. куб. метров, сокращая тем самым использование углеводородных топливно-энергетических ресурсов и уменьшая вредные выбросы в атмосферу.

Для увеличения доли выработки электроэнергии на АЭС до 18,5 % к 2010 году и до 25—30 % к 2030 году в атомной отрасли требуется ежегодно закладывать строительство двух энергоблоков мощностью 1 ГВт, что предусматривается в ФЦП "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007—2010 годы и на перспективу до 2015 года". В соответствии с указанной программой на развитие атомной энергетики до 2015 года будет направлено 1,5 трлн. рублей, в том числе из федерального бюджета предполагается выделить 674 млрд. рублей.

Важным элементом создания условий для превращения электроэнергетики в локомотив отечественной экономики является формирование нормативной базы функционирования производственного комплекса, основу которой составляет техническое регулирование.

Еще в конце 2002 года был принят Федеральный закон № 184 "О техническом регулировании", которым предусматривалось принятие технических регламентов, устанавливающих обязательные для применения и исполнения требования к продукции, в том числе зданиям, сооружениям, оборудованию, процессам производства.

К настоящему времени Правительство Российской Федерации определило полномочия федерального органа исполнительной власти в части ответственности за рассмотрение технических регламентов (Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии), утвердило методические рекомендации по их разработке и подготовке к принятию, приняло ряд других нормативных актов.

Однако за прошедшее время Правительство Российской Федерации фактически не инициировало разработку технических регламентов, оставаясь в стороне от этого процесса, передав ведение этой работы отраслевым компаниям. Следует отметить, что Минпромэнерго России приказом от 28 марта 2005 г. № 58 утвердило рекомендуемый перечень технических регламентов в электроэнергетике, направленных на обеспечение безопасности и устанавливающих требования к процессам эксплуатации объектов электроэнергетики.

Для своевременной подготовки и рассмотрения технических регламентов Правительство Российской Федерации должно взять под постоянный контроль и, по существу, возглавить процесс разработки и принятия регламентов, учитывая то обстоятельство, что на рассмотрении Государственной Думы находится проект федерального закона, вносящий изменения в базовый федеральный закон, упрощающий процедуру принятия технических регламентов и предоставляющий Правительству право вводить регламенты своим решением.

Превращение электроэнергетики в движущую силу развития российской экономики путем создания условий для привлечения частных инвестиций в укрепление конкурентных секторов — энергогенерации и сбыта электрической и тепловой энергии — является одной из основных целей проводимой реформы отрасли.

В настоящее время отрасль вступила в завершающую фазу реформирования. Успешное размещение акций двух созданных генерирующих компаний позволило привлечь частные инвестиции в объеме, существенно превышающем первоначальные планы. В течение 2007—2008 годов продолжится размещение акций ОГК и ТГК (дополнительная эмиссия акций и продажа государственных пакетов, сформированных в процессе реорганизации) путем публичного размещения и продажи акций стратегическим инвесторам.

К 1 июля 2008 года планируется завершение реорганизации ОАО РАО "ЕЭС России" с передачей функций общества вновь создаваемым инфраструктурным организациям электроэнергетики и органам государственной власти по регулированию функционирования и развития электроэнергетики, включая процессы прогнозирования энергопотребления, формирования топливно-энергетических балансов, строительства и технического переоснащения электроэнергетических комплексов.

Реформирование отрасли осуществляется в соответствии с утвержденным Правительством Российской Федерации планом мероприятий, однако значительная часть пунктов плана не выполнена. Сроки подготовки и принятия Правительством России нормативных правовых актов смещаются и затягиваются.

До сих пор не приняты нормативные правовые акты, устанавливающие порядок формирования государственной системы прогнозирования спроса и предложения электрической энергии и мощности, правила антимонопольного контроля на рынках электроэнергии, правила предоставления услуг по обеспечению системной надежности в электроэнергетике, условия и порядок вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, акты об использовании электрических сетей ЕНЭС, принадлежащих другим собственникам. Помимо этого затягивается формирование централизованной инфраструктуры электрических сетей и оперативно-диспетчерского управления.

В ходе реформирования отрасли определились основные направления совершенствования действующего законодательства об электроэнергетике, создающие правовую основу завершения реформы электроэнергетики и создания новой структуры управления в отрасли после ликвидации ОАО РАО "ЕЭС России".

В процессе функционирования нового оптового и розничного рынков электроэнергии выявилась также необходимость корректировки законодательства по электроэнергетике, касающейся формирования рынка мощности и системных услуг, уточнения перечня потребителей услуг системного оператора, определения перечня покупателей, получающих электроэнергию по регулируемым ценам на условиях долгосрочных договоров, уточнения положений о деятельности гарантирующих поставщиков, а также поэтапного увеличения доли электроэнергии, отпускаемой по нерегулируемым ценам на оптовом и розничном рынках.

В целях реализации проектов, предусмотренных в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года и Энергетической стратегии России на период до 2020 года, необходимо принять исчерпывающие меры по минимизации возможных рисков, связанных с недостаточным развитием отечественной проектной, энергомашиностроительной и строительной базы, а также создать в процессе реформирования отрасли механизм сохранения преемственности и закрепления обязательств новых владельцев объектов электроэнергетики по их реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству в соответствии с намеченными планами.

Масштабы и сложность задач, стоящих сегодня перед российской электроэнергетикой, высокая общегосударственная значимость этих задач требуют применения адекватных методов и механизмов их решения. В настоящее время существует единственный достаточно отработанный и эффективный механизм решения подобных проблем — федеральная целевая программа, позволяющая сконцентрировать ресурсы на приоритетных направлениях и согласовать мероприятия по целевым задачам, срокам, исполнителям и ресурсам.

Реализация предлагаемой федеральной целевой программы, осуществляемая на принципах частно-государственного партнерства, должна стать катализатором развития широкого круга отраслей российской экономики.

Кроме того, целесообразно использовать и прочие широко применяемые в мировой энергетике меры государственной поддержки развития производства электроэнергии на базе ВИЭ, в том числе внесение в правила рынка изменений, обеспечивающих комфортное функционирование электростанций, использующих ВИЭ.

По итогам обсуждения, а также в целях обеспечения энергетической безопасности страны, своевременных вводов электроэнергетических мощностей, соответствующих прогнозируемому росту электропотребления, участники "круглого стола" считают необходимым рекомендовать:

Правительству Российской Федерации:

1. В возможно более короткие сроки завершить разработку и принятие Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года и Энергетической стратегии России на период до 2020 года, уделяя особое внимание преимущественному вводу генерирующих объектов атомных, гидро- и угольных электростанций, а также системообразующих электрических сетей.

2. Принять программу развития отечественного энергетического машиностроения, согласованную с Энергетической стратегией России и Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики, включающую комплекс мер государственной поддержки и стимулирования инвестиций в отрасль для повышения эффективности и конкурентоспособности производимого энергетического оборудования.

3. Разработать и принять федеральную целевую программу развития Единой энергосистемы России, предусмотрев в том числе увеличение финансирования из федерального бюджета программ развития системообразующих компаний электроэнергетики — "ГидроОГК", "Росатом", "СО—ЦДУ ЕЭС", "ФСК ЕЭС".

4. Поддерживать инициативу депутатов Государственной Думы по внесению изменений в действующее законодательство, направленных на совершенствование законодательства по электроэнергетике, на стимулирование внедрения малой и возобновляемой энергетики, а также обеспечить принятие закона о поддержке использования возобновляемых источников энергии.

5. Разработать механизм закрепления обязательств новых собственников объектов электроэнергетики по их реконструкции, техническому перевооружению, а также по строительству новых объектов генерации и инфраструктуры в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

6. При формировании государственной системы прогнозирования потребления электроэнергии максимально учитывать потребности субъектов Российской Федерации в энергетических мощностях, расширяя степень их участия в принятии решений по вопросам развития отрасли, тарифного регулирования, согласования мест размещения объектов энергетики.

7. При разработке программы мер по стимулированию инвестиций в создание мощностей атомной, гидро- и угольной генерации, в развитие электрических сетей учитывать предложения по введению дополнительных налоговых льгот, а также выделению в необходимом объеме средств федерального бюджета в виде прямых инвестиций и компенсации части процентов за пользование кредитами.

8. Ускорить подготовку и внесение в Государственную Думу новой редакции Федерального закона "Об энергосбережении" и иных проектов федеральных законов, направленных на повышение эффективности экономики, принять нормативные правовые акты, направленные на стимулирование повышения эффективности энергетического производства и потребления.

9. Ускорить подготовку и внесение в Государственную Думу проекта федерального закона "О теплоснабжении".

10. Ускорить разработку технических регламентов в сфере электроэнергетики и направить их на рассмотрение Федерального Собрания Российской Федерации.

11. Обеспечить своевременное принятие нормативных правовых актов во исполнение действующего законодательства по электроэнергетике, направленных на совершенствование регулирования отношений в отрасли, устанавливающих порядок формирования государственной системы прогнозирования спроса и предложения электрической энергии и мощности, правила антимонопольного контроля на рынках электроэнергии, правила предоставления услуг по обеспечению системной надежности в электроэнергетике, условия и порядок вывода объектов электроэнер-

гетики в ремонт и из эксплуатации, порядок использования электрических сетей ЕНЭС, принадлежащих другим собственникам.

12. Разработать и внести в Государственную Думу проект федерального закона, регламентирующего вопросы составления и применения сводного и прогнозных топливно-энергетических балансов Российской Федерации.

13. Разработать методические материалы по формированию региональных прогнозных топливно-энергетических балансов и порядку взаимодействия федеральных и региональных органов исполнительной власти Российской Федерации при организации этой работы.

14. При формировании проекта федерального бюджета на 2008 год и на период до 2010 года:

— предусмотреть выделение средств на строительство первоочередных объектов гидро-, атомной, и угольной генерации, системообразующих электрических сетей, а также на техническое переоснащение объектов с высоким износом основных средств, на ликвидацию перекрестного субсидирования в электроэнергетике, на компенсацию выпадающих доходов субъектов Российской Федерации от предоставления льгот по налогу на имущество электростанций и электрических сетей, а также иных льгот по развитию электроэнергетики;

— при определении лимитов расходных обязательств бюджетных организаций на коммунальные услуги учесть поэтапное увеличение цен на газ и электроэнергию в результате расширения доли отпуска по нерегулируемым государством ценам.

15. Создать Общественный совет по вопросам энергосбережения при Минпромэнерго России с участием представителей федеральных органов государственной власти, организаций ТЭК и потребителей, вменить в обязанность созданному органу подготовку государственной программы повышения энергоэффективности российской экономики.

Федеральному Собранию Российской Федерации:

1. Ускорить принятие федеральных законов "О теплоснабжении", "О внесении изменений в Федеральный закон "Об энергосбережении", "О поддержке использования возобновляемых источников энергии", а также законов, направленных на совершенствование законодательства по электроэнергетике и повышение энергетической эффективности экономики, по мере их внесения в Государственную Думу.

2. Рассмотреть и принять федеральный закон "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации", внесенный в Государственную Думу Правительством Российской Федерации и направленный на формирование благоприятных налоговых условий для финансирования инновационной деятельности, создание благоприятных условий для разработки и внедрения новых технологий промышленного производства.

3. При рассмотрении проекта федерального бюджета на 2008 год и на период до 2010 года поддержать предложения по выделению средств на строительство первоочередных объектов атомной, угольной и гидрогенерации, а также системообразующих электрических сетей, на ликвидацию перекрестного субсидирования в электроэнергетике, компенсацию выпадающих доходов субъектов Российской Федерации от предоставления льгот по налогу на имущество электрических сетей, а также иных льгот по развитию электроэнергетики.

4. Ускорить рассмотрение и принятие федерального закона, вносящего изменения в Федеральный закон "О техническом регулировании", упрощающего процедуру принятия технических регламентов, включив в него в качестве первоочередных технические регламенты в сфере электроэнергетики.

Органам государственной власти субъектов Российской Федерации:

1. В целях расширения участия в управлении региональными электроэнергетическими компаниями изыскать возможность увеличения бюджетных инвестиций в сооружение объектов электроэнергетики с передачей соответствующих пакетов акций компаний.

2. В соответствии с региональными программами развития включать в тарифы на электроэнергию, отпускаемую потребителям, на ее передачу, а также на технологическое присоединение к электрическим сетям инвестиционные составляющие на строительство объектов электроэнергетики в объемах, предусмотренных Генеральной схемой размещения объектов и Энергетической стратегией развития электроэнергетики.

3. Способствовать упрощению процедур согласования площадок для строительства и размещения объектов электроэнергетики.

4. В целях формирования единой системы прогнозирования при разработке программ развития регионов предусматривать создание региональных систем прогнозирования потребления электроэнергии, увязанных с общегосударственной системой прогнозирования потребления.

5. Активно проводить политику внедрения альтернативных источников энергии — ветра, солнца, геотермальной воды, осуществлять строительство приливных и малых гидроэлектростанций, что особенно актуально в районах с сезонным завозом топлива, а также в труднодоступных районах.



Генеральная схема размещения объектов **ГОЭЛРО-2** электроэнергетики до 2020 года

**директор Департамента структурной и тарифной политики
в естественных монополиях Минпромэнерго России**

Кравченко Вячеслав Михайлович

Москва
5 апреля 2007 г.



Цели и задачи разработки Генеральной схемы

ЦЕЛЬ - обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей и гарантирования полноценного покрытия потребностей экономики страны в электрической и тепловой энергии за счет реализации конкретных мероприятий по развитию электроэнергетики России.

В соответствии с целью Генеральная схема призвана решить следующие основные задачи:

надежное обеспечение потребителей страны электроэнергией и теплом за счет опережающего развития электроэнергетической отрасли, использования в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов;

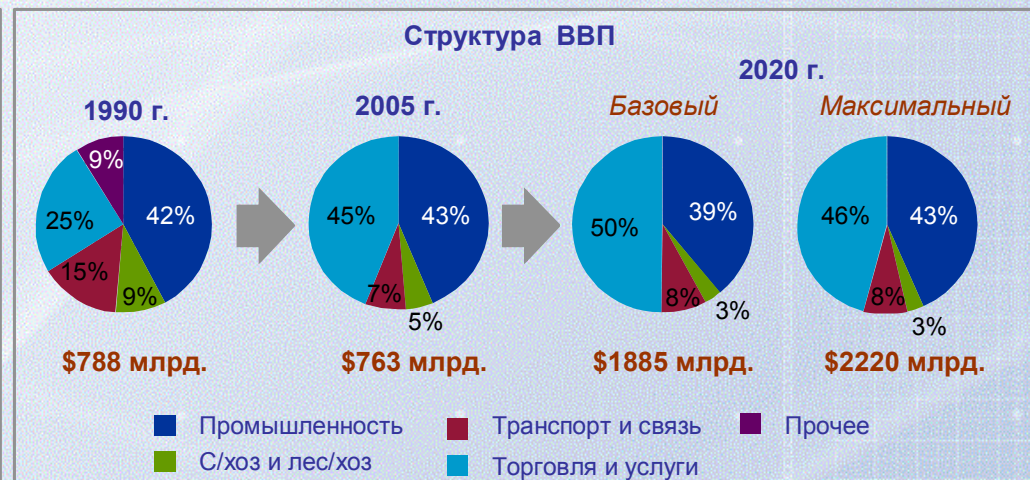
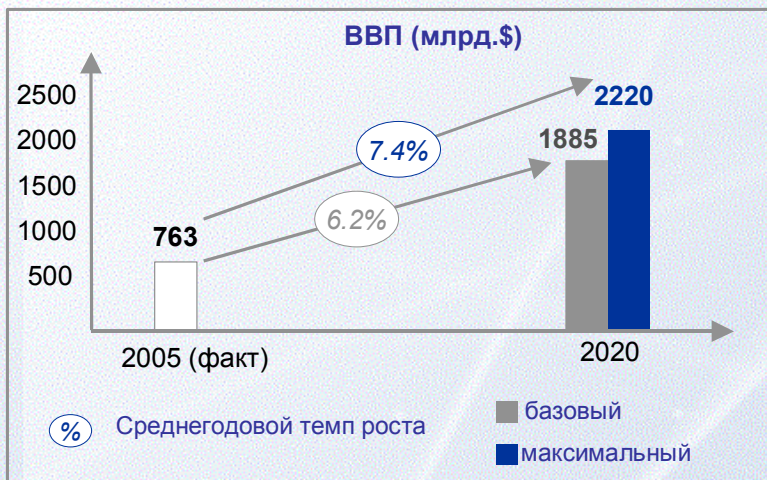
диверсификация топливного баланса электроэнергетики за счет максимально возможного использования потенциала развития атомной, гидро- и угольной генерации и уменьшения отрасли газовой генерации в топливном балансе;

создание избыточной сетевой инфраструктуры, развивающейся опережающими темпами по сравнению с развитием генерации, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность обмена энергией и мощностью между регионами России, а также для целей экспорта;

минимизация удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла за счет внедрения существующего высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газовом топливе.

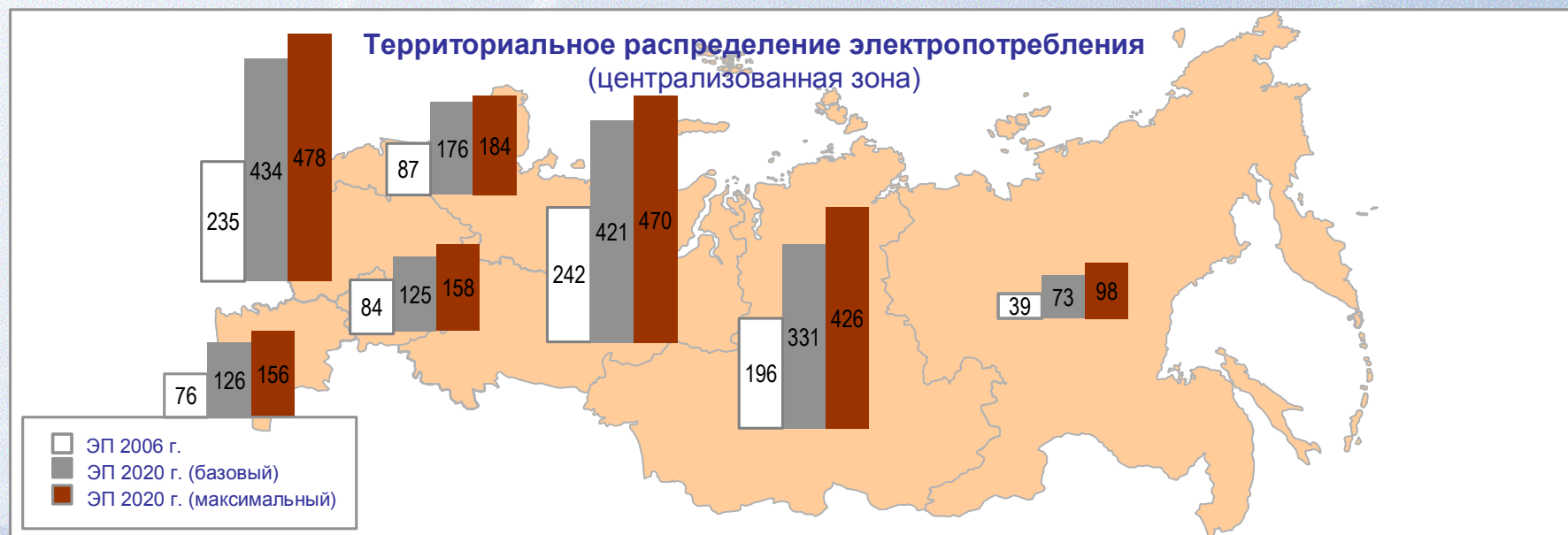
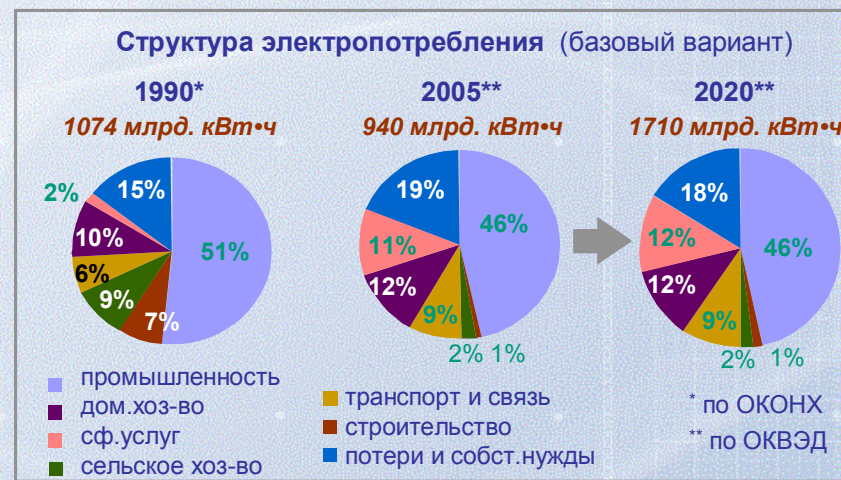
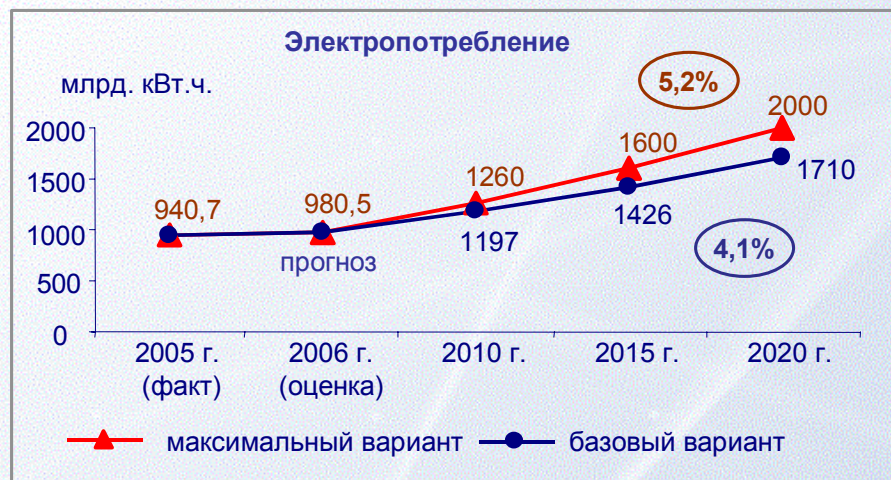


Сценарные условия социально-экономического развития России на перспективу до 2020 г.



Прогноз электропотребления на период до 2020 г.

Внутреннее электропотребление



Принцип развития генерирующих мощностей

дальнейшее сокращение доли газа в топливном балансе электроэнергетики и максимальное увеличение доли атомной, гидро- и угольной генерации

АЭС	<p>При планировании развития АЭС необходимо исходить из производственных возможностей «Росатома»:</p> <ul style="list-style-type: none">■ с 2009 г. – по 1 блоку, с 2012 г. – по 2 блока, с 2015 г. – по 3 блока, с 2016 г. – по 4 блока 1150 кВ, с 2017 г. – еще по 1 блоку малой мощности, с 2019 г. – по 2 блока малой мощности;■ строительство новых станций в Европейской части для приближения генерации к центрам роста нагрузки;■ ввод новой мощности на АЭС предусматривается парными блоками.
ГЭС и ГАЭС	<ul style="list-style-type: none">■ максимальное использование существующих проектных наработок;■ достройка начатых строительством ГЭС в Европейской части, сооружение ГЭС в Сибири и на Д.Востоке, исходя из балансовой необходимости и экономической целесообразности;■ максимально – строительство ГАЭС в Европейской части для балансирования АЭС.
Угольная генерация	<p>Реконструкция и расширение существующих эл.станций. До 2020 г. вывод из эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none">■ агрегатов, достигших индивидуального ресурса (первого после паркового) (90 атм. и ниже);■ теплофикационных агрегатов, в случае отсутствия потребителей тепловой энергии; <p>Новое строительство - по потребности в балансе, приоритет над вводами КЭС на газе.</p>
Газовая генерация	<p>Реконструкция и расширение существующих эл.станций. К 2020 вывод из эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none">■ Конденсационных паросиловых агрегатов, независимо от параметров и единичной мощности блока, достигшие индивидуального ресурса (первого после паркового);■ теплофикационных агрегатов, достигших индивидуального ресурса (первого после паркового) с параметрами 90 ата и ниже;■ теплофикационных агрегатов, в случае отсутствия потребителей тепловой энергии. <p>Новое строительство – преимущественно ТЭЦ.</p>



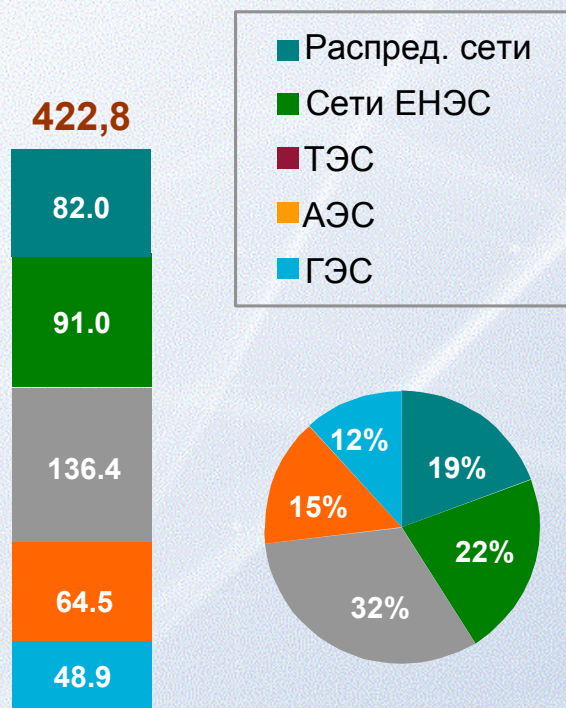
Основные черты предлагаемого подхода:

- **АЭС и ГЭС вводятся максимально возможным темпом;**
- **Программа вводов угольных станций увеличивается по сравнению с периодом 2006—2010 гг. в 10 раз;**
- **В крупных масштабах выводятся из эксплуатации паросиловые установки на газе;**
- **Появляется возможность консервации станций вместо их демонтажа, что позволяет иметь возможность создания резерва для сжигания мазута в экстремальных ситуациях;**
- **Создание избыточной сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность обмена энергией и мощностью между регионами России, а также для целей экспорта.**

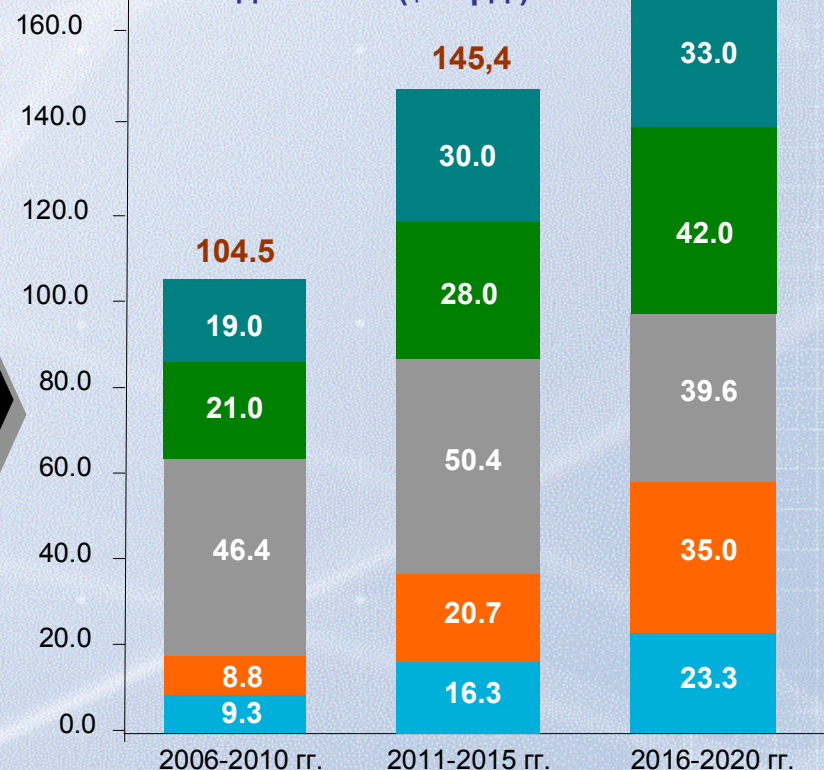


Потребность в инвестициях на развитие электроэнергетики

Объем и структура инвестиций в генерирующие мощности в 2006—2020 гг. (\$млрд.)



Потребность в инвестициях до 2020 г. (\$млрд.)



Суммарная потребность в капиталовложениях на развитие электроэнергетики в период до 2020 г. для максимального варианта оценивается в 542 млрд. долл.

Оценка тарифа на электроэнергию для потребителей при реализации Генеральной схемы

цент/кВт.ч (цены 2005 г.)

Регион	2006 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Северо-Запад	3.36	4.3—4.5	7—8	7—8
Центр	3.8	4.9—5.1	7—8	7—8
Юг	3.48	4.5—4.7	7—8	7—8
Урал	2.8	3.6—3.8	6—7	6.5—7
Сибирь	1.87	2.4—2.5	4—4.5	4.5—5
Д.Восток	5.04	6.5—6.8	6—7	7—7.5



Предлагаемая целевая модель регулирования электроэнергетики



Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.

30 ноября 2006 г. Правительством Российской Федерации поручено представить уточненную редакцию Энергетической стратегии России на период до 2020 года.

В Минпромэнерго России создана и работает межведомственная рабочая группа по уточнению Энергетической стратегии на период до 2020 года и ее пролонгации на период до 2030 года. В состав группы из 83 человек входят представители Минэкономразвития России, МПР России, Минтранса России, Минрегиона России, МИД России, «Росатома», ФАС России, ФСТ России, ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «Газпром» и других организаций и ведомств.

Основная цель Энергостратегии – максимально эффективное использование ресурсного и производственного потенциалов энергетического сектора для роста экономики и повышения качества жизни населения страны

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОРИЕНТИРЫ

Энергетическая
безопасность

Энергетическая эффективность
экономики

Бюджетная эффективность
энергетики

Экологическая
безопасность

ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Развитие внутренних
энергетических
рынков

Формирование
рационального
ТЭБ

Региональная
энергетическая
политика

Внешняя
энергетическая
политика

Недропользование
и управление
гос.фондом недр

Соц.
политика в
энергетике

Научно-техническая
и инновационная
политика

ОСНОВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Создание рациональной рыночной среды
(институциональные меры, ценовое, налоговое, таможенное,
антимонопольное регулирование)

Управление
государственной
собственностью

Перспективные
нормы, стандарты и
регламенты

Поддержка
стратегических
инициатив

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЕКТОРОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Газ

Нефть

Уголь

Электро-
энергетика

Тепло-
снабжение

Атомная
энергетика

Возобновляемые
источники энергии



Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года

Предложения ОАО РАО «ЕЭС России»

**член правления, технический директор
Б.Ф. Вайнзихер**

**Москва
5 апреля 2007 г.**



Цели и задачи разработки Генеральной схемы

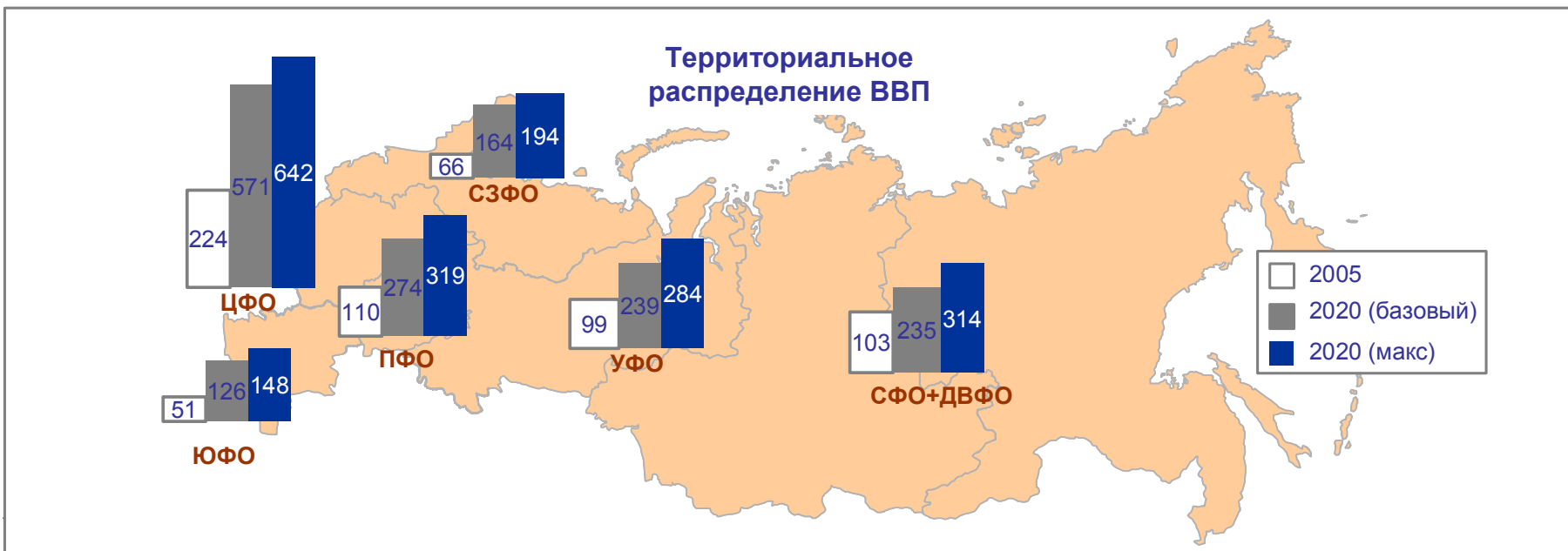
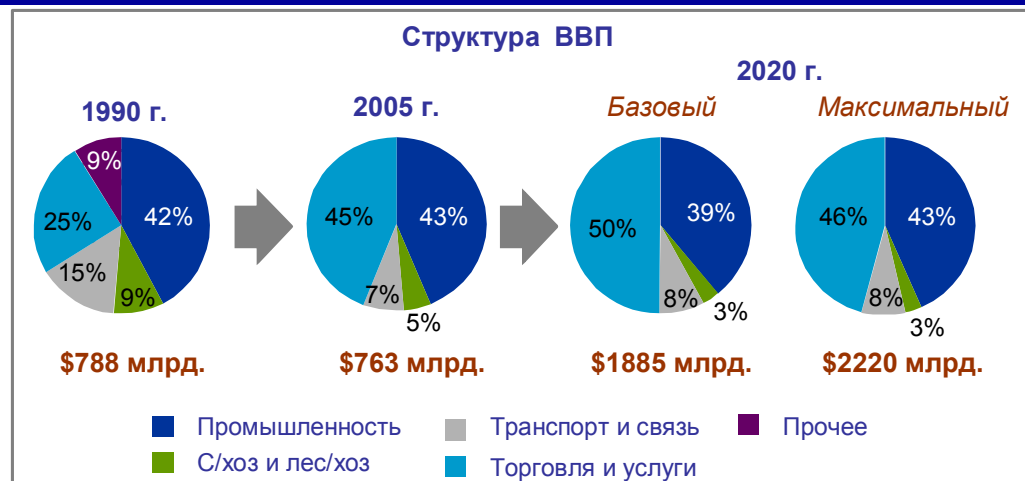
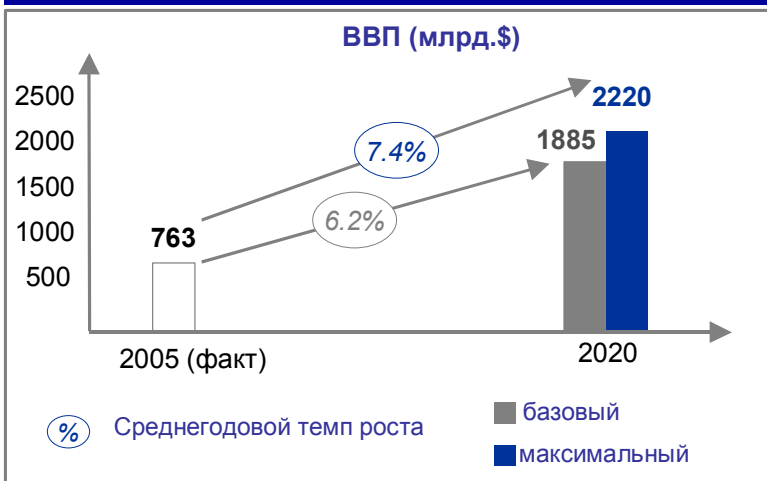
Цель:

Разработать комплекс мероприятий по развитию электроэнергетики России с целью обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения потребителей и гарантирования полноценного покрытия потребностей экономики страны в электрической и тепловой энергии в условиях работы рынка электроэнергии и мощности.

В соответствии с целью Генеральная схема призвана решить следующие основные задачи:

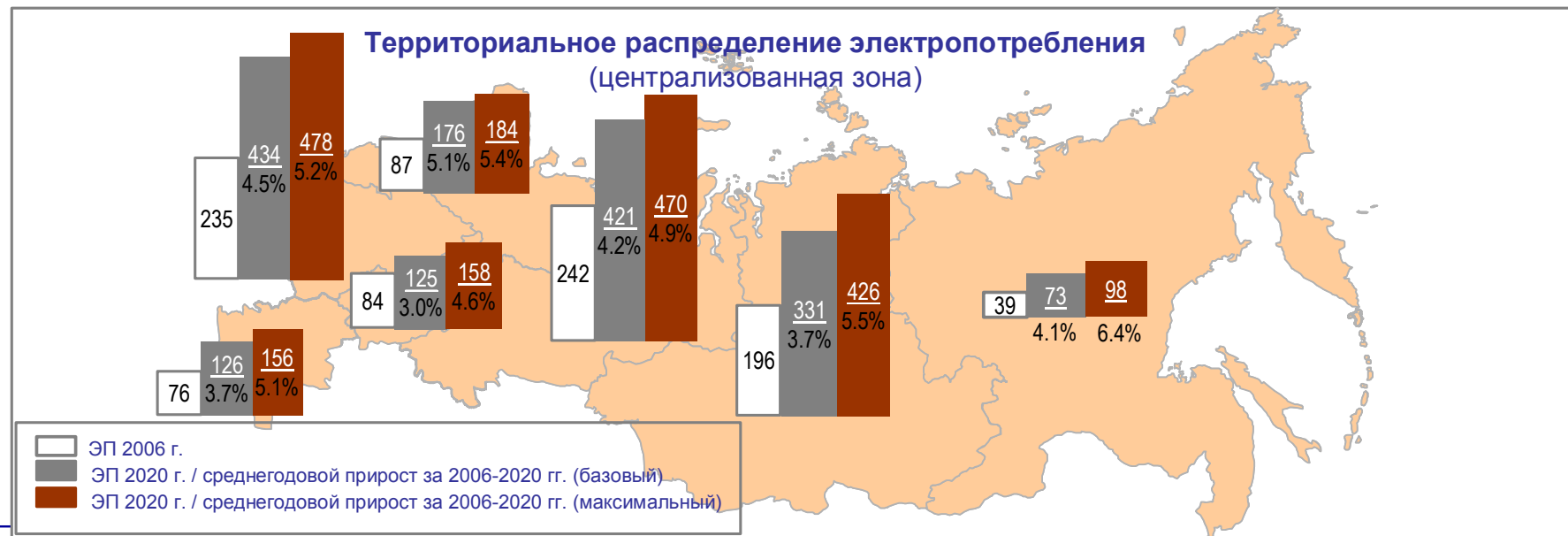
1. Вывод электроэнергетики России на новый технологический уровень, подразумевающий увеличение среднеотраслевого КПД, снижение удельных расходов топлива, повышение маневренности и управляемости.
2. Создание избыточной сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке электроэнергии и мощности, а также усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность обмена энергией и мощностью между регионами России и для целей экспорта.
3. Решения по масштабам развития и размещения АЭС и ГЭС.
4. Оптимизация топливной корзины электроэнергетики за счет оптимального размещения тепловой генерации.
5. Минимизация негативного влияния на экологию.

Сценарные условия социально-экономического развития России на перспективу до 2020 г.



Прогноз электропотребления на период до 2020 г.

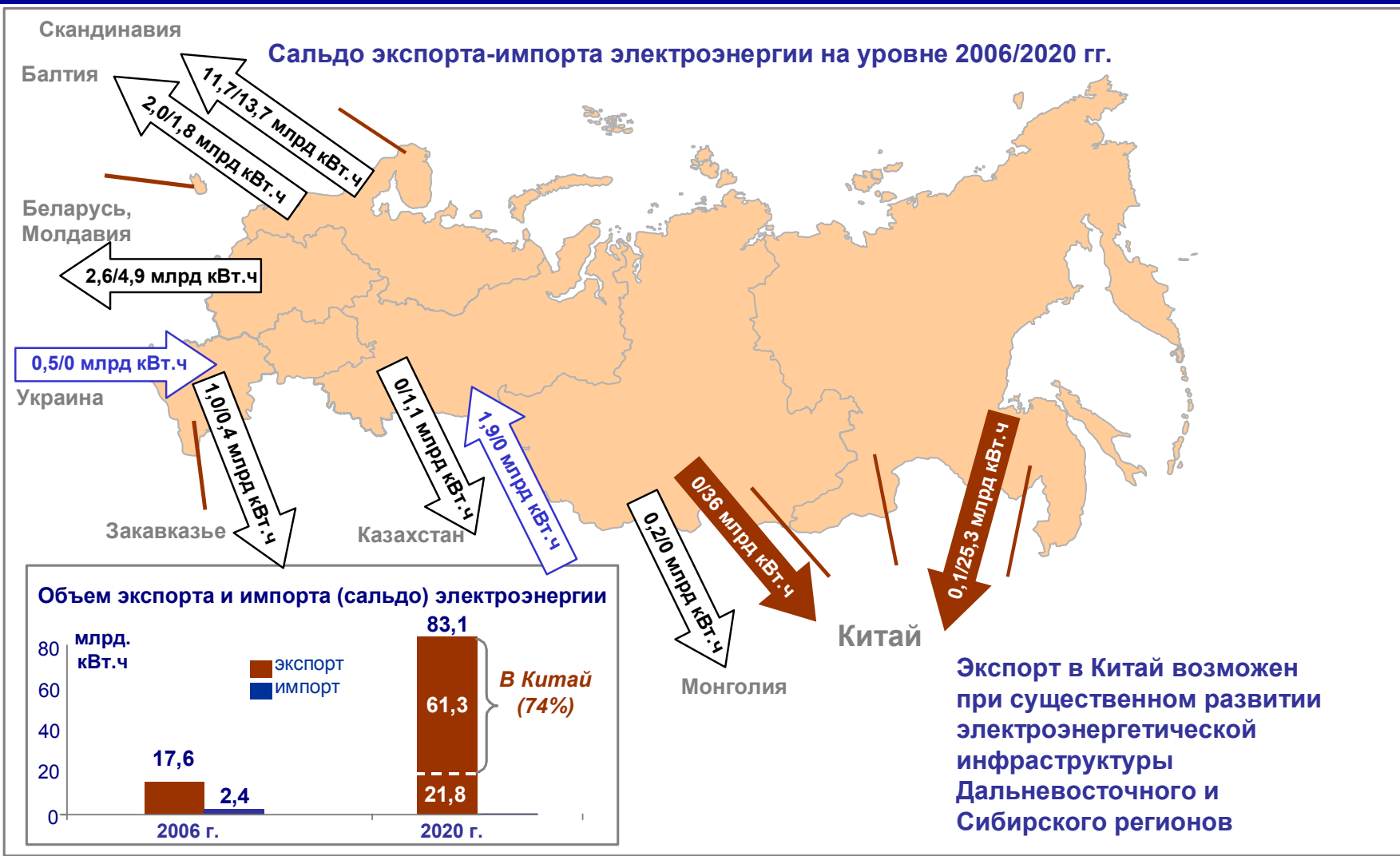
Внутреннее электропотребление



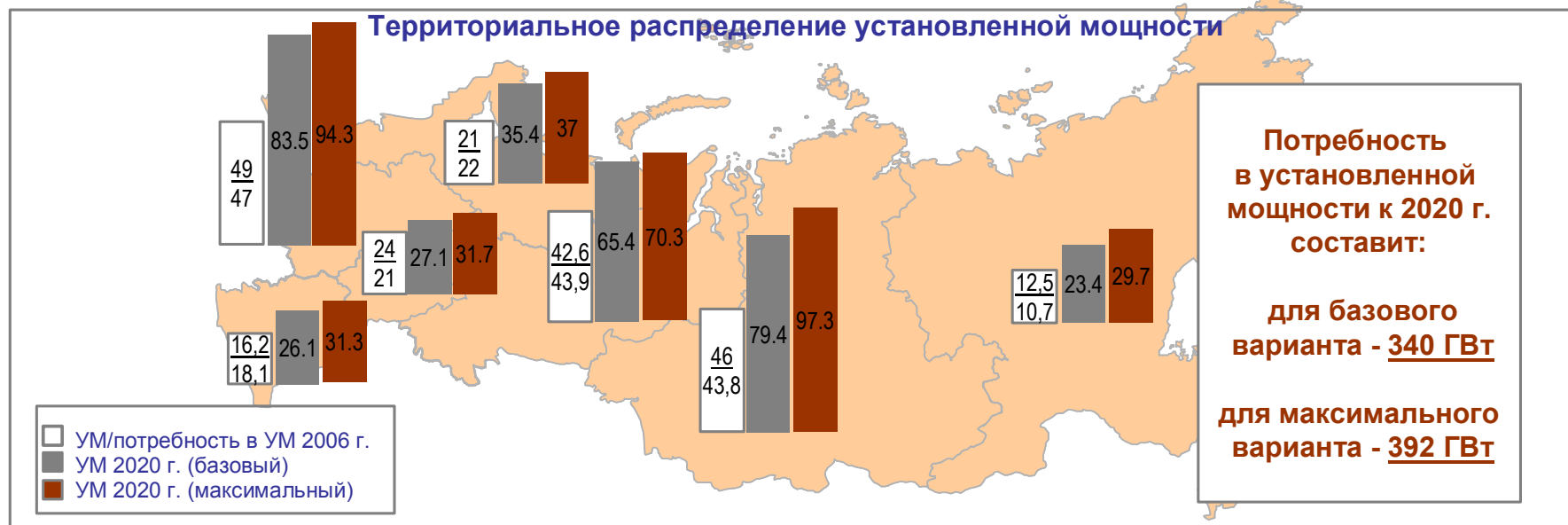
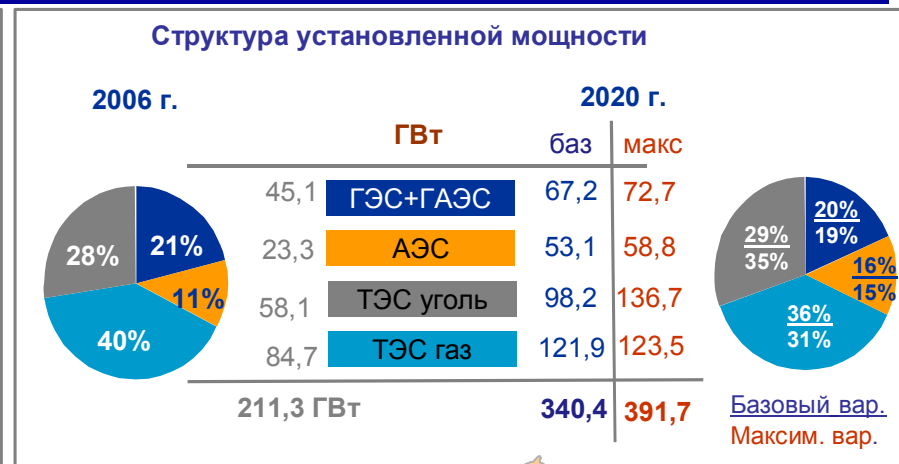
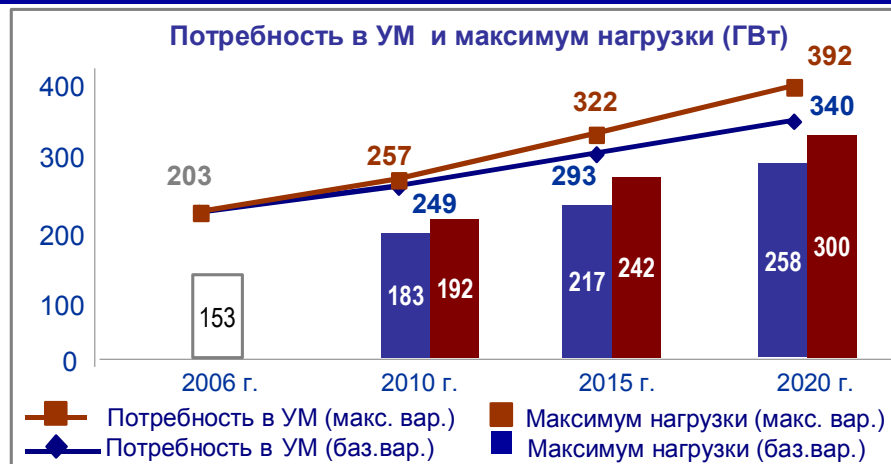
Прогноз электропотребления на период до 2020 г. Экспорт и импорт электроэнергии



Сальдо экспорта-импорта электроэнергии на уровне 2006/2020 гг.



Прогноз электропотребления на период до 2020 г. Потребность в установленной мощности

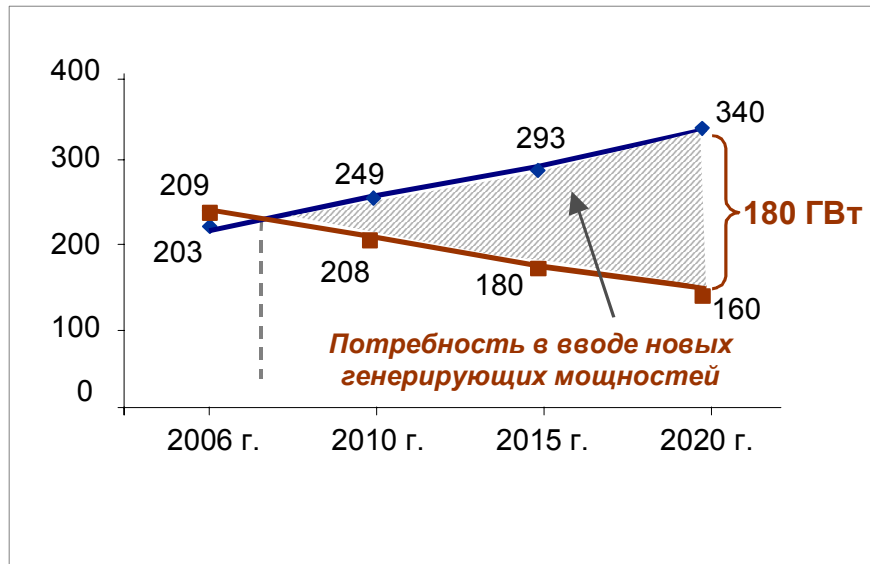


Прогноз электропотребления на период до 2020 г.

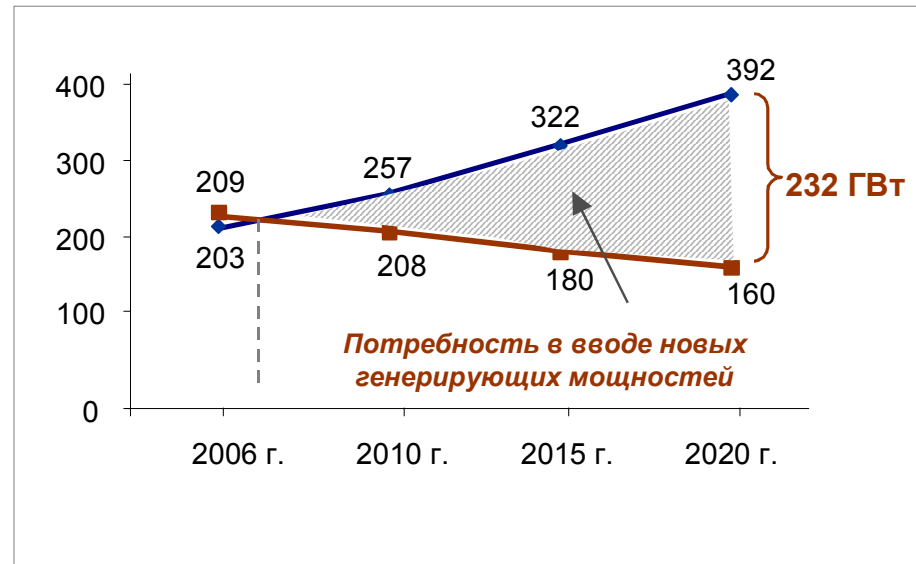
Баланс мощности: наличие и потребность



Базовый вариант



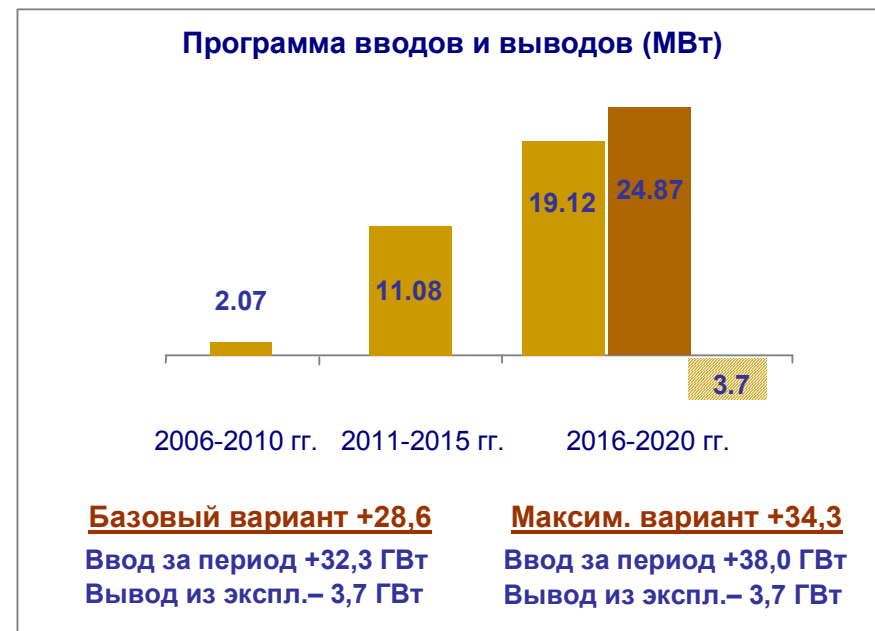
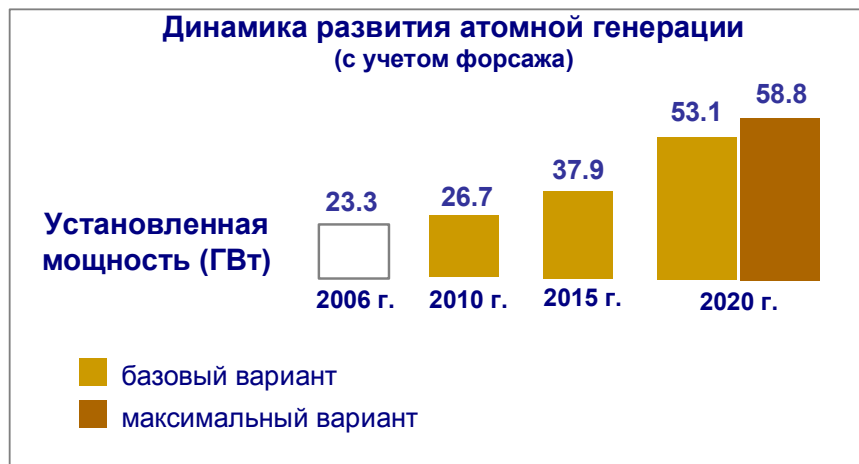
Максимальный вариант



- ◆ Потребность в установленной мощности
- Динамика существующей установленной мощности

Развитие генерирующих мощностей

Развитие АЭС



Параметры развития АЭС, заложенные в Генсхему, базируются на производственных возможностях «Росатома»

Эти возможности должны быть учтены в ФЦП «Росатома», что требует корректировки ФЦП

Развитие генерирующих мощностей

Развитие гидрогенерации (ГЭС и ГАЭС)

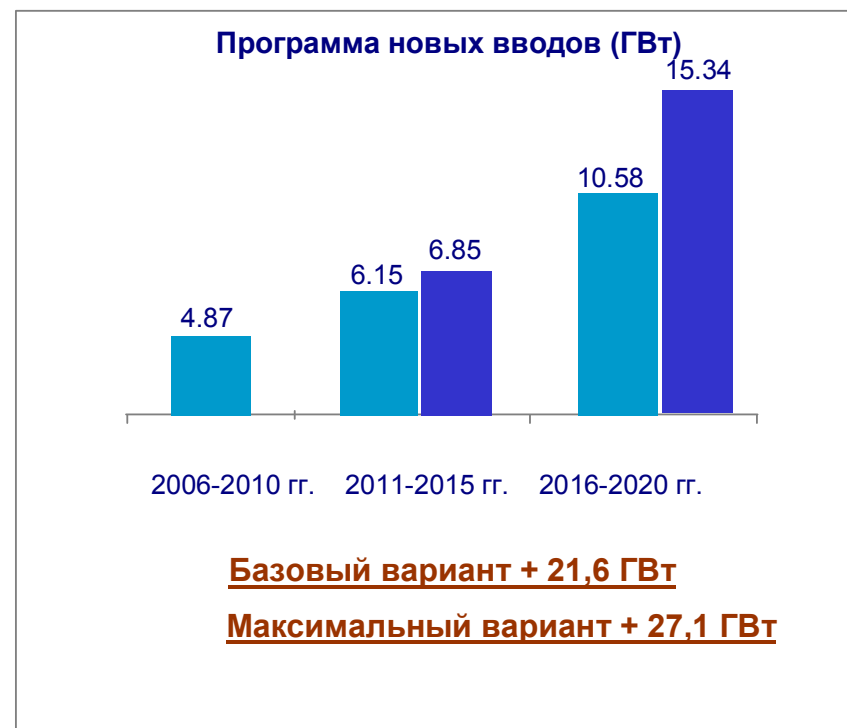
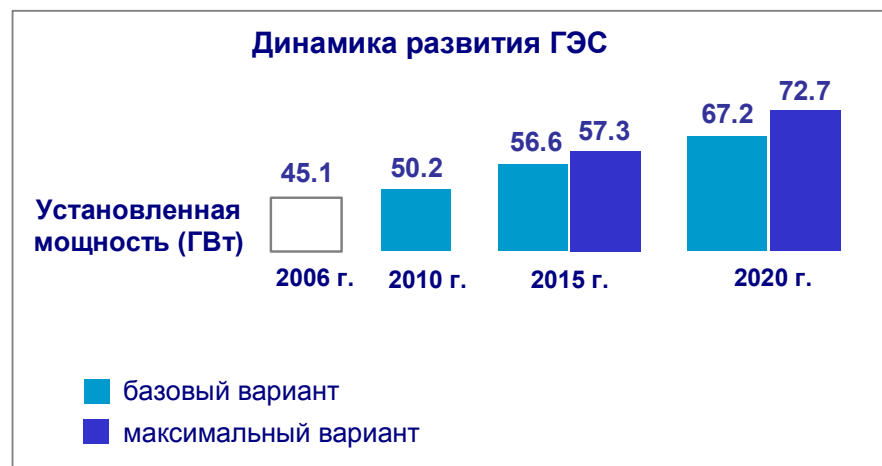
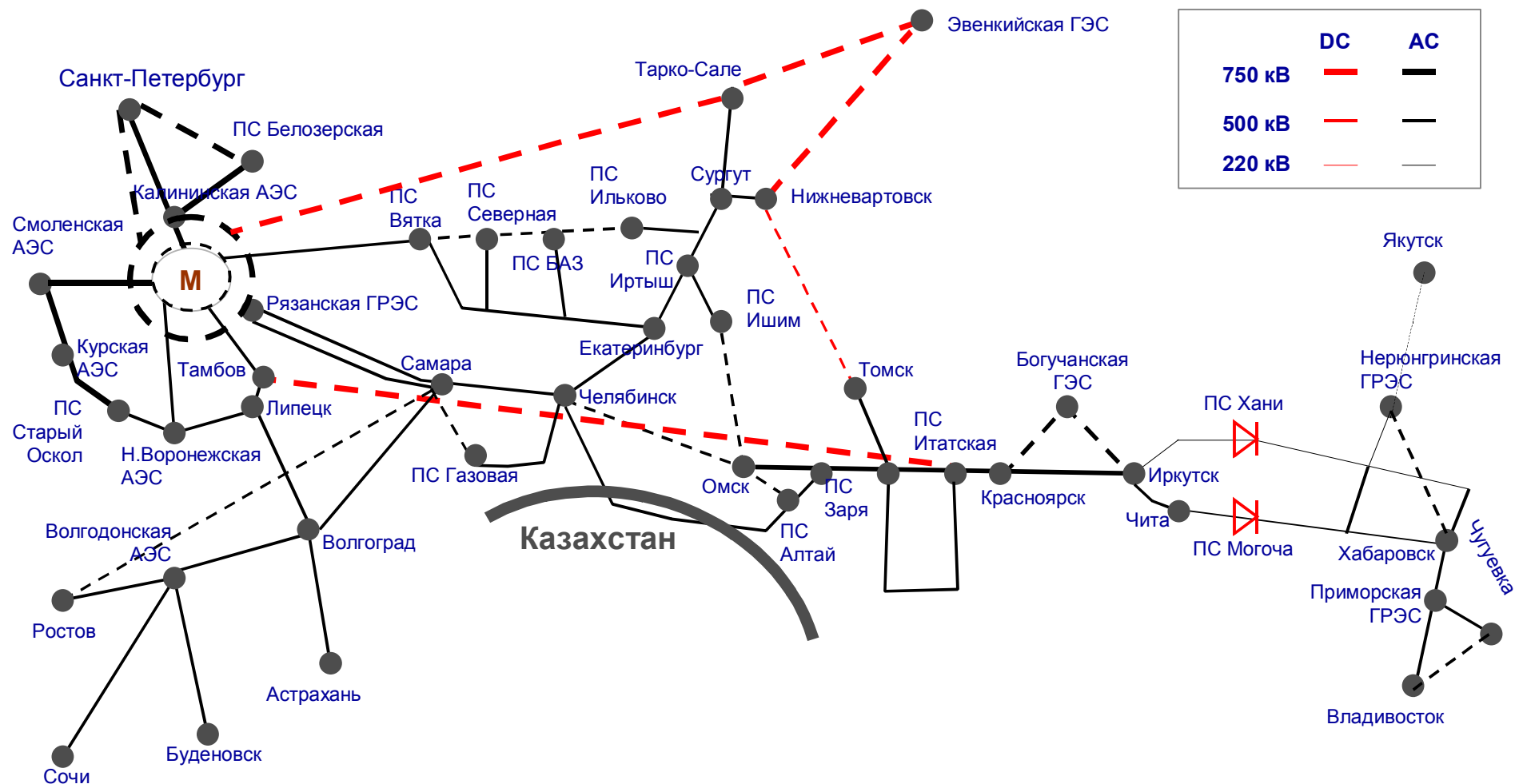


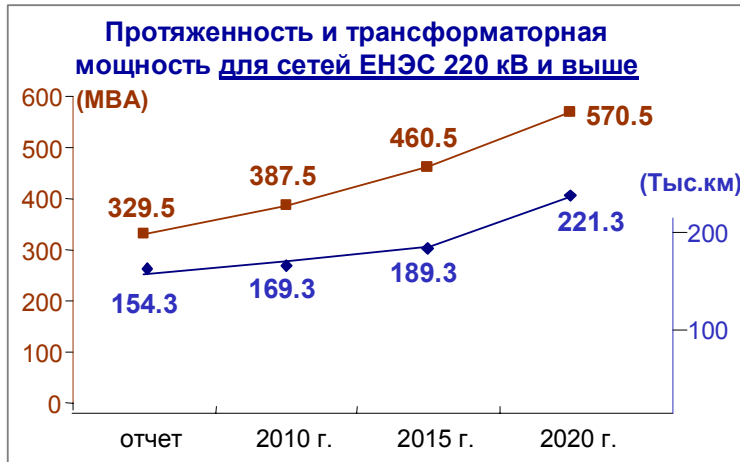


Схема развития сетевой инфраструктуры



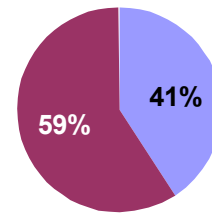
Развитие электрических сетей

Развитие сетевой инфраструктуры на период до 2020 г.



Инвестиции в сетевые и генерирующие мощности (млрд. долларов 2005 г.)

2006-2020 гг.

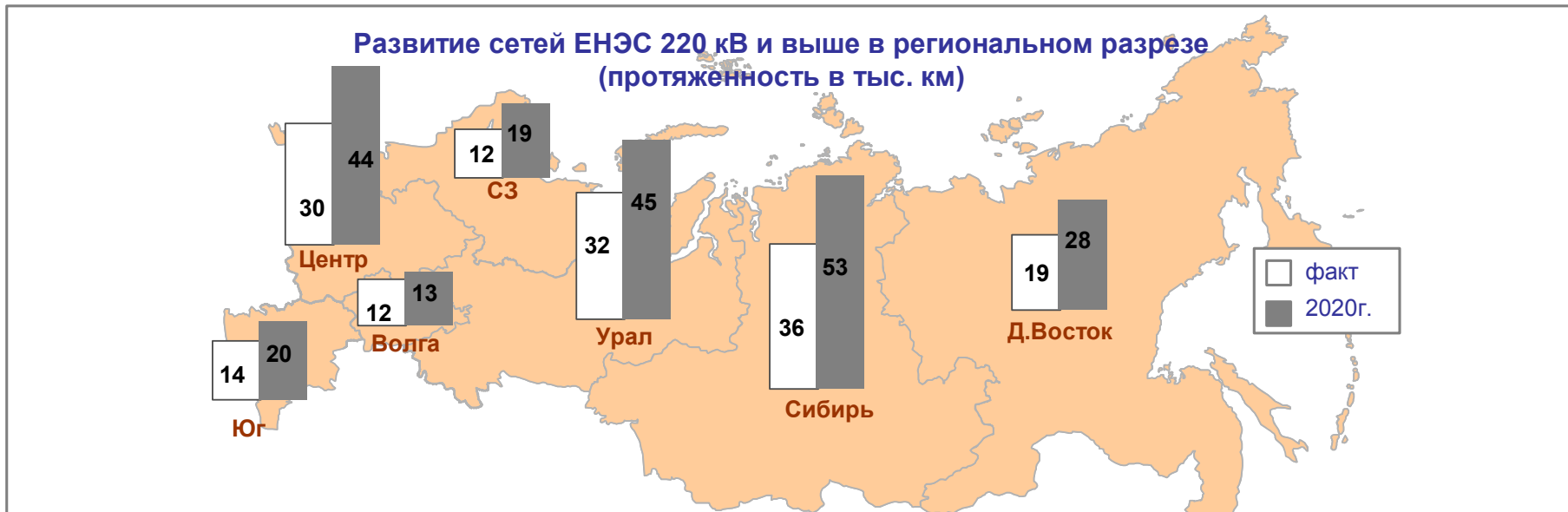


Генерация: **\$250 млрд.**
Сети: **\$173 млрд.**

• До 2010 года необходимо ввести 13,6 тыс. км ВЛ 220 кВ и выше

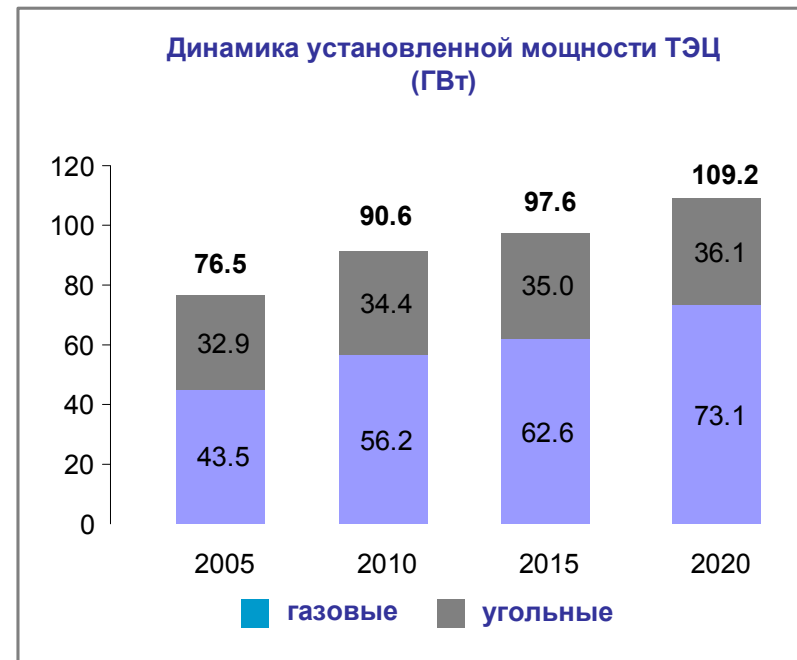
• В 2011-2020 гг. требуется ввести 22 тыс. км ВЛ 220 кВ и выше для выдачи мощности новых общесистемных электростанций

• В 2011-2020 гг. требуется ввести 21 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше для усиления межсистемных и межгосударственных связей и повышения надежности электроснабжения потребителей



Развитие тепловой генерации

Динамика развития ТЭЦ в России

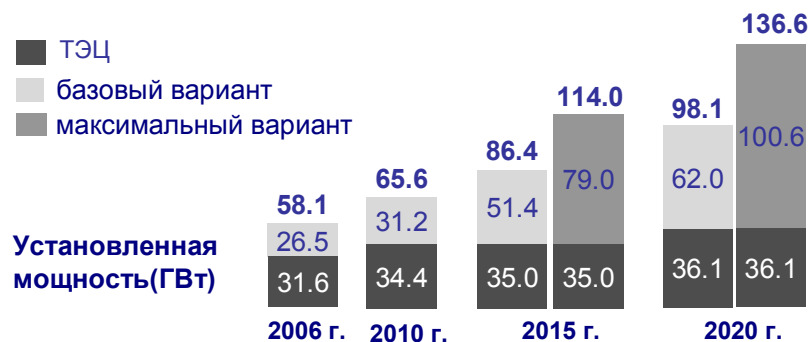


Развитие тепловой генерации

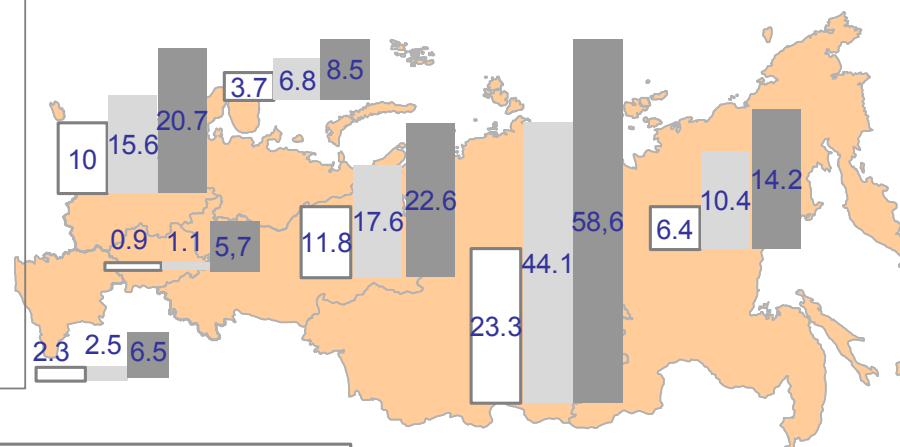
Развитие угольной генерации



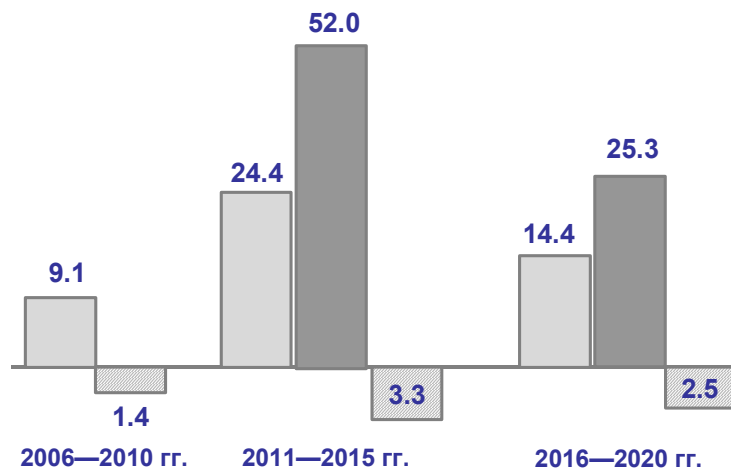
Динамика развития угольных ТЭС



География размещения угольных ТЭС



Программа вводов и выводов (ГВт)



Базовый вариант +40,7

Ввод за период +47,9 ГВт

Вывод из эксл.– 7,2 ГВт

Максим. вариант +79,2

Ввод за период +86,4 ГВт

Вывод из эксл.–7,2 ГВт

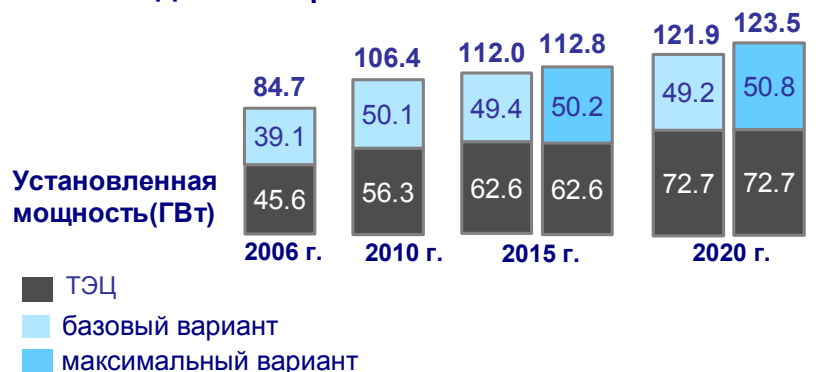
□ 2006 г.
 □ 2020 г. базовый вариант
 ■ 2020 г. максимальный вариант

Развитие тепловой генерации

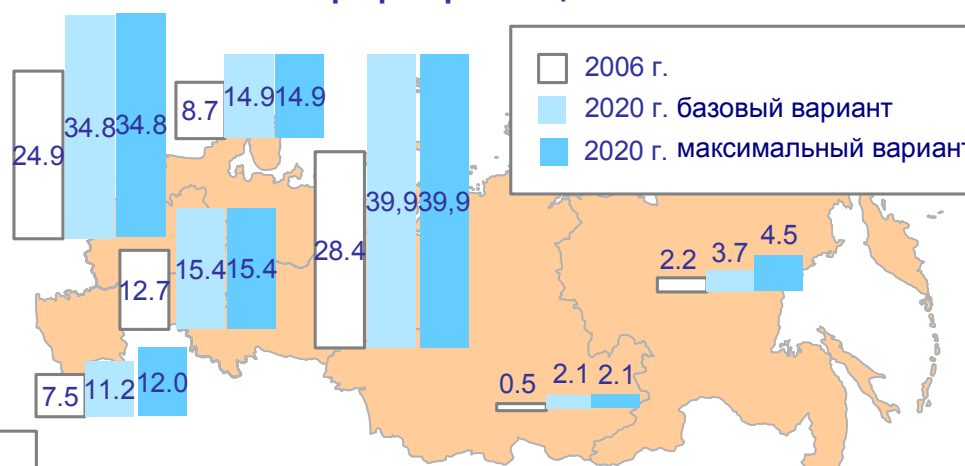
Развитие газовой генерации



Динамика развития газовых ТЭС



География размещения газовых ТЭС



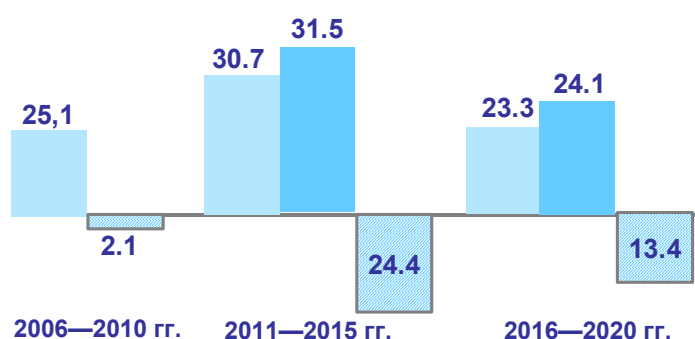
Программа вводов и выводов (ГВт)

Базовый вариант +39,2

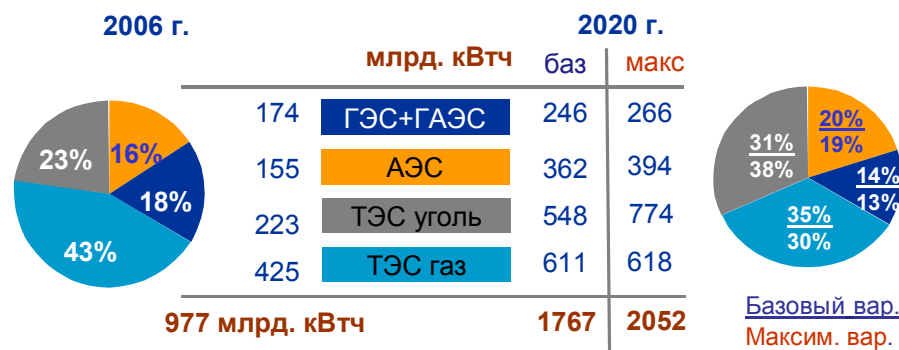
Ввод за период +79,1 ГВт
Вывод из экспл.– 39,9 ГВт

Максим. вариант +40,8

Ввод за период +80,7 ГВт
Вывод из экспл.– 39,9 ГВт



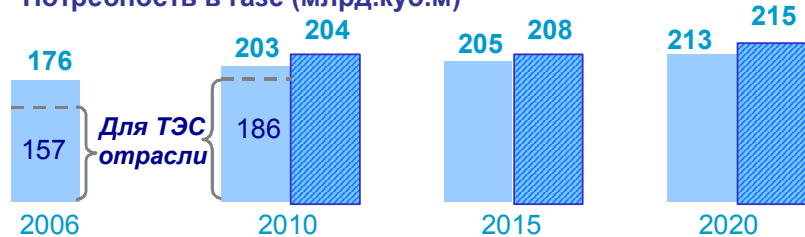
Структура выработки



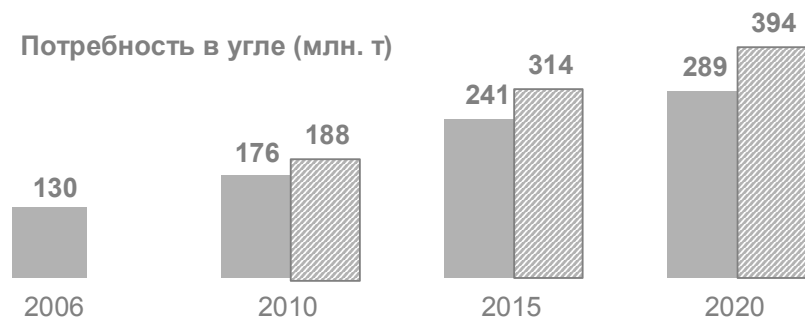
Потребность в топливе



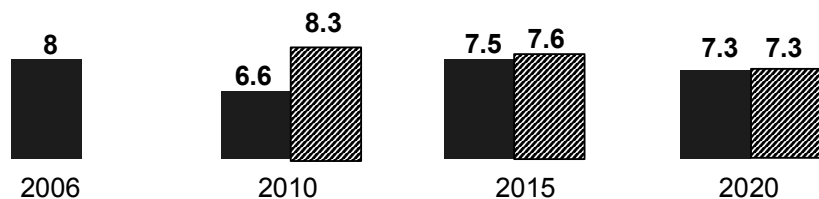
Потребность в газе (млрд.куб.м)



Потребность в угле (млн. т)

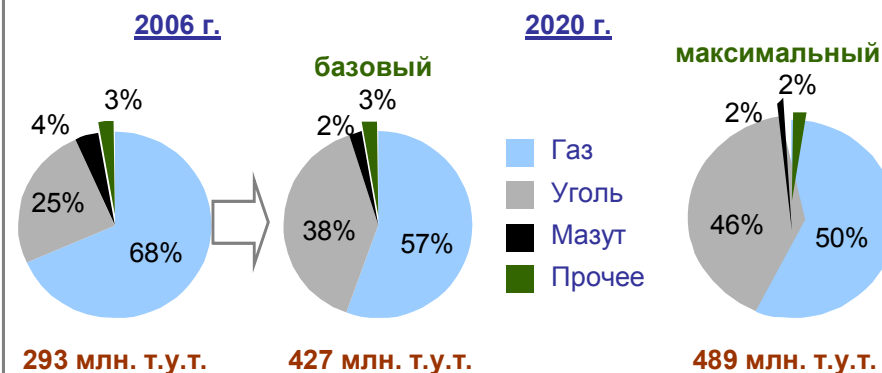


Потребность в мазуте (млн. т)

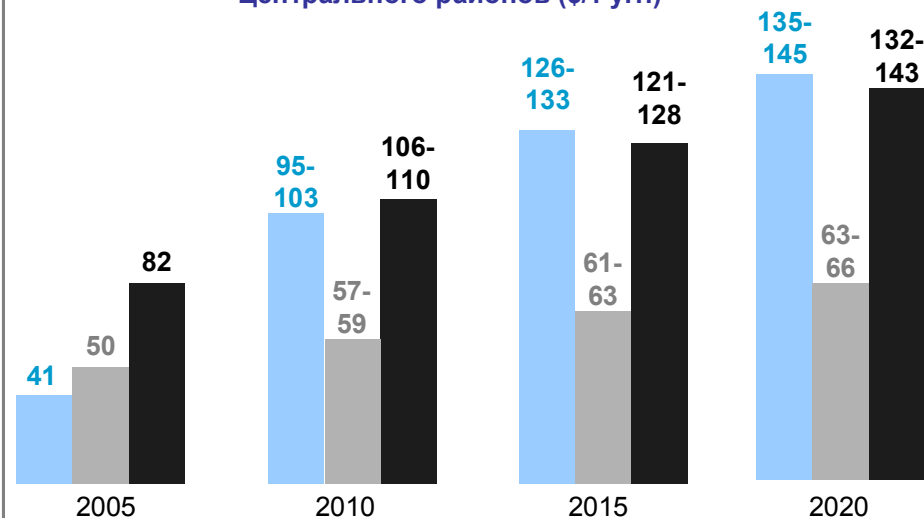


- Средний КПД ТЭС России вырастет с 37% до 43%
- Средний удельный расход топлива на ТЭС России снизится с 334 г.у.т./кВт.ч до 284 г.у.т./кВт.ч

Топливный баланс ТЭС



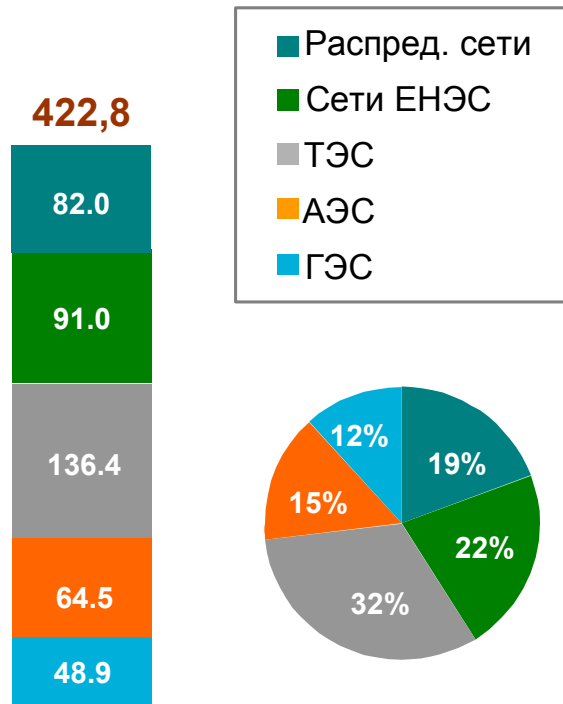
Прогноз уровня цен на топливо для Северо-Западного и Центрального районов (\$/т у.т.)



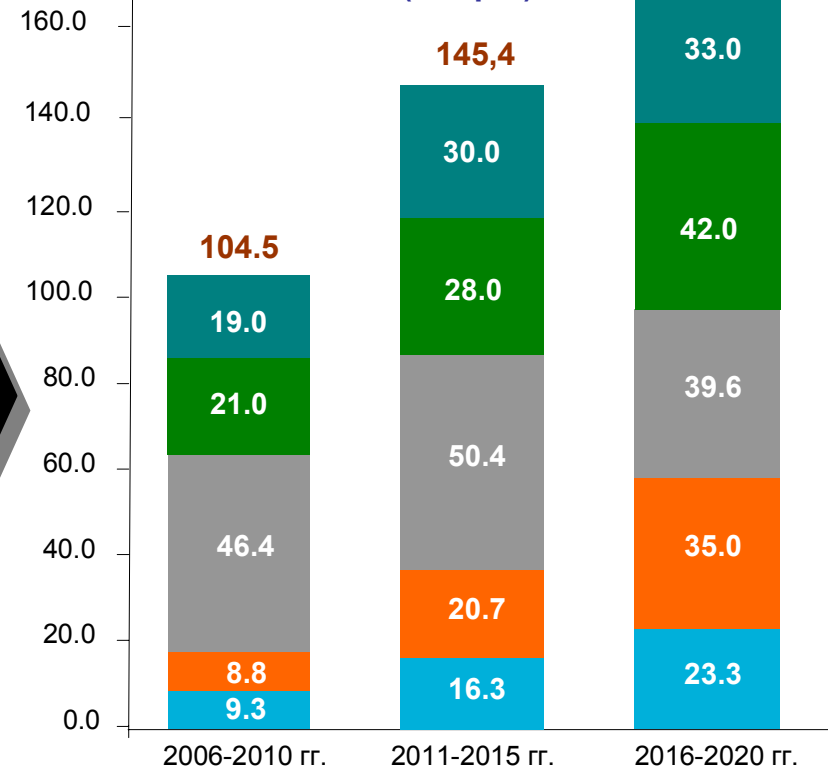
Потребность в инвестициях на развитие электроэнергетики



Объем и структура инвестиций в генерирующие мощности в 2006—2020 гг. для базового варианта (\$млрд.)



Потребность в инвестициях до 2020 г. (\$млрд.)

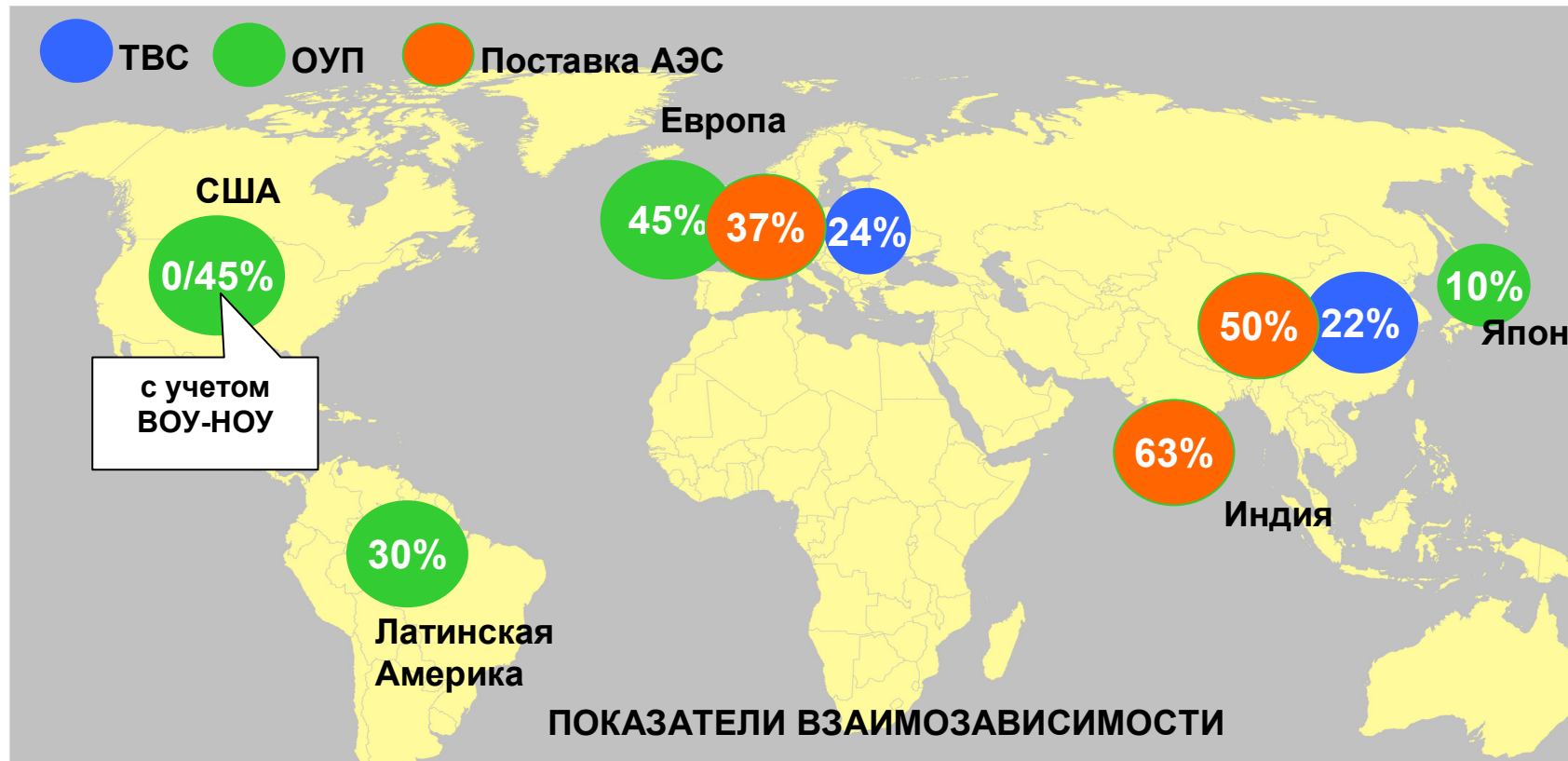


Суммарная потребность в капиталовложениях на развитие электроэнергетики в период до 2020 г. для максимального варианта оценивается в 542 млрд. долл.

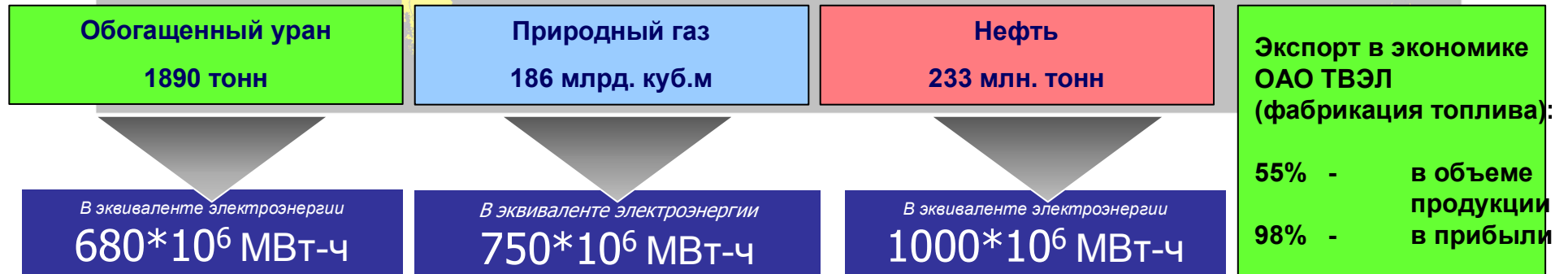
СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*председатель правления ОАО «ВНИИАЭС»
П.Г. Щедровицкий*

АТОМНАЯ ОТРАСЛЬ И МИРОВОЙ РЫНОК

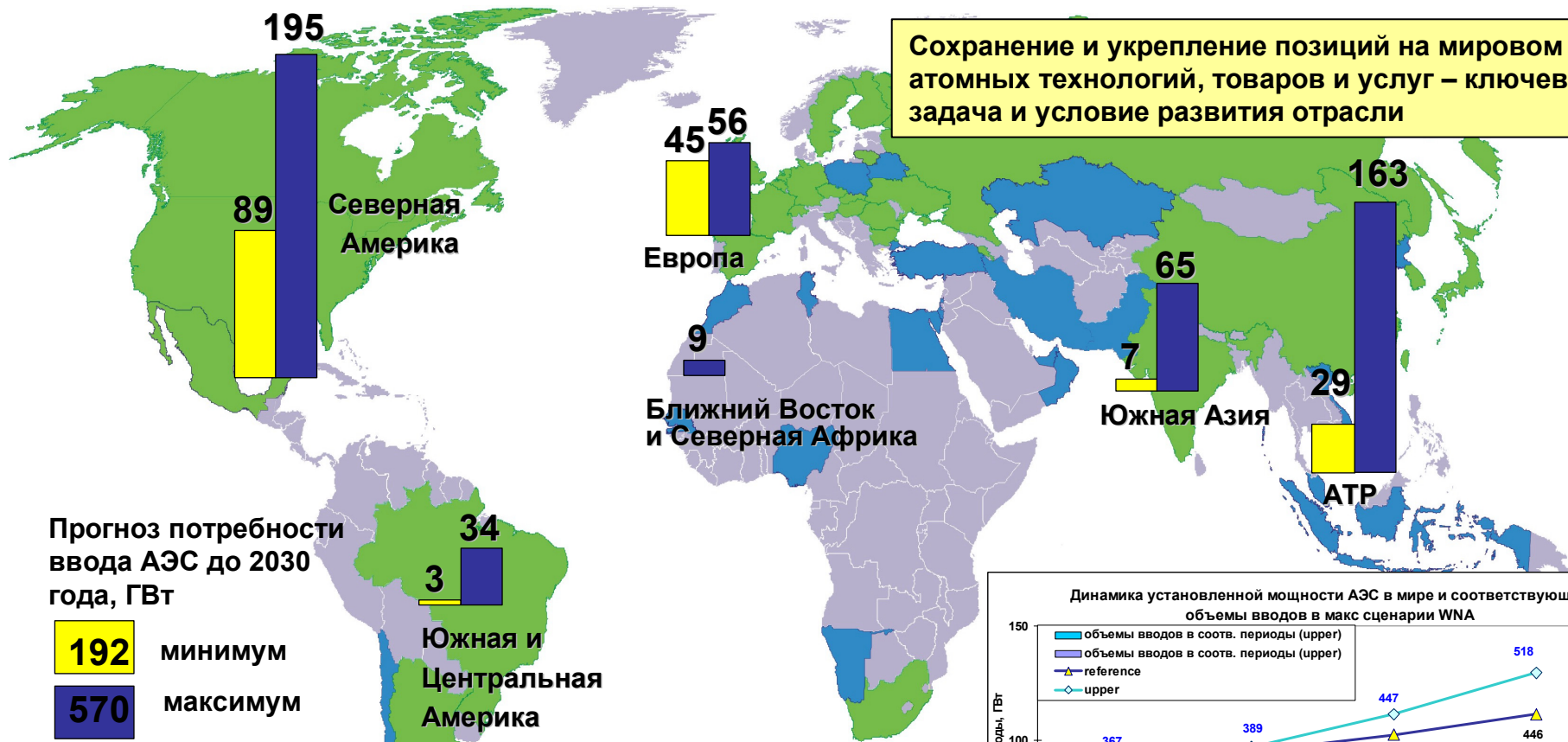


ПОКАЗАТЕЛИ ВЗАИМОЗАВИСИМОСТИ



АТОМНЫЙ РЕНЕССАНС КАК ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Сохранение и укрепление позиций на мировом рынке атомных технологий, товаров и услуг – ключевая задача и условие развития отрасли



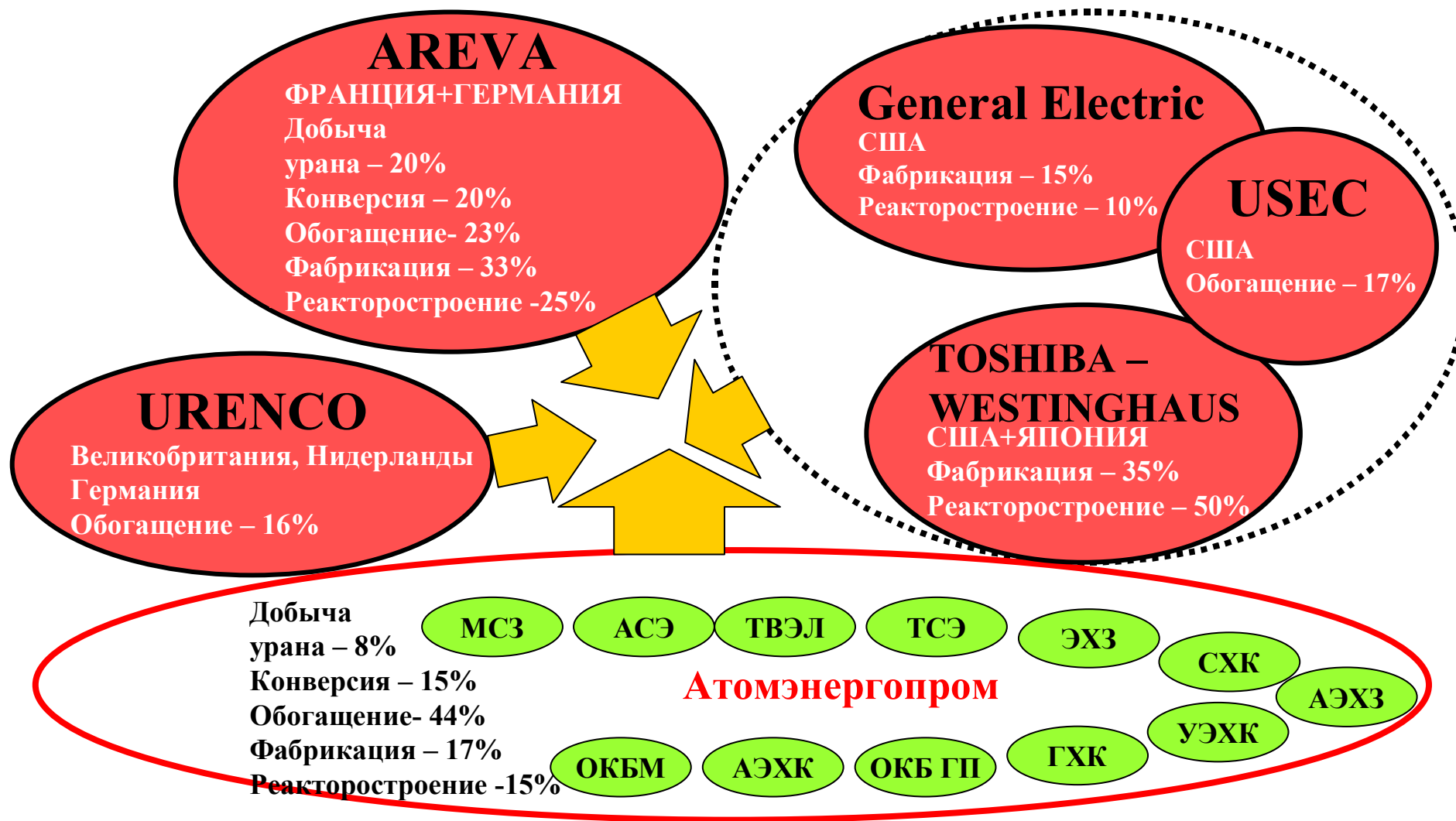
Прогноз потребности ввода АЭС до 2030 года, ГВт

192 минимум
570 максимум

- Страны, имеющие атомную энергетику и принявшие решение о сооружении новых АЭС
- Новые страны, заявившие о намерении развивать атомную энергетику

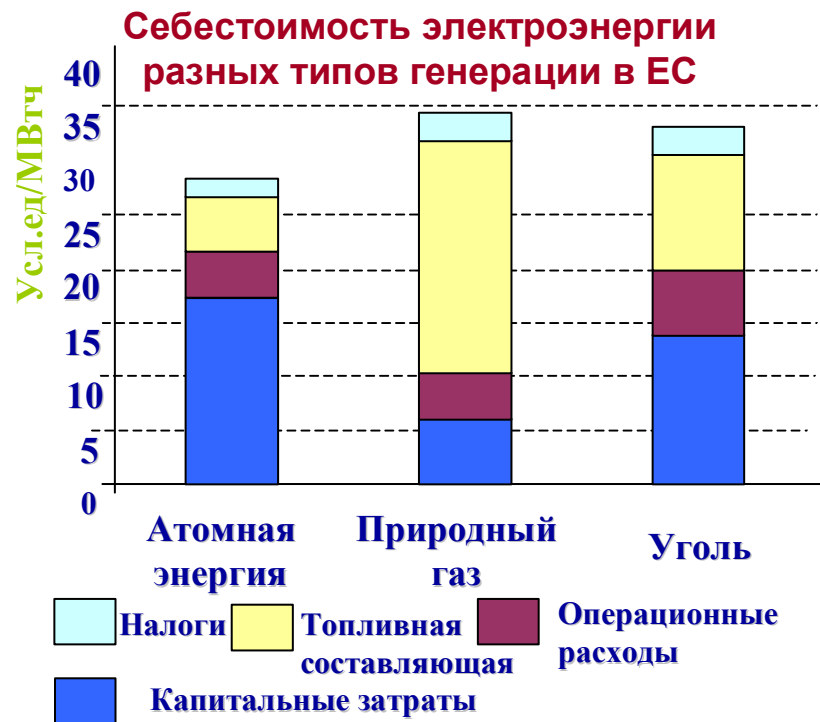


АТОМНЫЙ РЕНЕССАНС КАК ВЫЗОВ

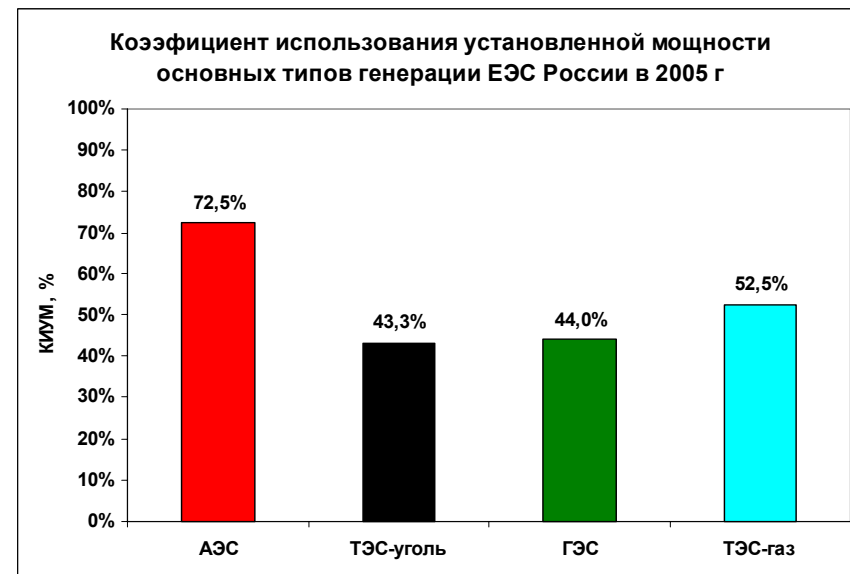
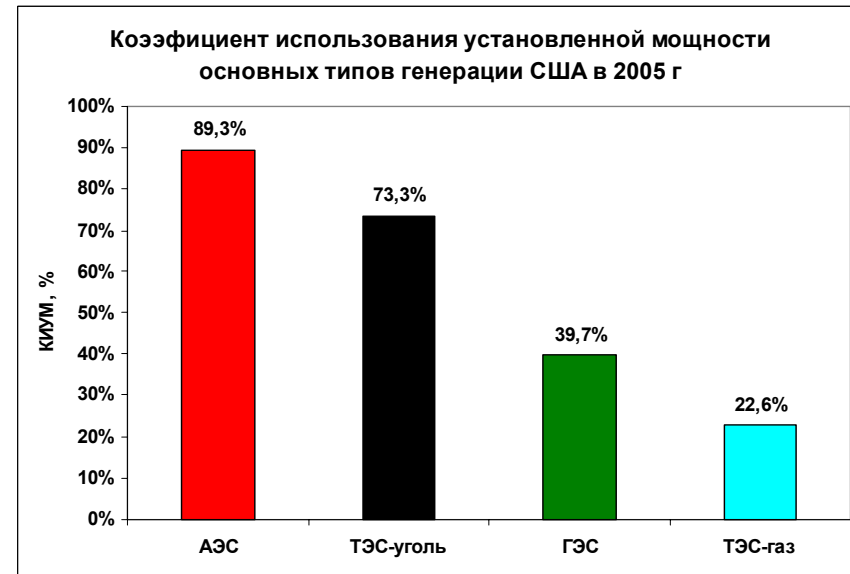


Создание интегрированной компании как интегратора конкурентоспособного потенциала отечественной атомной отрасли – единственное решение

РОССИЙСКАЯ СИТУАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ



✓ В условиях реального рынка атомная энергетика конкурентоспособна по отношению к другим типам генерации.
 ✓ Решение Правительства: поэтапное формирование в стране рынка кВт·ч и природного газа к 2011 году



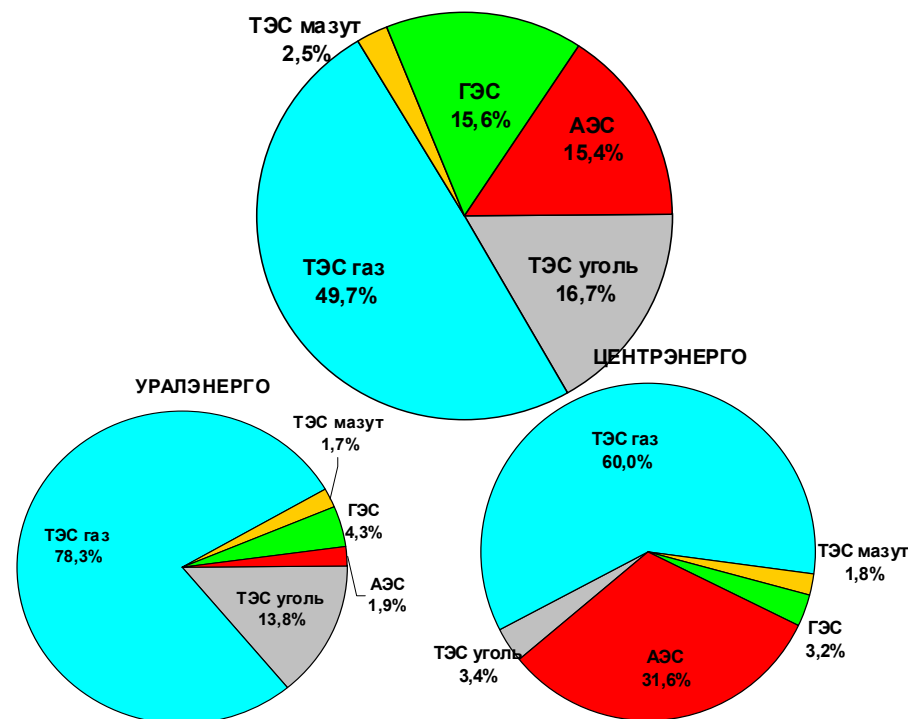
ЛОГИКА РЕШЕНИЯ В ПОЛЬЗУ АЭС

Анализ ситуации: февраль 2006



Решение Президента и Правительства РФ о Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, предусматривающее сокращение доли газа в топливном балансе и увеличение доли атомной, гидро- и угольной генерации

ТЭБ электроэнергетики
ЕЭС России



	Выработка на АЭС, млрд. кВтч	Доля в производстве электроэнергии, %
Франция	426,8	78
Германия	158,4	32
Япония	273,8	29
Испания	60,9	23
США	788,6	20

Доля АЭС в среднем в развитых странах 38%

ТЕМПЫ РОСТА И ИХ ПРИЧИНЫ

- Производство электроэнергии в стране развивается как минимум по **оптимистическому сценарию** Энергетической стратегии РФ:

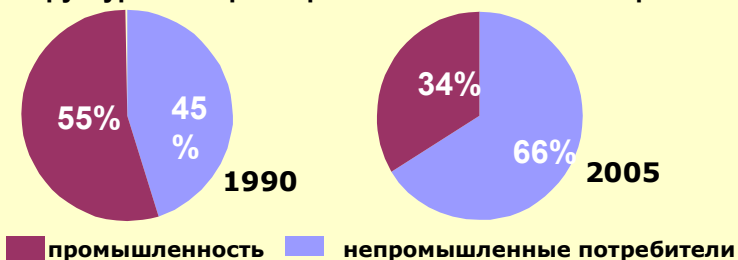
2005 год: **954** млрд. кВт•ч - факт
935 млрд. кВт•ч - план

Белгородская	в 1,8 раза
Дагестанская	в 3 раза
Ленинградская	в 3,2 раза
Калининградская	в 3,4 раза
Московская	в 3,8 раза
Тюменская	в 4,8 раза

Темпы роста в **1,5 раза** выше запланированных

По шести энергосистемам ситуация еще острее

- Структура электропотребления в Московском регионе



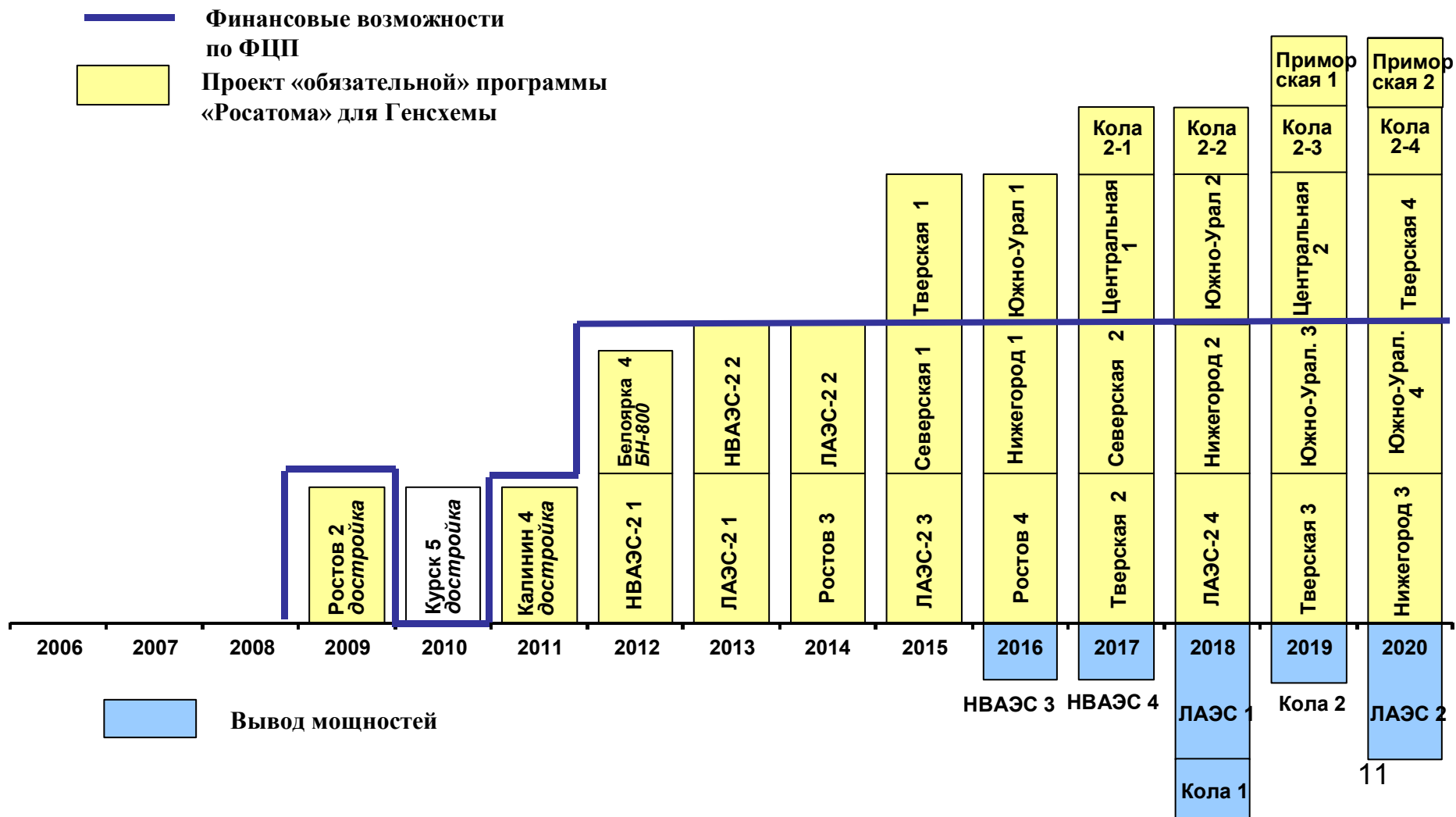
- Структура потребления в США и России, кВт•ч на душу населения

	США	РФ
Промышленность	3300	4152
Коммерческий сектор	4120	484
Домохозяйства	4359	994

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕНСХЕМЫ: НАША ЛОГИКА



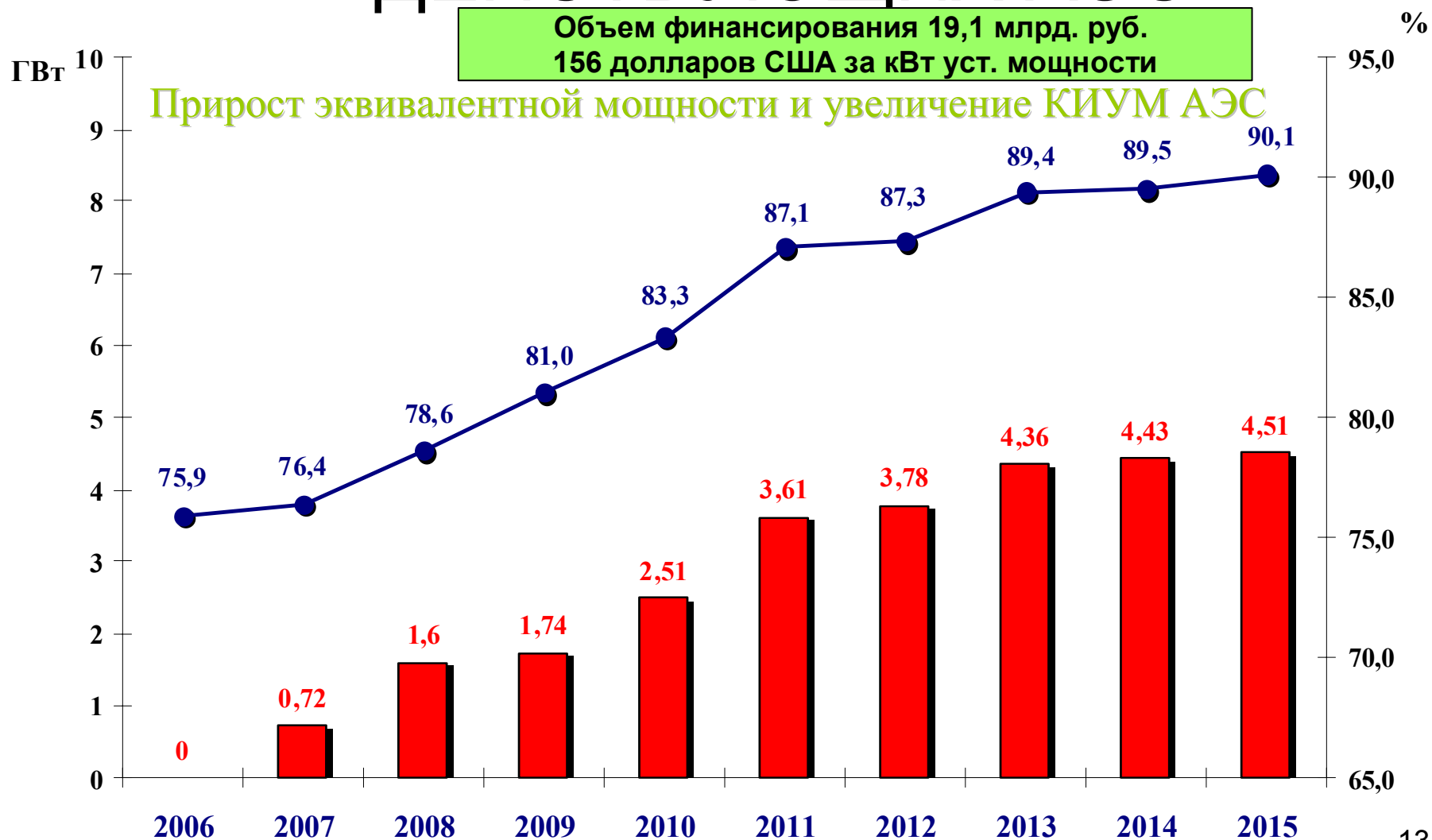
ФЦП и ПРЕДЛОЖЕНИЯ В ГЕНСХЕМУ



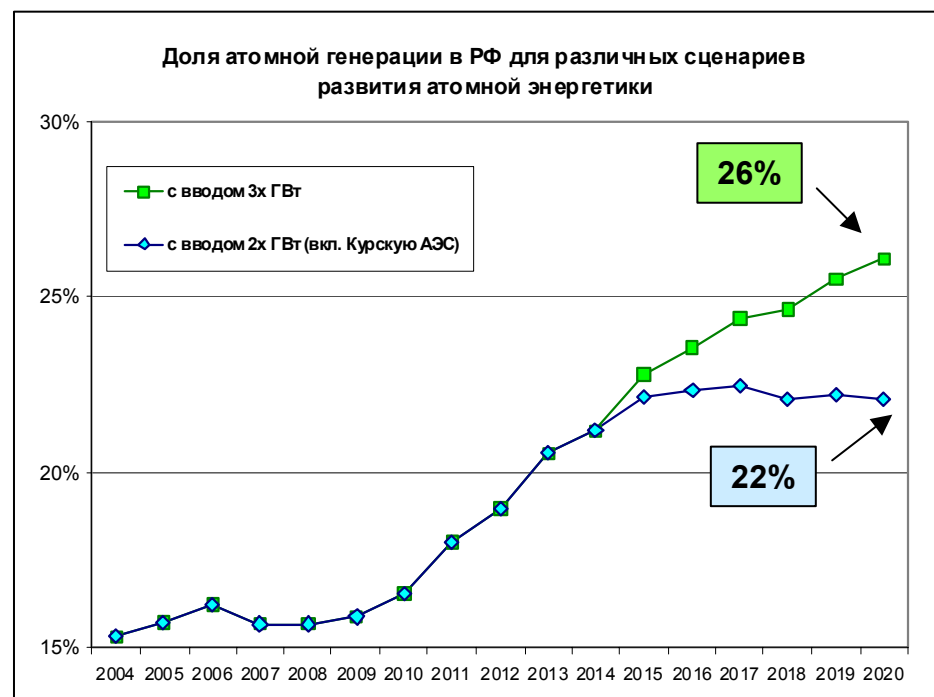
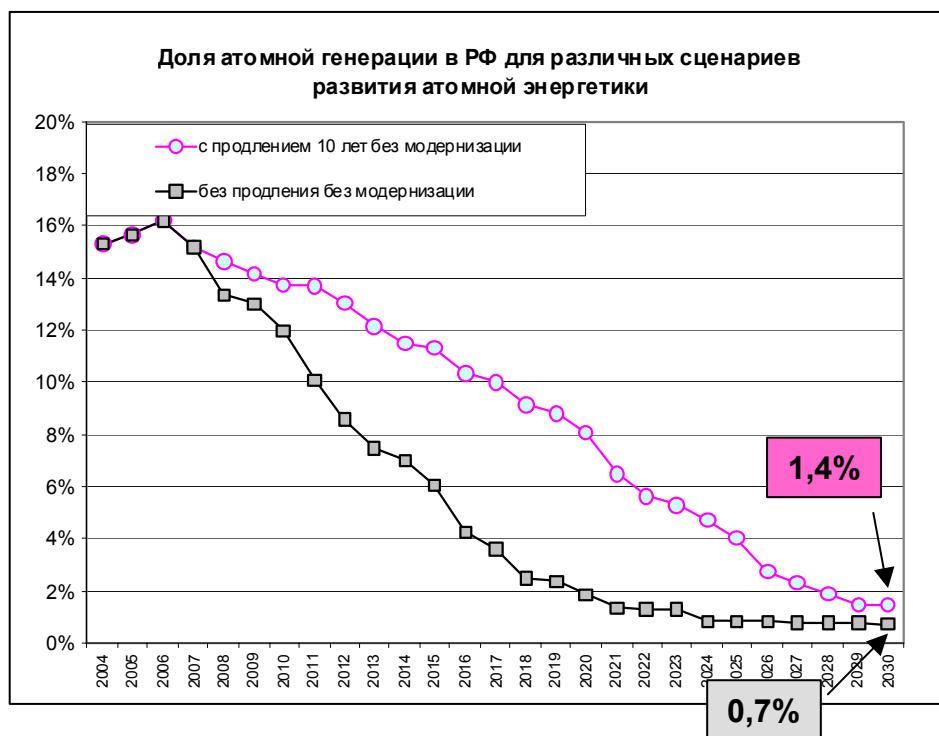
ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ АЭС

Объем финансирования 19,1 млрд. руб.
156 долларов США за кВт уст. мощности

Прирост эквивалентной мощности и увеличение КИУМ АЭС

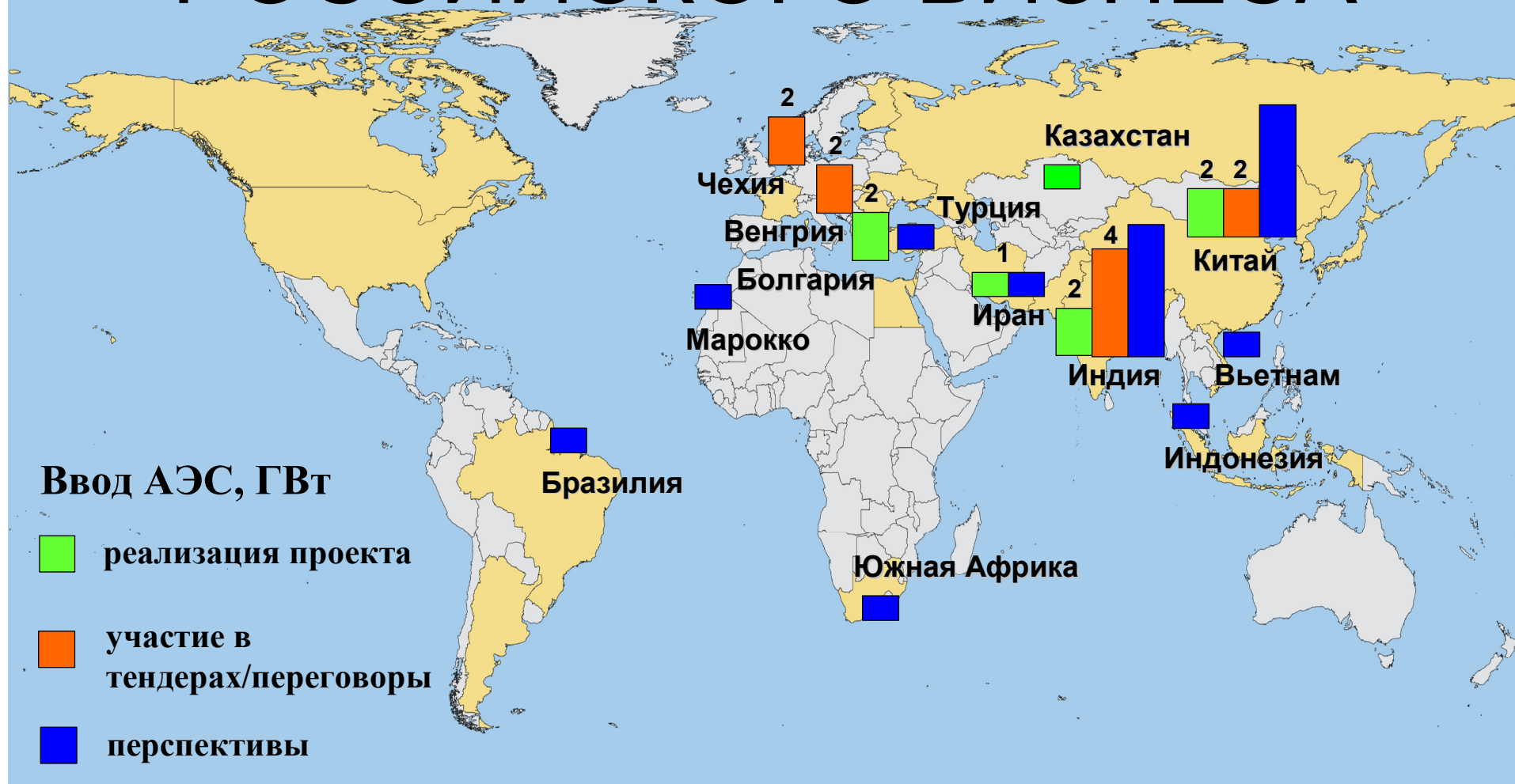


ЯДЕРНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

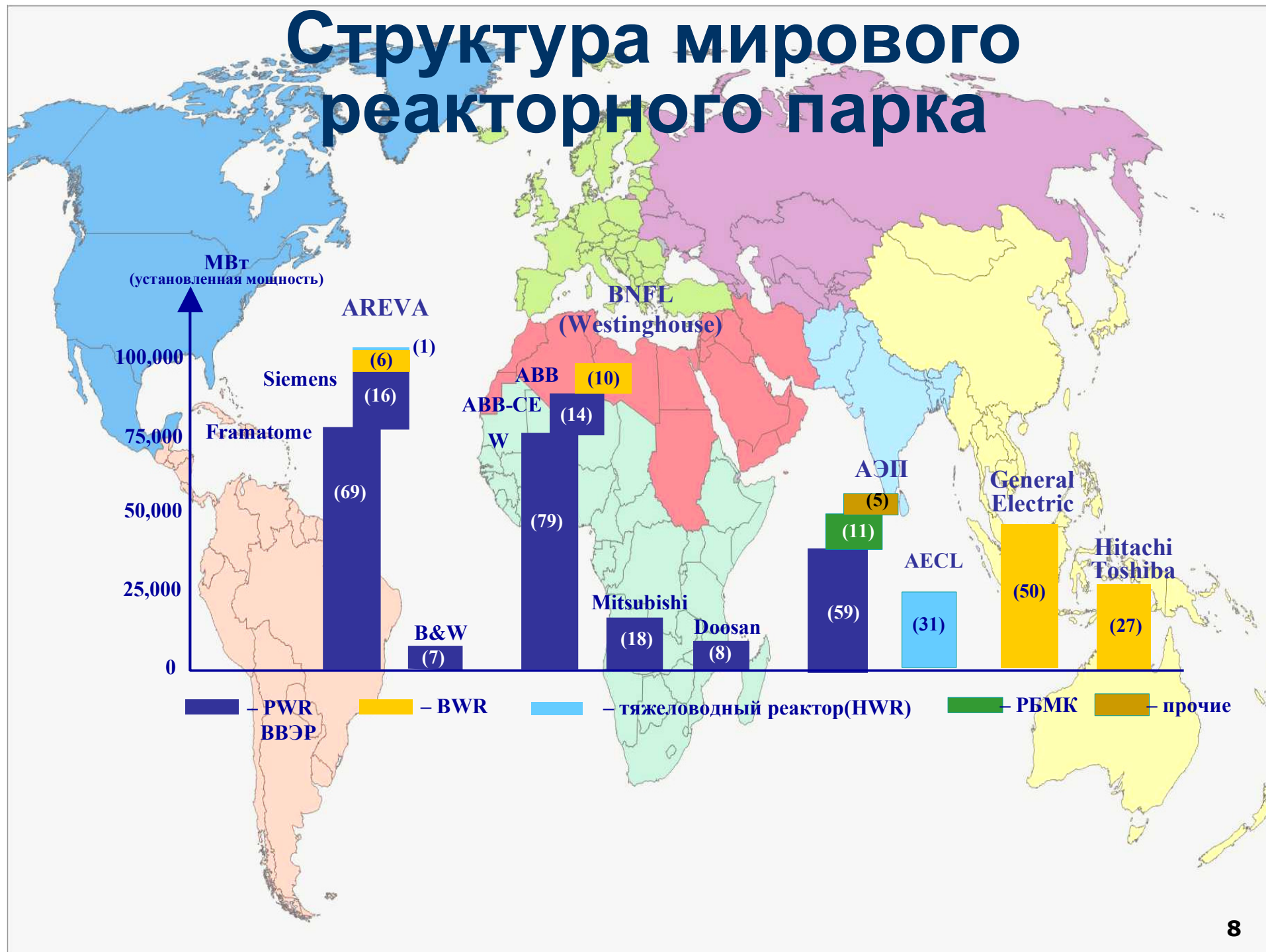


2007 год: переход от стагнации к динамичному развитию

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОГО БИЗНЕСА



Структура мирового реакторного парка





ОСНОВАНО в 1887 году

ОАО «МОСЭНЕРГО» : ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ И ЕЕ РЕАЛИЗАЦИЯ

А.А. НЕГОМЕДЗЯНОВ, первый заместитель
генерального директора

г. Москва, 5 апреля 2007 г.





МОСКОВСКИЙ РЕГИОН И МОСЭНЕРГО



- Площадь Московского региона **47 тыс. кв. км.**
- Численность населения г. Москвы и Московской области - **17 млн. человек.**

ОАО «Мосэнерго» производит 10% электроэнергии и 15% тепловой энергии от выработки ОАО РАО «ЕЭС России».

Генерация ОАО «Мосэнерго» обеспечивает 72% электропотребления Московского региона и около 70% тепла, потребляемого в Москве.

Установленная мощность 17 ТЭС ОАО «Мосэнерго» составляет 50,4 тыс. МВт:

- электрическая - **10,6 тыс. МВт**,
- тепловая мощность - **39,8 тыс. МВт (34,2 тыс. Гкал/ч).**

По установленной мощности превосходит все ОГК и ТГК России!!!

Примечание: установленная мощность ГидроОГК – 22,95 тыс. МВт

В 2006 году электропотребление региона увеличилось до 89,6 млрд. кВт.ч, или на 5,2% по сравнению с уровнем прошлого года и на 17% выше уровня 1990 г.



БАЛАНС МОЩНОСТИ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА, МВт

	ОЗМ 2005/2006	ОЗМ <u>2006/2007</u>		ОЗМ 2007/2008
	факт На Т -28°С	Факт 08.02.07 на Т-17,9°С	Расчетный на Т-28°С	прогноз на Т-28°С
Потребление Московского региона	16 840	15 643	17 600	18 400
Генерация тепловых электростанций Московского региона, в т.ч. <i>вводы Москвы</i> <i>вводы ОАО «Мосэнерго»</i>	12 592	12 518	<u>12 765</u> 27 146	<u>13 921</u> 616 540
ДЕФИЦИТ, всего	4 248	3 125	4 835	4 479
<u>ИСТОЧНИКИ ПОКРЫТИЯ ДЕФИЦИТА</u>				
Мобилизация дополнительной мощности ТЭС ОАО «Мосэнерго»	631	-	733	733
Предельный сальдо-переток без ЗаГАЭС	2 977	2 932	3 200	3 300
Суммарные ограничения потребления	640	193	902	446



СТРАТЕГИЯ И ТАКТИКА

Системная энергетическая авария в Московском регионе 25 мая 2005 года и последующее ее расследование выявили ряд крупных технических, технологических проблем и проблем управления в обеспечении надежного энергоснабжения Московского региона.

Авария явилась отправной точкой для кардинального пересмотра старых и выработки новых подходов к развитию энергетики Московского региона.

ЦЕЛИ и ЗАДАЧИ

В ТЕЧЕНИЕ БЛИЖАЙШИХ 15 ЛЕТ :

ликвидировать существующий дефицит мощностей в Московском регионе и удвоить настоящую установленную мощность электростанций ОАО «Мосэнерго»

Для этого:

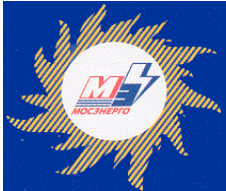
- Провести замену устаревшего оборудования и вывести неэффективные мощности с одновременным наращиванием новых мощностей на самом современном оборудовании и с использованием новейших передовых технологий.
- Создать современную высокотехнологичную и энергоэффективную компанию мирового уровня.



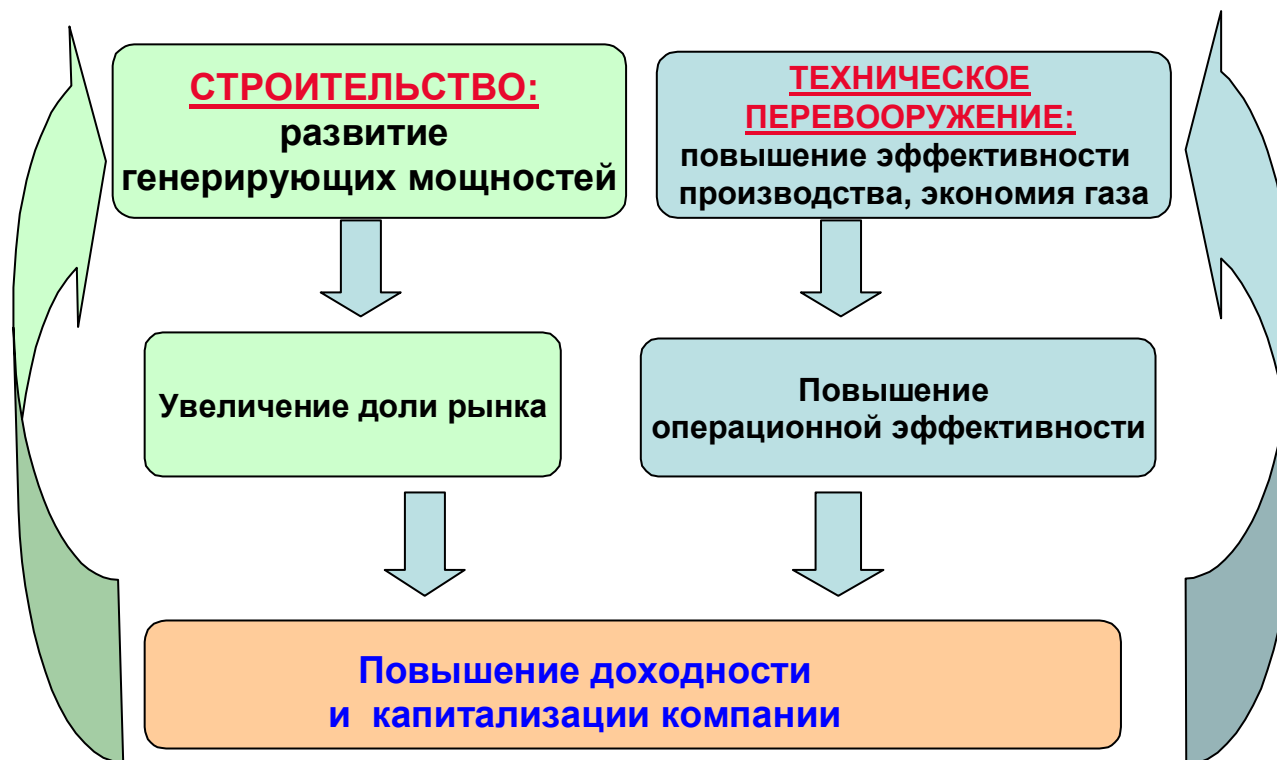
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ – ОСНОВА ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ

- КПД паросилового цикла – **38%**
(основное используемое сегодня оборудование тепловой генерации в России)
- КПД парогазового цикла (ПГУ-450) – **51%**
(будут установлены на ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21)
- КПД парогазового цикла последнего поколения – **58%**
(ПГУ-420 производства Alstom будет установлена на ТЭЦ-26)
- Экономия газа при использовании парогазовой технологии –
до 30%

Экономия газа в ОАО «Мосэнерго» за счет применения парогазовой технологии в 2010 году составит не менее 1338 млн. м³



ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ: РОСТ КАПИТАЛИЗАЦИИ



К 2010 году парогазовая технология составит 20% мощности Мосэнерго.

Техническое перевооружение и развитие производства при участии крупнейших машиностроительных компаний, а также качественное техническое управление приведут к росту капитализации компании.

С учетом роста спроса на электроэнергию менеджмент «Мосэнерго» разработал долгосрочную инвестиционную программу, которая позволит компании удовлетворить потребности региона в электроэнергии.



І ЭТАП - СТРОИТЕЛЬСТВО ПГУ НА СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ СТАНЦИЯХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ в кольце 220 кВ

ОБЪЕКТ	Вводимая мощность, МВт	Срок ввода в эксплуатацию	Источник финансирования
ТЭЦ-21 Блок № 11 (ПГУ-450)	450	План - 4 кв. 2008 Приближение – 2 кв. 2008	<i>Дополнительная эмиссия акций</i>
ТЭЦ-26 Блок № 8 (ПГУ-400)	420	2009	<i>Дополнительная эмиссия акций</i>
ТЭЦ-27 Блок № 3 (ПГУ-450)	450	План – 2008 Приближение – 4 кв. 2007	<i>Дополнительная эмиссия акций</i>
ТЭЦ-27 Блок № 4 (ПГУ-450)	450	План - 2010 Приближение – 1 полугодие 2009	<i>Дополнительная эмиссия акций</i>
ВСЕГО:	1770 МВт	за счет парогазовой технологии	



II ЭТАП - перевод на парогазовый цикл электростанций, обслуживающих центр Москвы и правительственные здания

ОБЪЕКТ	Вводимая мощность, МВт	Срок ввода в эксплуатацию
ТЭЦ-9 (ГТЭ-65)	61,5	2008
ТЭЦ-12 (ПГУ-170)	170	2009
ТЭЦ-20 (V 94.3A)	250	2009
ИТОГО:	481,5	

После ввода новых мощностей ТЭЦ-9, ТЭЦ-12 и ТЭЦ-20 не увеличат лимиты потребления газа. Прирост производства электроэнергии будет обеспечен за счет экономии газа и высокого КПД парогазового цикла.



III этап - строительство новых парогазовых энергоблоков

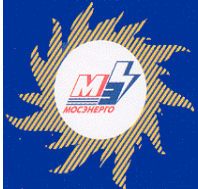
ОБЪЕКТ	Вводимая мощность, МВт	Срок ввода в эксплуатацию
ТЭЦ-12 <i>(вторая очередь, строительство энергоблока на территории угольного склада)</i>	400	2010
ТЭЦ-16 <i>(строительство ПГУ-400)</i>	400	2010
ТЭЦ-20 <i>(вторая очередь, расширение ПГУ-400Т)</i>	400	2010
Петровская ГРЭС <i>(блок № 1)</i>	800	2012
ИТОГО:	2 000	12



IV этап строительства, ПГУ и угольная генерация

ОБЪЕКТ	Вводимая мощность, МВт	Срок ввода в эксплуатацию
Петровская ГРЭС (блоки № 2,3,4,5)	4x800	2012-2015
ТЭЦ-25 (ПГУ-400)	400	2011
ИТОГО:	3 600	

В разработке проекта строительства Петровской ГРЭС принимают участие эксперты РАН – академики В.Е. Фортов, О.Н. Фаворский, Э.П. Волков, А.Е. Шейндлин.



ФАКТОРЫ УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

- **Широкий набор финансовых инструментов помимо собственных средств, включая:**
 - *дополнительную эмиссию акций,*
 - *привлечение кредитов,*
 - *выпуск облигаций*
- **возможности либерализованного оптового рынка электрической энергии (мощности). «Мосэнерго» планирует участвовать в свободном секторе торговли новыми энергоблоками и продавать электроэнергию по свободным ценам;**
- **наличие реального платежеспособного спроса на электроэнергию в зонах строительства новых генерирующих мощностей;**
- **внедрение энергоэффективных технологий.**

заместитель председателя правления ОАО «ГидроОГК» В.А. Зубакин

Перспективы развития гидроэнергетики



V Всероссийский энергетический форум
«РАЗВИТИЕ ТЭК В РОССИИ»

5 апреля 2007 г.



Роль гидроэнергетики

Значение для энергосистемы России

производство электроэнергии

до 20% электроэнергии в России вырабатывается на объектах гидроэнергетики

энергетическая инфраструктура

- ❖ обеспечение устойчивой параллельной работы ОЭС (95% вторичного резерва регулировочной мощности ЕЭС)
- ❖ обеспечение стабильного уровня напряжения в энергосистеме
- ❖ регулирование частоты и мощности в энергосистеме

Инфраструктурная роль

водохозяйственная инфраструктура

- ❖ хозяйственно-питьевое и промышленное водоснабжение
- ❖ орошение и обводнение

транспортная инфраструктура

85% грузооборота речного транспорта РФ

безопасность

защита от паводков (отказ от строительства Дальнереченской ГЭС привел к уничтожению экосистемы, ежегодный среднесрочный ущерб от наводнений в России составляет 40 млрд руб.)

региональное развитие

ГЭС становится точкой экономического развития. Экономически эффективная электроэнергия ГЭС стимулирует развитие различных отраслей промышленности в регионах присутствия.

Косвенные эффекты от развития гидроэнергетики:

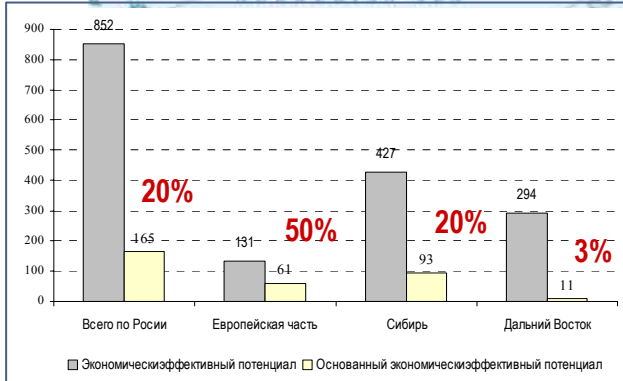
- организация системы массового отдыха, водный спорт, туризм, спортивное рыболовство
- урбанизация территорий
- рекультивация ландшафтов



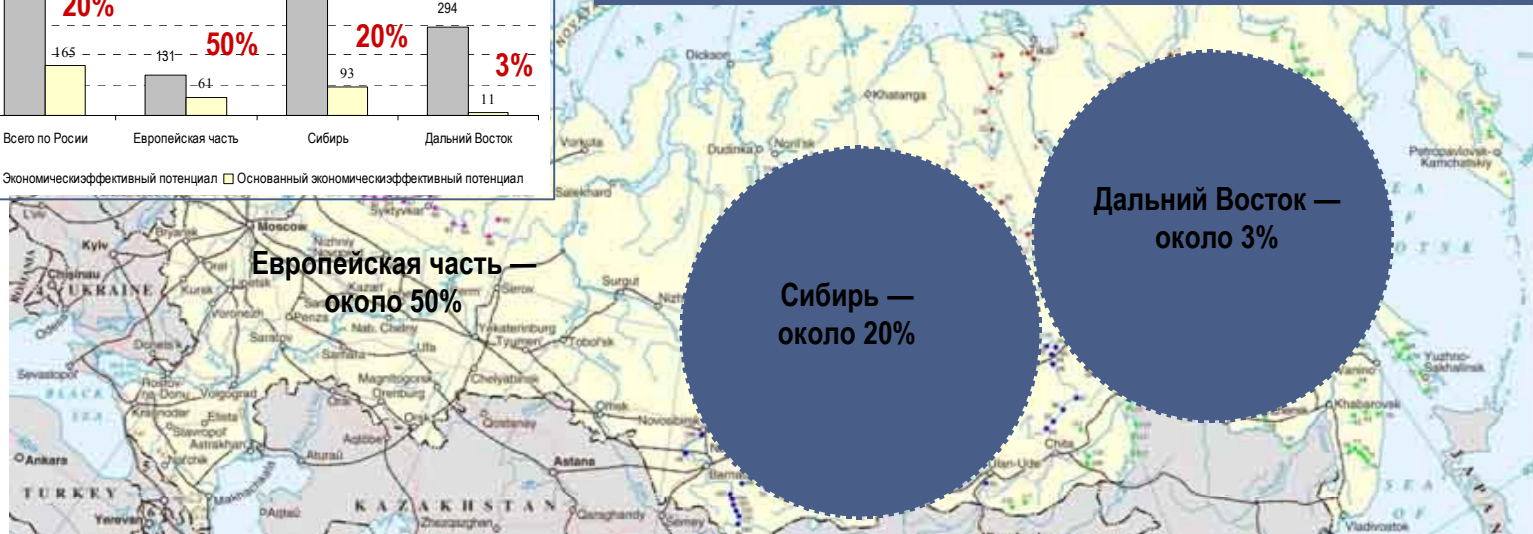
Гидропотенциал России

Карта разведанных створов

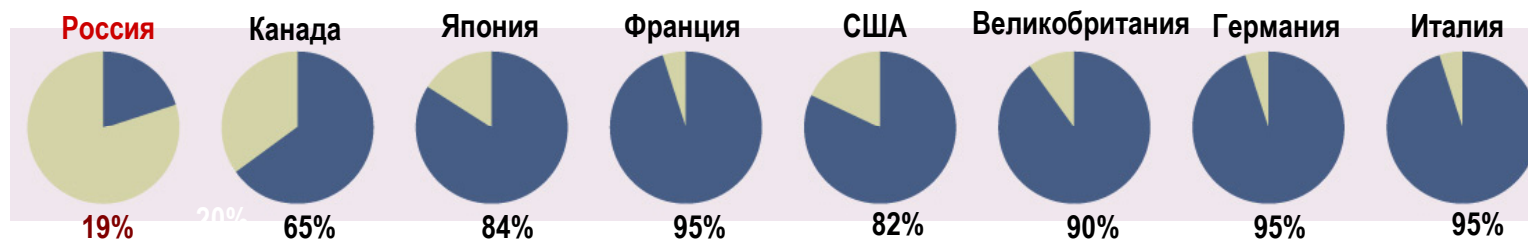
Данные на основе исследований, проведенных в советское время (осуществляется актуализация)



- ❖ Второе место после Китая по экономически эффективному гидропотенциалу
- ❖ Более 400 разведанных створов
- ❖ Освоенный гидроэнергopotенциал (170 млрд кВтч/год) ежегодно позволяет экономить 55 млн тонн условного топлива для будущих поколений граждан России



Освоение экономически эффективных гидроресурсов в странах «Группы Восьми»





«Вторая волна» развития гидроэнергетики

Возможные темпы ввода мощностей ГЭС (в соответствии с Генеральной схемой развития электроэнергетики РФ и инвестиционной программой ОАО «ГидроОГК»)





Основные инвестиционные проекты «ГидроОГК»¹ до 2010 года

Объект	Установленная мощность (МВт)	Потребность в инвестициях 2006-2010 (млрд руб)	Срок ввода мощности (план)
Достройка незавершенных объектов			
Бурейская ГЭС (Амурская обл.)	2,000	36,0	2007-2009
Богучанская ГЭС + Проект БЭМО (Красноярский край)	3,000	68,7	2009-2012
Ирганайская ГЭС (Республика Дагестан)	400	6,0	2007
Зеленчукские ГЭС (Карачаево-Черкесская Республика)	320	1,4	2006
Зарамагские ГЭС (Республика Северная Осетия – Алания)	352	7,7	2007-2010
Каскад Нижне-Черекских ГЭС (Кашхатау ГЭС) (Кабардино-Балкарская Республика)	65	5,1	2008
Строительство водосброса Саяно-Шушенской ГЭС (Республика Хакасия)	-	5,5	2010
Совокупная установленная мощность объектов	6 137		
Новое Строительство			
Загорская ГАЭС-2 (Московская обл.)	840	23,3	2010-2012
Нижне-Бурейская ГЭС (Амурская обл.)	324	19,3	2011-2012
Гоцатлинские ГЭС (Республика Дагестан)	100	5,2	2010
Малые ГЭС (Центр, Юг, Кавказ)	300	8,8	2006-2010
Совокупная установленная мощность объектов	1 564		
Инвестиционная программа ОАО «ГидроОГК» на 2006-2010 гг. составляет 329,9 млрд.руб.			

Источник: Инвестпрограмма ОАО «ГидроОГК» на 2006-2010 гг. (утверждена правлением ОАО «РАО «ЕЭС России»).



Богучанское энергометаллургическое объединение

Основание: Указ Президента РФ №412 от 12.04.2005 г., постановляющий оказать государственную поддержку в обеспечении начала эксплуатации Богучанской ГЭС в 2010 г. и подготовки ложа водохранилища

Богучанская ГЭС — ядро кластера развития Красноярского края и основа комплексной программы развития Нижнего Приангарья



РФ

1. Средства бюджета РФ на обустройство ложа водохранилища – 8,8 млрд руб.
2. Средства Инвестфонда РФ на развитие инфраструктуры – около 50 млрд руб. (первый этап):
 - ❖ автодорога Богучаны—Кодинск;
 - ❖ сетевая инфраструктура

Основные параметры БЭМО:

1. ГЭС мощностью 3 000 МВт
2. Алюминиевый завод мощностью 597 тыс. тонн первичного алюминия в год
3. Более 10 000 рабочих мест в период активного строительства
4. Выход на полную мощность в 2012 г.
5. Общая стоимость реализации проекта около 190 млрд руб. без учета затрат на строительство, произведенных в советское время
6. Поставка э/энергии на Богучанский алюминиевый завод и др. потребителям Нижнего Приангарья, Красноярского края и Иркутской области, а также на оптовый рынок э/энергии РФ



Красноярский край

1. Создана Корпорация развития Красноярского края (совместно с ГидроОГК, РУСАЛом и ВТБ)
2. Подготовлена и реализуется программа комплексного развития Нижнего Приангарья
3. Прорабатываются комплексные инвестиционные проекты в рамках программы развития Нижнего Приангарья
4. Организуется деятельность по обустройству ложа водохранилища

РАО ЕЭС - ГидроОГК

- ❖ Совместно с РУСАЛом инвестирует строительство ГЭС и алюминиевого завода
- ❖ Соучредитель Корпорации развития края
- ❖ Прорабатывает схему выдачи мощности ГЭС и варианты финансирования



Богучанская ГЭС

Крупные потребители-частные инвесторы

1. РУСАЛ:
 - ❖ совместно с ГидроОГК инвестирует строительство ГЭС и алюминиевого завода
 - ❖ соучредитель Корпорации развития края
 - ❖ рассматривает возможность возведения Тайшетского алюминиевого завода
2. Участники программы комплексного развития Нижнего Приангарья:
 - ❖ ЦБК, горнодобывающие предприятия и пр.



Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс

Основание: Поручение Президента РФ Пр-154 от 3.02.06 п.7 «разработать меры, направленные на опережающее развитие энергетической инфраструктуры региона, включая подготовку ТЭО сооружения ЮЯГЭК...»

Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс — ядро кластера социально-экономического развития региона и инструмент освоения новых территорий



РФ

1. Правительством РФ разрабатывается долгосрочная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. (включая ЮЯГЭК)
2. Указом Президента РФ от 27.01.2007 №87 создана Комиссия по развитию Дальнего Востока, Республики Бурятия, Иркутской и Читинской областей под председательством Председателя Правительства РФ.
3. 08.02.07. на заседании Правительства РФ в целом одобрена Схема развития производительных сил Республики Саха (Якутия).

Основные параметры ЮЯГЭК:

1. До 7 крупных ГЭС
2. совокупная установленная мощность 8 500 МВт
3. среднесуточная выработка 38,9 млрд кВтч
4. Пуск первых гидроагрегатов предварительно в 2015 г.
5. Обеспечение энергией новых энергоёмких промышленных потребителей на территории Республики, российских и зарубежных металлургических компаний, других промышленных потребителей на территории ДВ, а также потребителей стран АТР



Республика Саха (Якутия)

1. Иницировано создание Корпорации развития Южной Якутии
2. Разработана схема развития производительных сил Республики Саха (Якутия)
3. Ведется активная работа с инвесторами по созданию энергоёмких потребителей на территории Республики
4. Обеспечивается проведение проектно-изыскательских работ на территории республики

РАО ЕЭС — ГидроОГК

- ❖ Проводит проектно-изыскательские работы по объектам ЮЯГЭК
- ❖ Готовит проведение сбора конкурсных заявок среди существующих и потенциальных крупных потребителей ДВ на долгосрочную поставку э/энергии
- ❖ Рассматривает участие в создании Корпорации развития Южной Якутии
- ❖ Прорабатывает схему выдачи мощности



Крупные потребители — частные инвесторы

1. Российские и зарубежные металлургические компании:
 - ❖ рассматривают возможность строительства металлургических заводов на территории ДВ
2. Потенциальные потребители э/энергии - «Техснабэкспорт», «Газпром», «ИГ «Алроса», «Восточно-Сибирская горнорудная компания», «Якутские угли – Новые технологии»

Ведется работа по развороту проектирования первой очереди ЮЯГЭК – каскада ГЭС на р. Тимптон. Готовится заявка в Инвестиционный фонд РФ на финансирование проектно-изыскательских работ.



Перспективные мегапроекты «ГидроОГК»

Эвенкийская ГЭС (Сибирь): крупнейшая запланированная ГЭС в СССР

- ❖ Назначение: обеспечение электроэнергией потребителей ОЭС Центра, ОЭС Сибири и Востока; замещение природного газа в энергобалансе РФ, стратегический резерв для повышения энергетической безопасности России, частичный экспорт в Китай
- ❖ Установленная мощность: 12 000 МВт
- ❖ Среднегодовая выработка электроэнергии: 46 млрд.кВтч
- ❖ Ввод первого гидроагрегата: 2015 г.



Мезенская ПЭС (Архангельская область)

- ❖ Назначение – обеспечение электроэнергией Архангельской области и Центрального региона РФ
- ❖ Установленная мощность: 8 000 МВт
- ❖ Среднегодовая выработка электроэнергии: 38,8 млрд.кВтч
- ❖ Стадия проектной проработки: ТЭД (2006)
- ❖ Ввод первых гидроагрегатов: до 2020 г.



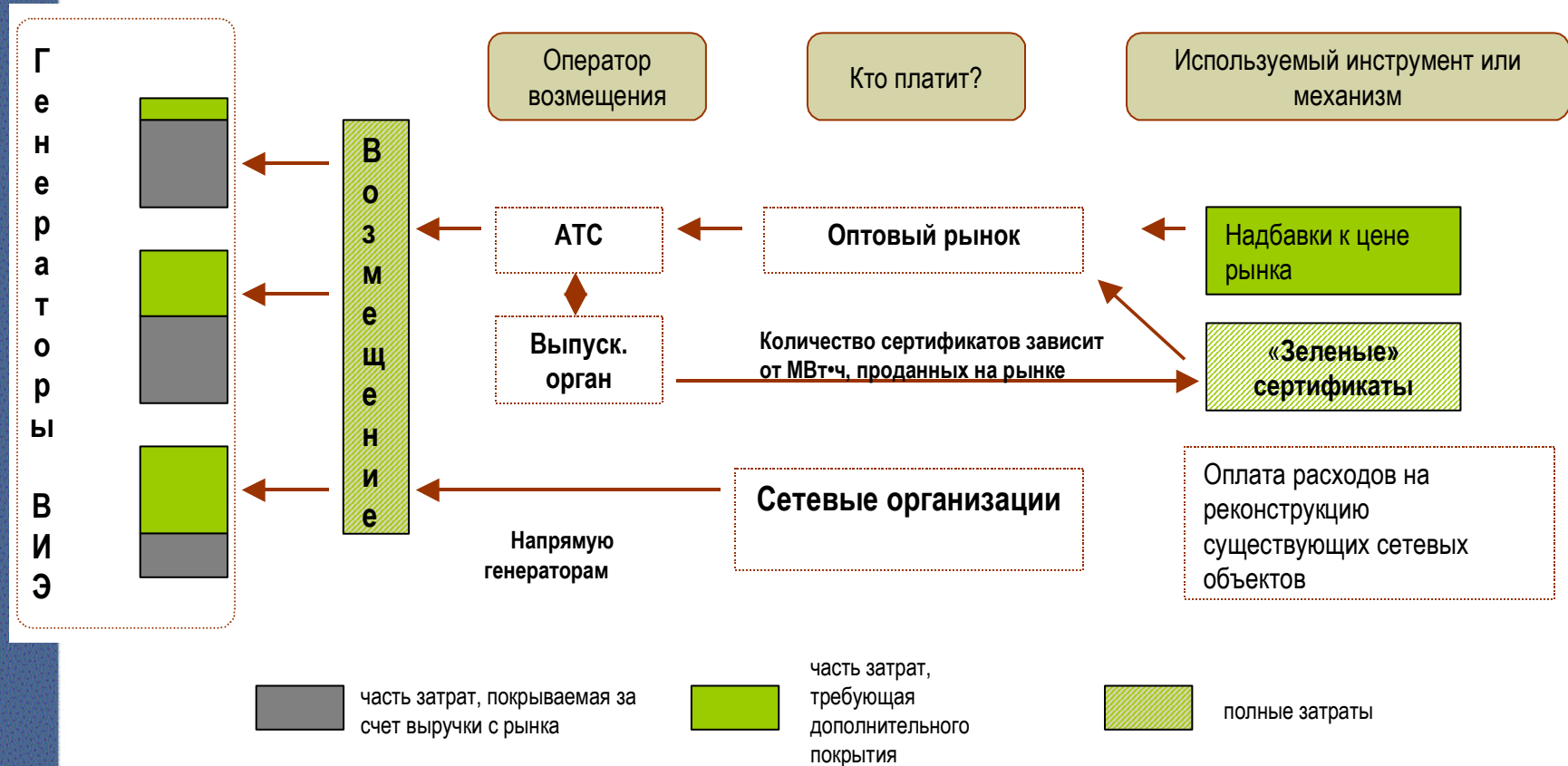


Развитие малой гидроэнергетики первоочередные проекты

Регион	Станция	Установленная мощность
Республика Дагестан	Ахтынская ГЭС-2	20,0
	Курминская ГЭС	15,0
	Программа «Прометей»	26,2
Кабардино-Балкарская Республика	Черекская ГЭС	14,0
	Адыр-Су ГЭС	20,0
	Кара-Су ГЭС	3,0
	Сармаковская ГЭС	20,0
Республика Северная Осетия — Алания	Айгамугская ГЭС	6,4
	Белягидонская ГЭС-1	11,5
	Фиэгдонская ГЭС	3,4
Всего		139,5



Схема закона о ВИЭ



- ❖ Концепция поддержки развития ВИЭ в основном согласована участниками межведомственной рабочей группы: МПЭ, МЭРТ России, МПР, ФСТ России, ФАВР и др.
- ❖ Завершена подготовка текста проекта федерального закона о поддержке ВИЭ и пакета обосновывающих документов для представления в Федеральное Собрание РФ

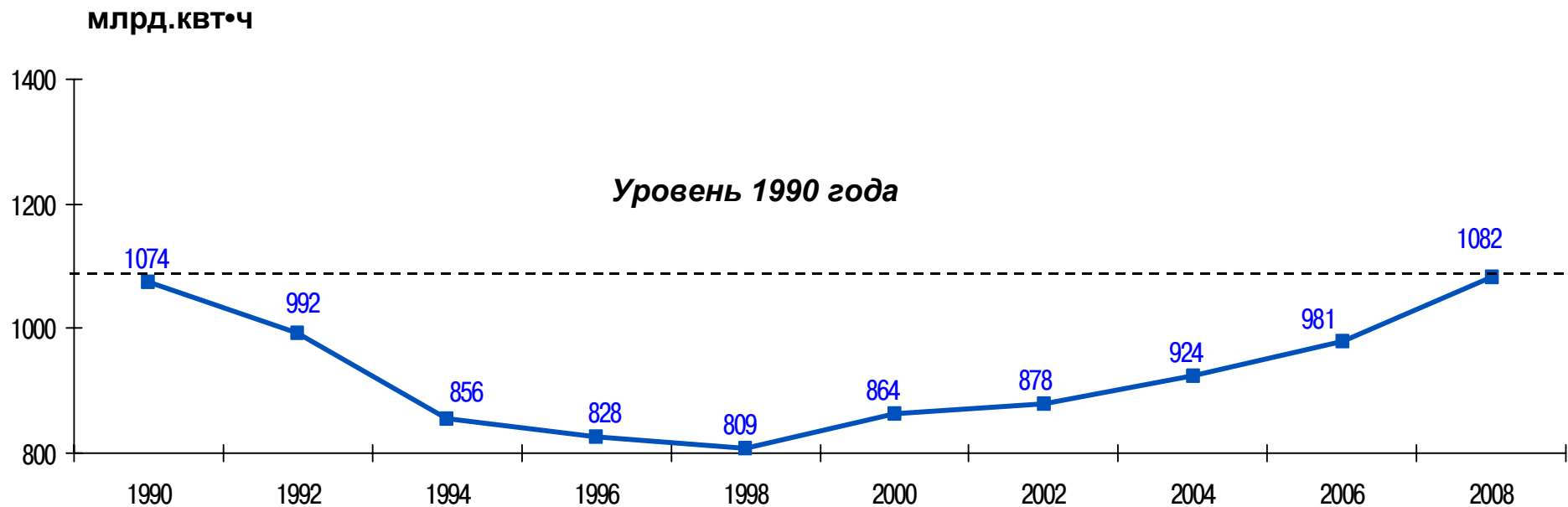
Инвестиционная программа энергетики – развитие смежных отраслей экономики

член правления РАО «ЕЭС России»

А.В.Трапезников

Москва, 5 апреля 2007 г.

Электропотребление: приближение к историческому максимуму



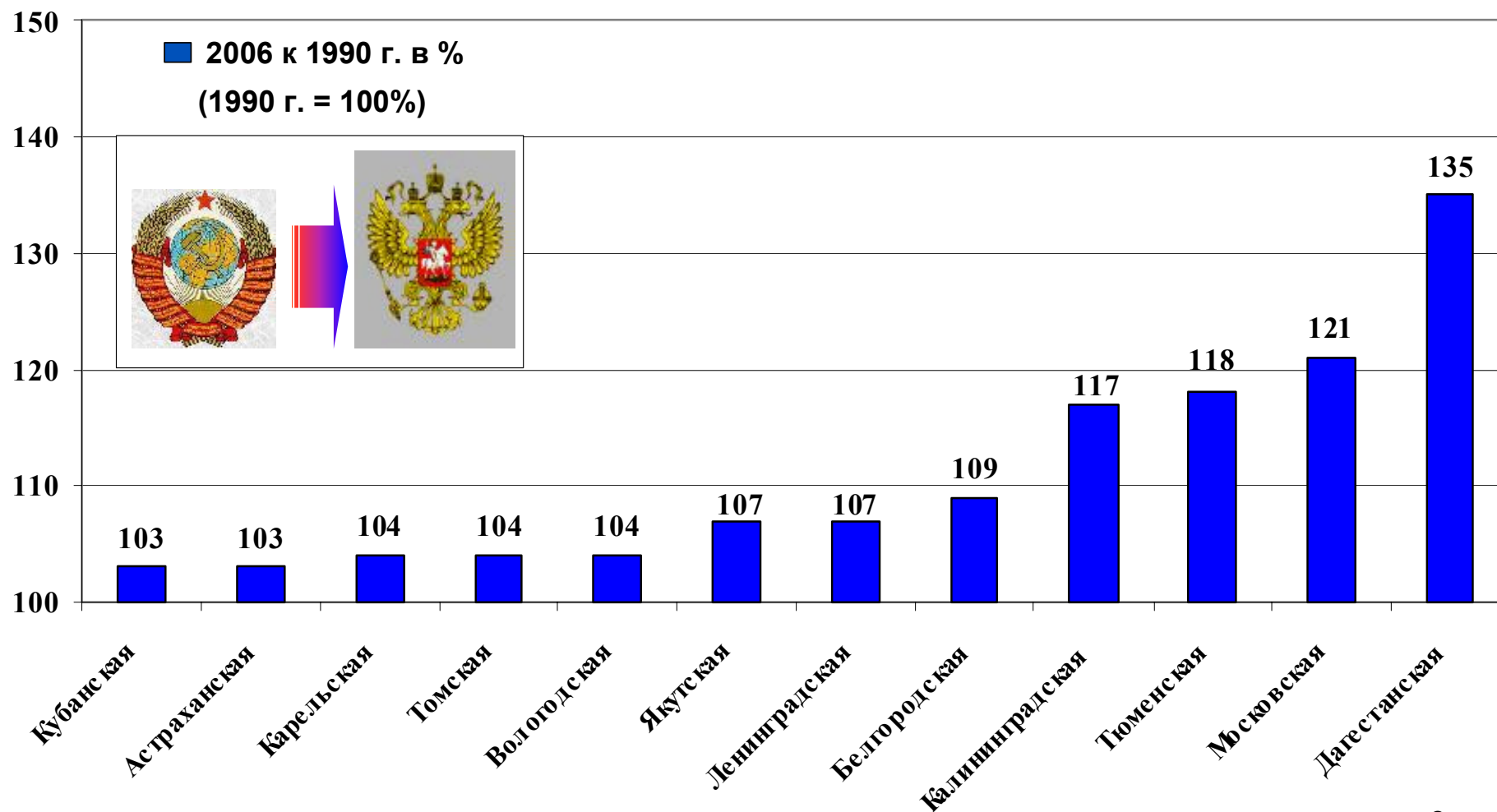
Среднегодовой темп роста за 2000—2005 гг.: 1,7%

Среднегодовой темп прироста за 2006 год: 4,2%

Источники: Прогнозный баланс электроэнергии и мощности на 2006—2010 годы (базовый сценарий); расчеты РАО «ЕЭС России»

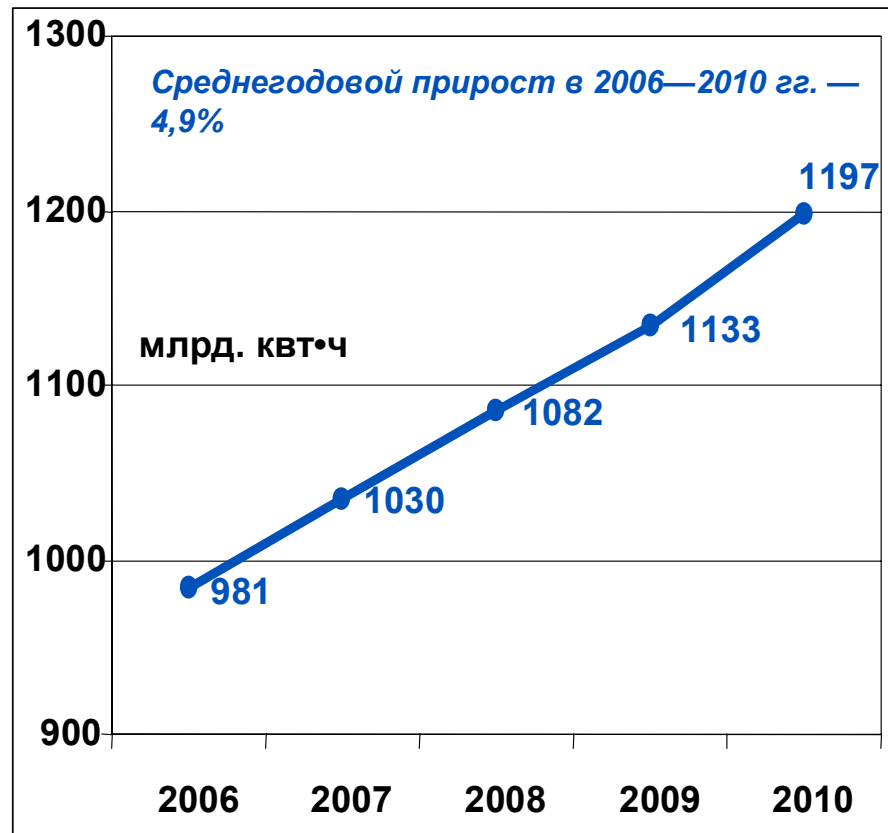
Регионы, в которых превышен советский максимум электропотребления

Источник: СО-ЦДУ



2006—2010 гг.: динамика электропотребления и необходимые вводы мощностей

Источники: решение Правительства РФ от 30.11.2006; расчеты РАО «ЕЭС России»



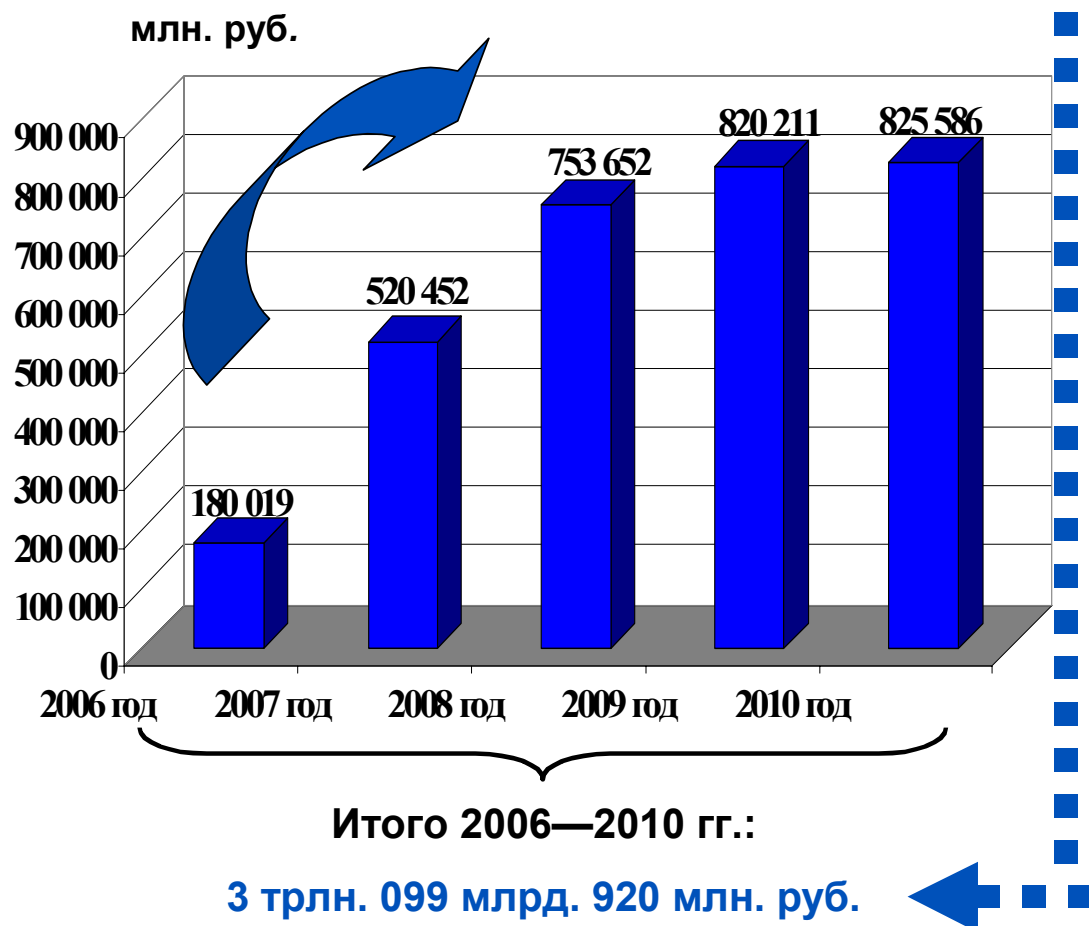
Исчерпание прироста выработки на существующих мощностях

Резкий рост потребности в новых мощностях.

Пересмотр инвестпрограммы в энергетике с 23,4 ГВт до 40,9 ГВт

Изменение динамики спроса

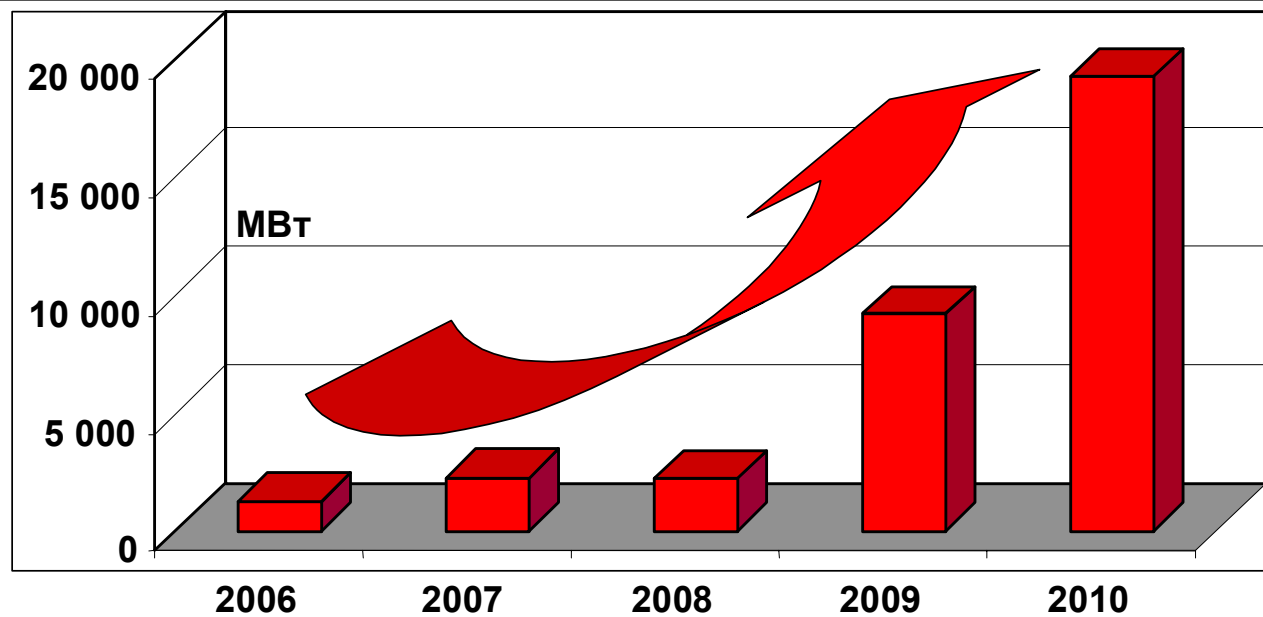
Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»



Собственные средства	28,5%
Привлеченные средства	14,7%
Эмиссия дополнительных акций	12,6%
Плата за техническое присоединение	8,7%
Средства от продажи активов	8,4%
Федеральный бюджет	7,2%
Средства внешних инвесторов на проекты МГИ	4,8%
Перспективные проекты по увеличению инвестпрограммы	4,5%
ЦИС	1,2%
Прочее (возврат НДС, внешние инвестиции, лизинг)	9,4%

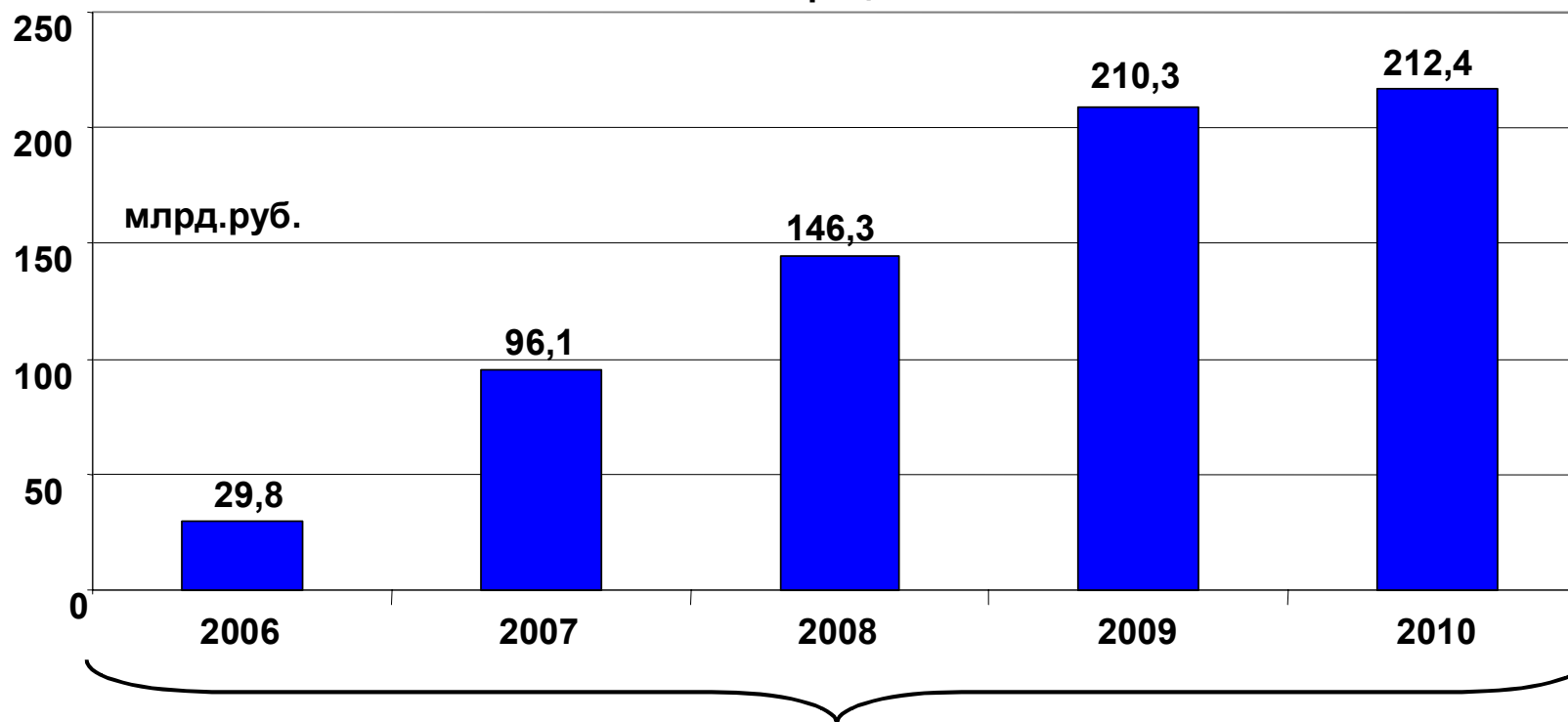
Программа ввода мощностей

<i>МВт</i>	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010 гг.
Тепловая генерация ОГК, ТГК, РАО «ЕЭС России»	1 196	1 474	1 596	7 576	16 979	28 821
Малые ГЭС ТГК	2	110	161	96	124	493
Гидро ОГК	56	696	477	1548	2152	4 929
Всего по Холдингу	1 254	2 280	2 234	9 220	19 255	34 243
Прочие вводы	402	771	2 093	2 201	1 190	6 657
Всего вводы, МВт	1 656	3 051	4 327	11 421	20 445	40 900



Инвестпрограмма РАО «ЕЭС России» – фактор развития энергомашиностроения...

Планируемые расходы на закупку основного теплоэнергетического оборудования
по объектам генерации ОГК и ТГК



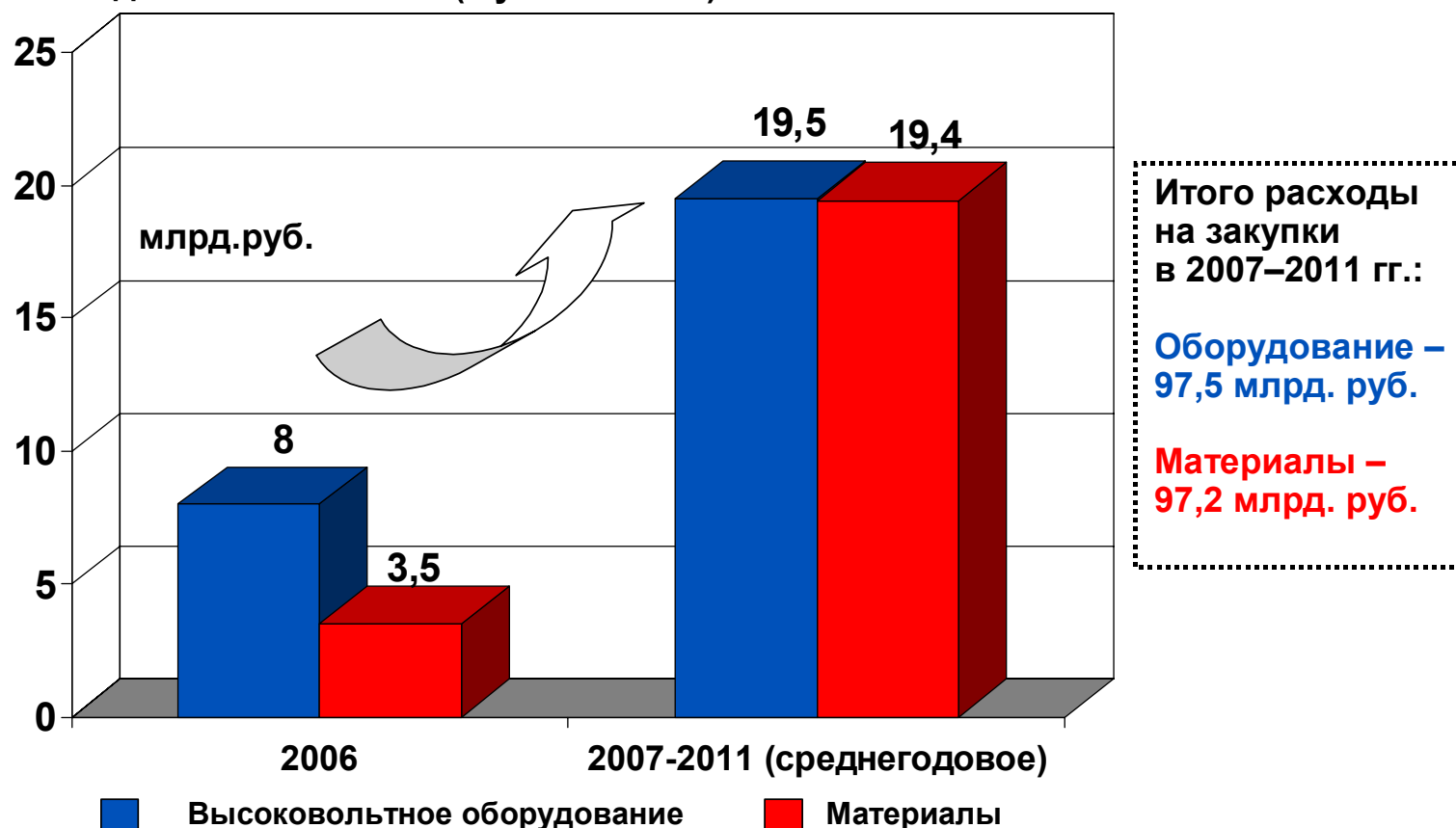
Итого в 2006—2010 гг.: **694,9 млрд.руб.**



Заказы на поставку стройматериалов
размещаются на электронной площадке B2B-Energy <http://www.b2b-energo.ru/>

...Фактор развития электротехнической промышленности

Планируемые расходы на закупки высоковольтного оборудования и материалов
для объектов ФСК (с учетом МСК) на 2007–2011 гг.



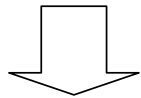
Заказы на поставку стройматериалов
размещаются на электронной площадке B2B-Energy <http://www.b2b-energo.ru/>

...Фактор развития производства стройматериалов

Источник: исследования КГ «Прогрессор» по заказу РАО «ЕЭС России» (предварительные данные)

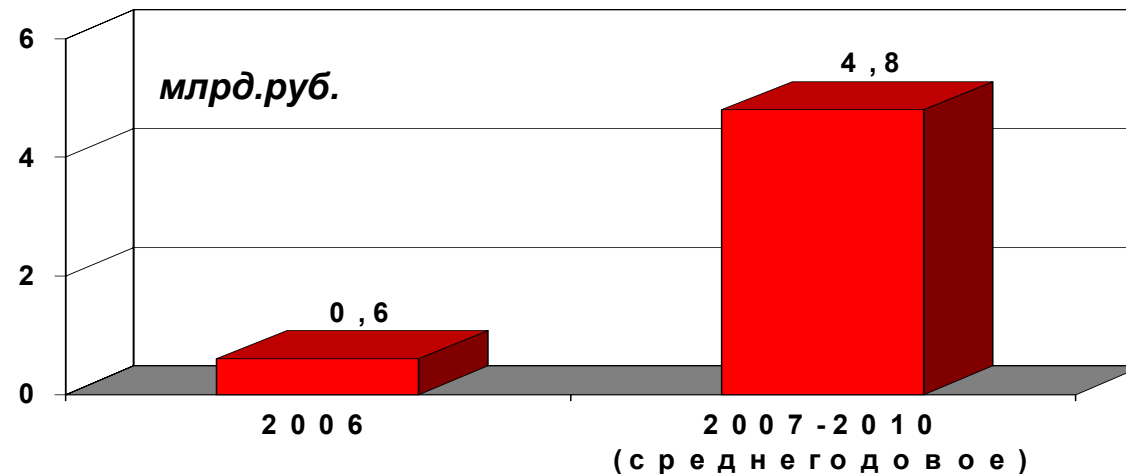
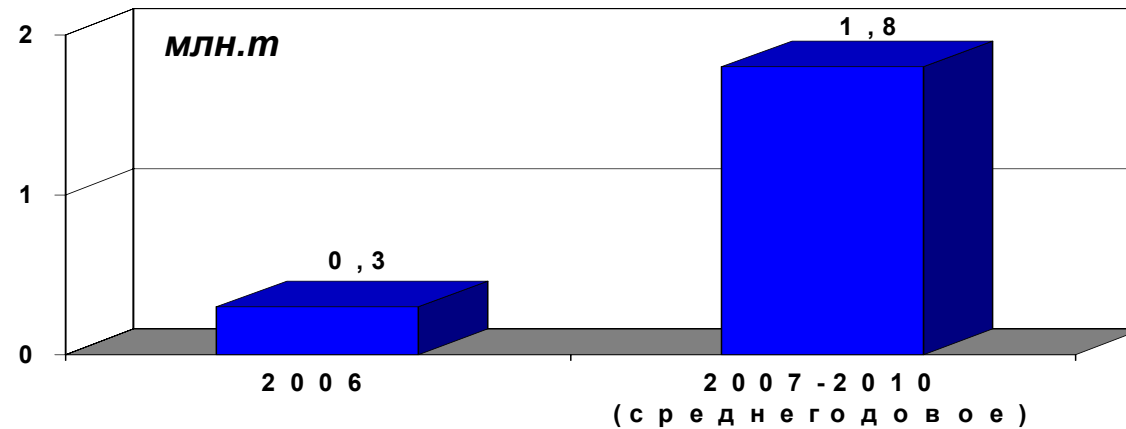
Потребность
в цементе
ТЭС и ГЭС холдинга:
новое строительство
и техперевооружение:

7,2 млн. т



Расходы
на цемент
ТЭС и ГЭС холдинга:
новое строительство
и техперевооружение:

19,2 млрд. руб.

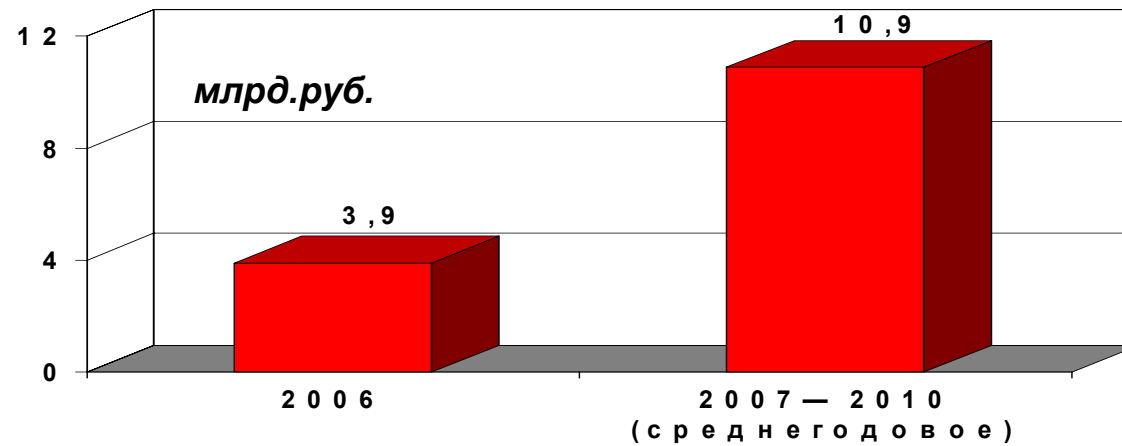


Заказы на поставку стройматериалов
размещаются на электронной площадке B2B-Energy <http://www.b2b-energo.ru/>

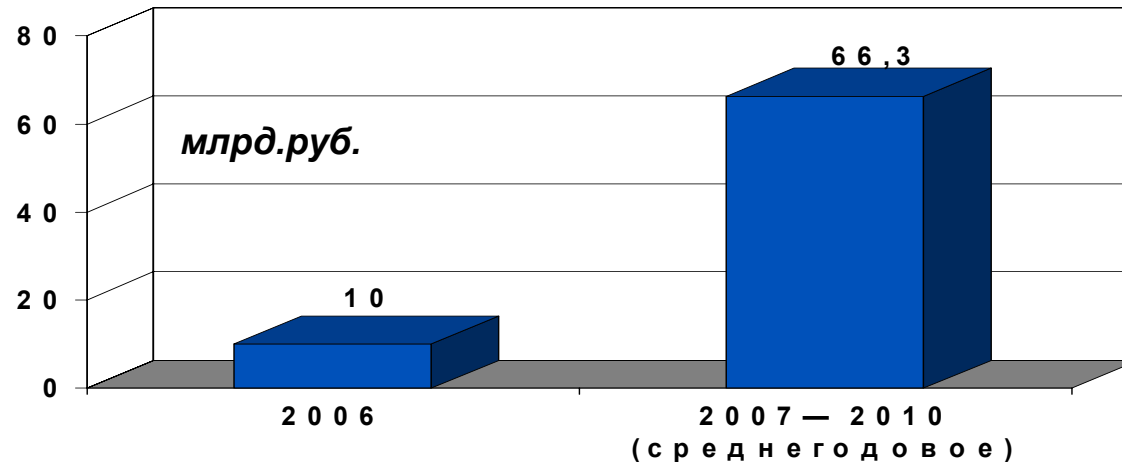
...Фактор развития проектного и монтажного комплексов

Источник: исследования КГ «Прогрессор» по заказу РАО «ЕЭС России» (предварительные данные)

ПИР
(только в
теплоэнергетике):
43,5 млрд.руб.



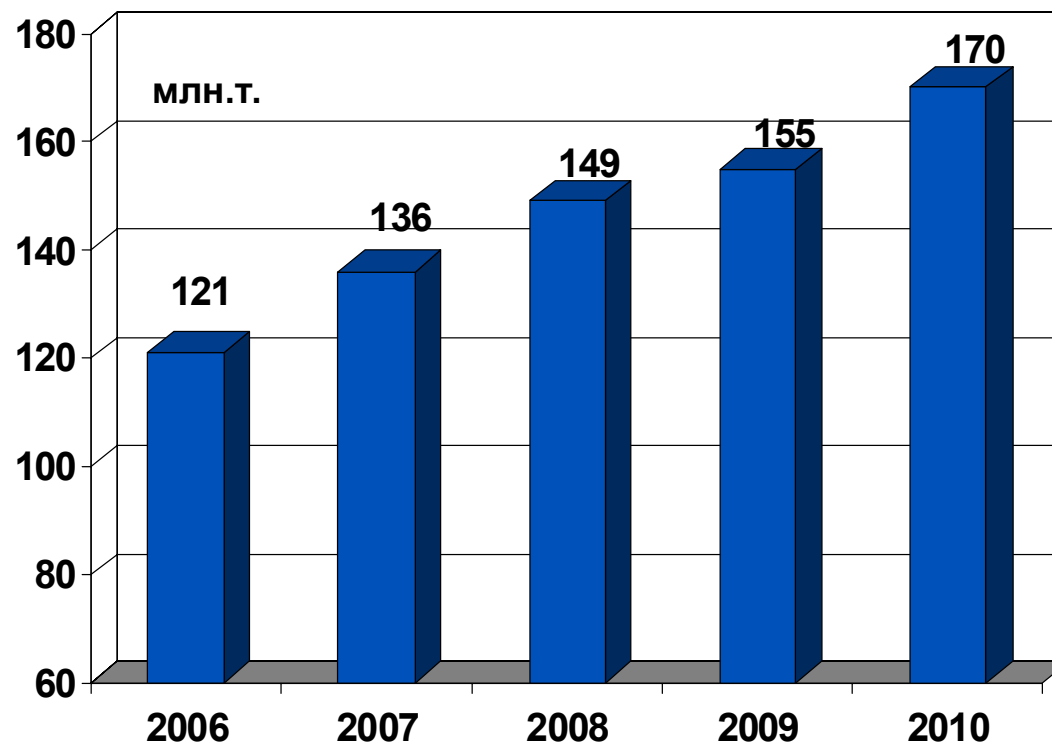
СМР
(только в
теплоэнергетике):
265,2
млрд.руб.



Заказы на проведение ПИР и СМР
размещаются на электронной площадке B2B-Energy <http://www.b2b-energo.ru/>

...Фактор развития угольной промышленности

Потребность в угле ТЭС отрасли (без блок-станций) в период 2006–2010 гг.



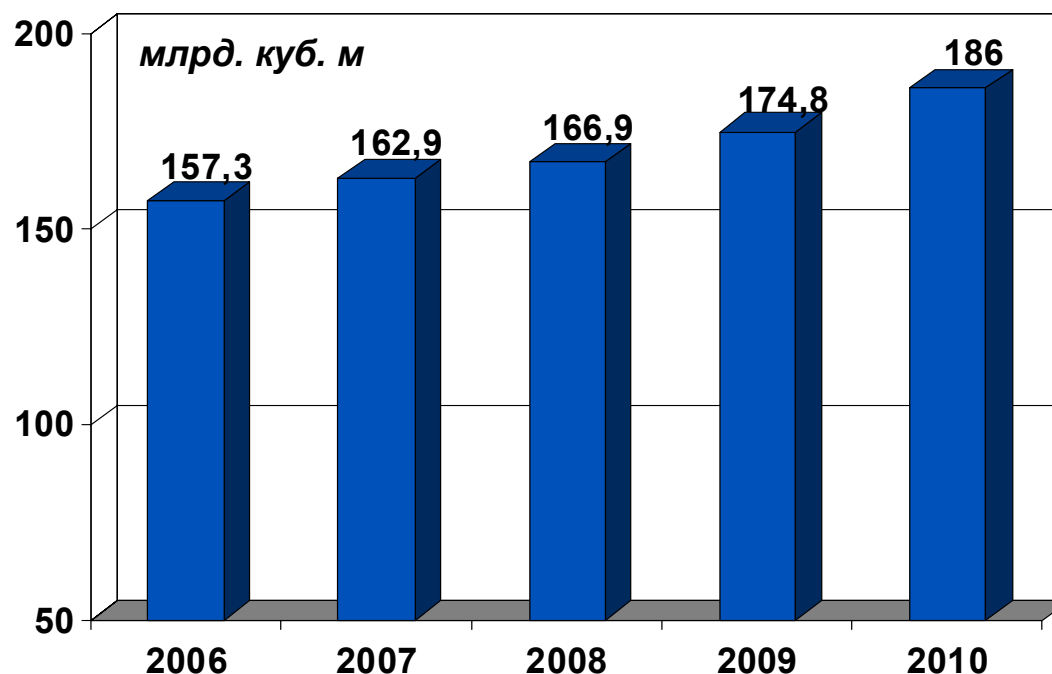
Прирост годового потребления угля в 2010 г. относительно 2006 г.:
49 млн. т (~40,5%)

Источник: РАО «ЕЭС России»

...Фактор развития газовой отрасли

Источник: Решение Правительства РФ от 30.11.2006

Поставки газа для предприятий электроэнергетики (без блок-станций) в период 2006–2010 гг.



Прирост годового потребления газа в 2010 г. относительно 2006 г.:
43 млрд.куб.м (30%)

- Предусмотрено заключение долгосрочных пятилетних договоров на транспортировку газа независимых производителей
 - С 1 апреля 2007 г. – переход на 5-летние договора поставки газа с организациями электроэнергетики.
- Ценовой ориентир – равная доходность от продажи газа на внутреннем рынке и на экспорт в 2011 году.

...Фактор развития науки и образования

Март 2006 г.: Подписано Соглашение о сотрудничестве между РАО «ЕЭС России» и РАН



Основные направления совместной деятельности

- **Разработка Целевого видения развития электроэнергетики России на период до 2030 года**
- **Исследования по созданию нового конкурентоспособного оборудования для энергокомпаний**
- **Разработка и освоение новых технологий**



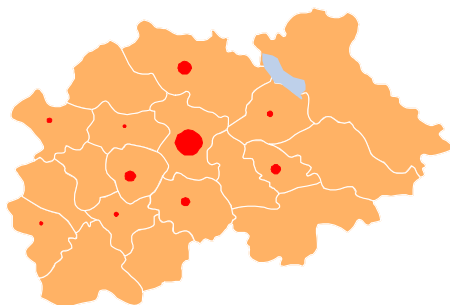
Сотрудничество с отраслевыми вузами

- Прием на работу выпускников вузов
- Программы подготовки и переподготовки кадров, повышения квалификации
- Корпоративные стипендии и конкурсы
- Корпоративный университет РАО «ЕЭС России»

Центр

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)

Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: 10 735 МВт
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 10 222 МВт, «ГидроОГК» – 513 МВт)



**Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Центра на 2006–2010 гг.: 479 млрд. 120 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в ЦФО

Энергомаш

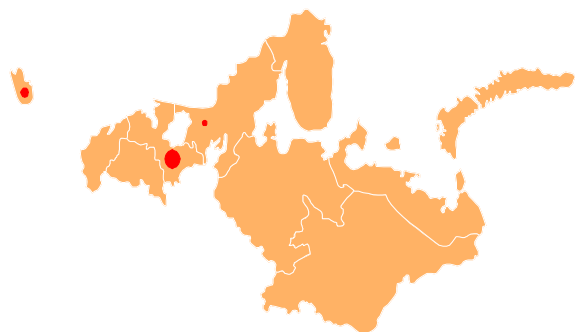
«Белгородский завод энергетического машиностроения»
«Чеховский завод энергетического машиностроения», Московская область (группа «Энергомаш»)
ОАО «Калужский турбинный завод» (компания «Силовые машины»)
ОАО «МЗ «ЗиО-Подольск», ОАО «ИК «ЗИОМАР», Московская область (холдинг «ЭМ Альянс»)

Электротехпром

ОАО «ПК ХК Электрозавод» (силовые трансформаторы и реакторы, трансформаторы тока, напряжения)
ЗАО «АК Евроконтракт» (разъединители, выключатели)
ОАО «РЭТЗ Энергия», ФГУП МЗ «Молния» (трансформаторы напряжения)
ЗАО «РОСИЗОЛ» Центр, ЗАО «Мосизолятор», ОАО «Гжельский завод Электроизолятор» (изоляторы)
ЗАО «Москабельмет», ООО «Электрокабель» Кольчугино (провод АС)

Северо-Запад

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: **4 777 МВт**
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 4 763 МВт, «ГидроОГК» – 14 МВт)

Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Северо-Запада на 2006–2010 гг.: **221 млрд. 039 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в СЗФО

Энергомаш

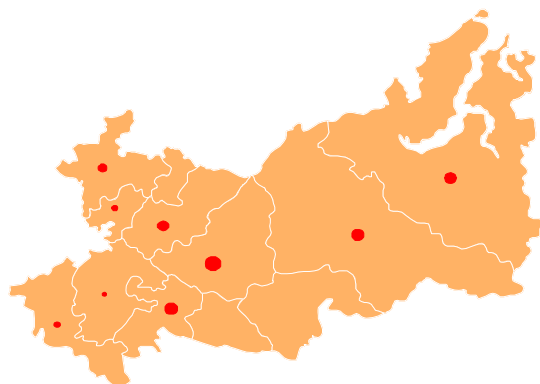
«Ленинградский металлический завод», «Электросила», «Завод турбинных лопаток»
(компания «Силовые машины»)

Электротехпром

ОАО «Электроаппарат», Санкт-Петербург (трансформаторы тока)
 ЗАО «НИИ ЗАИ», Санкт-Петербург, ЗАО «Завод энергозащитных устройств», Санкт-Петербург (ОПН)
 ЗАО «ЗЭТО», Великие Луки, ЗАО «ВЗВА» (разъединители)
 ООО «НПО «ИнтерИнвестИзолятор», ООО «ВЗЭФ» (изоляторы)
 ОАО «Агрокабель», Новгородская обл (провод АС)

Урал

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: 8 728 МВт
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 8 698 МВт, «ГидроОГК» – 30 МВт)

Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Урала на 2006–2010 гг.: **495 млрд. 145 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в УрФО

Энергомаш

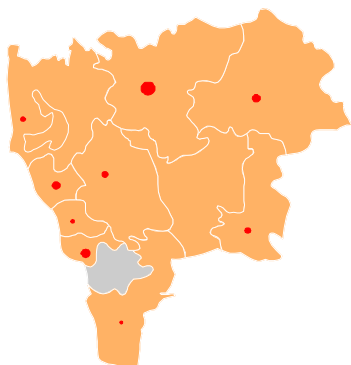
«Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург, «Уралгидромаш», Свердловская область (группа «Энергомаш»)
«Уральский турбинный завод» (группа «Ренова»)

Электротехпром

ООО «ЭНЕРГОМАШ (ЮК) Лимитед» (силовые трансформаторы и реакторы)
ООО «АББ Электроинжиниринг» (трансформаторы тока, разъединители, трансформаторы напряжения)
ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», ОГТ ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»
(трансформаторы тока)
«Карпинский электромашиностроительный завод», ОАО «Нижнетуринский электроаппаратный завод»
(выключатели)

Юг

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: 4 037 МВт
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 3 133 МВт, «ГидроОГК» – 904 МВт)

Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Юга на 2006–2010 гг.: **171 млрд. 831 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в ЮФО

Энергомаш

«Энергомаш – Атоммаш», г. Волгодонск (группа «Энергомаш»)

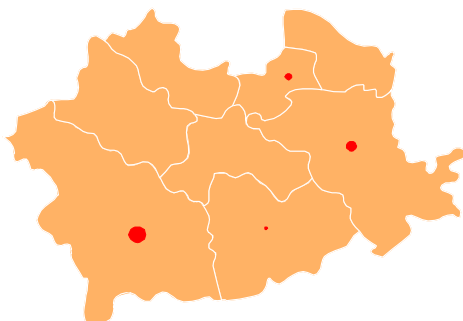
«ТКЗ «Красный котельщик» (холдинг «ЭМ Альянс»)

Электротехпром

ЗАО «Кавказкабель» (провод АС)

Поволжье

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: **413 МВт**
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 356 МВт, «ГидроОГК» – 57 МВт)

Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Средней Волги на 2006–2010 гг.: **58 млрд. 241 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в Приволжском ФО

Энергомаш

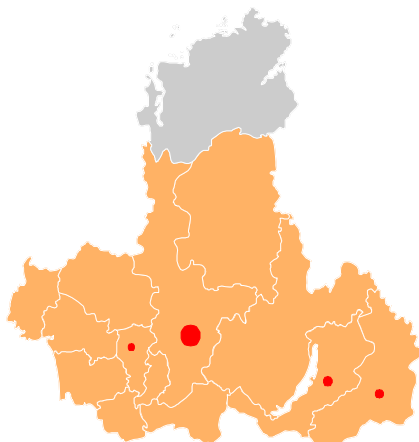
«Волгоэнергоремонт», Саратовская область (группа «Энергомаш»)
«Сызрантяжмаш»

Электротехпром

ОАО «ПК ХК Электрозавод», Уфа, ООО «Тольяттинский трансформатор» (силовые трансформаторы и реакторы)
Самарский завод «Электроштит» (разъединители)
НПП «Контакт», Саратов, ОАО «Электроаппарат», Уфа (выключатели)
ООО «Энерготрансизолятор», ОАО «ЭЛИЗ», Пермь (изоляторы)
ОАО «Камкабель», Пермь, ОАО «Кирсинский кабельный завод» (провод АС)

Сибирь

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: **3 852 МВт**
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 1 852 МВт, «ГидроОГК» – 2 000 МВт)

Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России»
по объектам генерации
в ОЭС Сибири на 2006–2010 гг.: **253 млрд. 234 млн. руб.**

Импульс развитию смежных отраслей в СибФО

Энергомаш

«Сибэнергомаш», Барнаул (группа «Энергомаш»),
ОАО НПО «ЭЛСИБ», Новосибирск

Электротехпром

ЗАО «Комета-Энергомаш» (ОПН, изоляторы)
ОАО «Иркутсккабель»

Дальний Восток

Данные по вводам мощностей – без учета вводов малых ГЭС, входящих в «ГидроОГК» (всего по России в 2006–2010 гг. – 302 МВт)



Вводы генерирующих мощностей в 2006–2010 гг.: **1 400 МВт**
(в т.ч. тепловые ОГК и ТГК – 290 МВт, «ГидроОГК» – 1 110 МВт)



Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» по объектам генерации в ОЭС Востока на 2006–2010 гг.: **110 млрд. 893 млн. руб.**



Импульс развитию смежных отраслей в ДВФО

Электротехпром

ОАО «Амуркабель» (провод АС)

**ПЯТЫЙ ВСЕРОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ
«ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ»**

Планирование в энергетике

генеральный директор ООО «ЕвроСибЭнерго»
С.А. Тазин

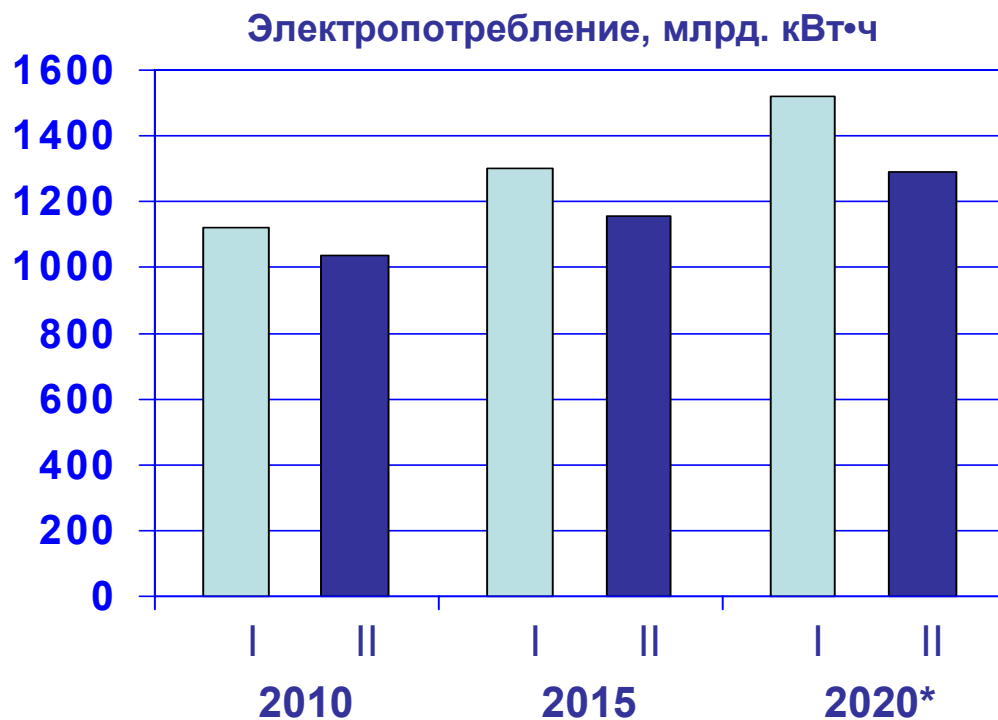
г. Москва

5 апреля 2007 г.

Эффективное планирование в электроэнергетике

- Прогнозирование роста потребления электрической энергии, с учетом демографических и экономических прогнозов
- Планирование производства, транспорта и спроса электрической энергии
- Рынок самостоятельно не способен своевременно обеспечить удовлетворение спроса в электроэнергии

Прогнозирование роста потребления электрической энергии



I - Прогнозные данные Минпромэнерго России (с учетом программы социально-экономического развития России и прогнозов РАО «ЕЭС России»).

II - Данные Энергетической стратегии России (оптимистический вариант).

* Согласно прогнозу Минпромэнерго России возможно увеличение электропотребления к 2020 г. до 1710 млрд. кВт·ч за счет более высокого роста электропотребления ОЭС Востока.

Основные факторы, определяющие рост энергопотребления в России

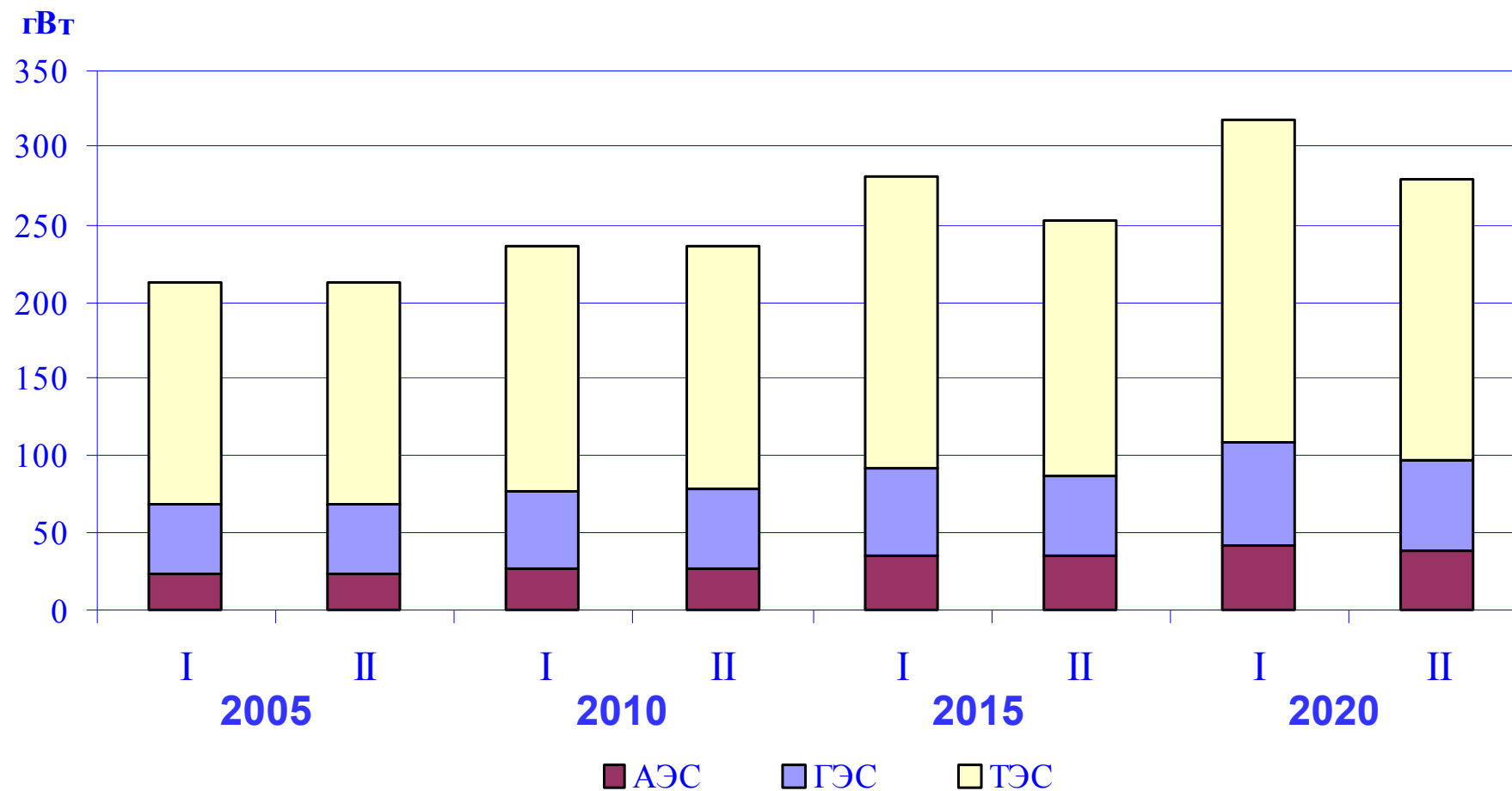
Макроэкономические факторы

- Проводимая экономическая политика государства по удвоению ВВП.
- Высокий (по отношению к западным странам) уровень энергоемкости ВВП.
- Рост промышленного производства, в том числе по энергоемким отраслям экономики.
- Формирование благоприятного инвестиционного климата в отраслях промышленности.
- Рост благосостояния населения.

Микроэкономические факторы

- Перспективные планы развития производств и реализации инвестиционных проектов..
- Развитие жилищного строительства и инфраструктуры городов.

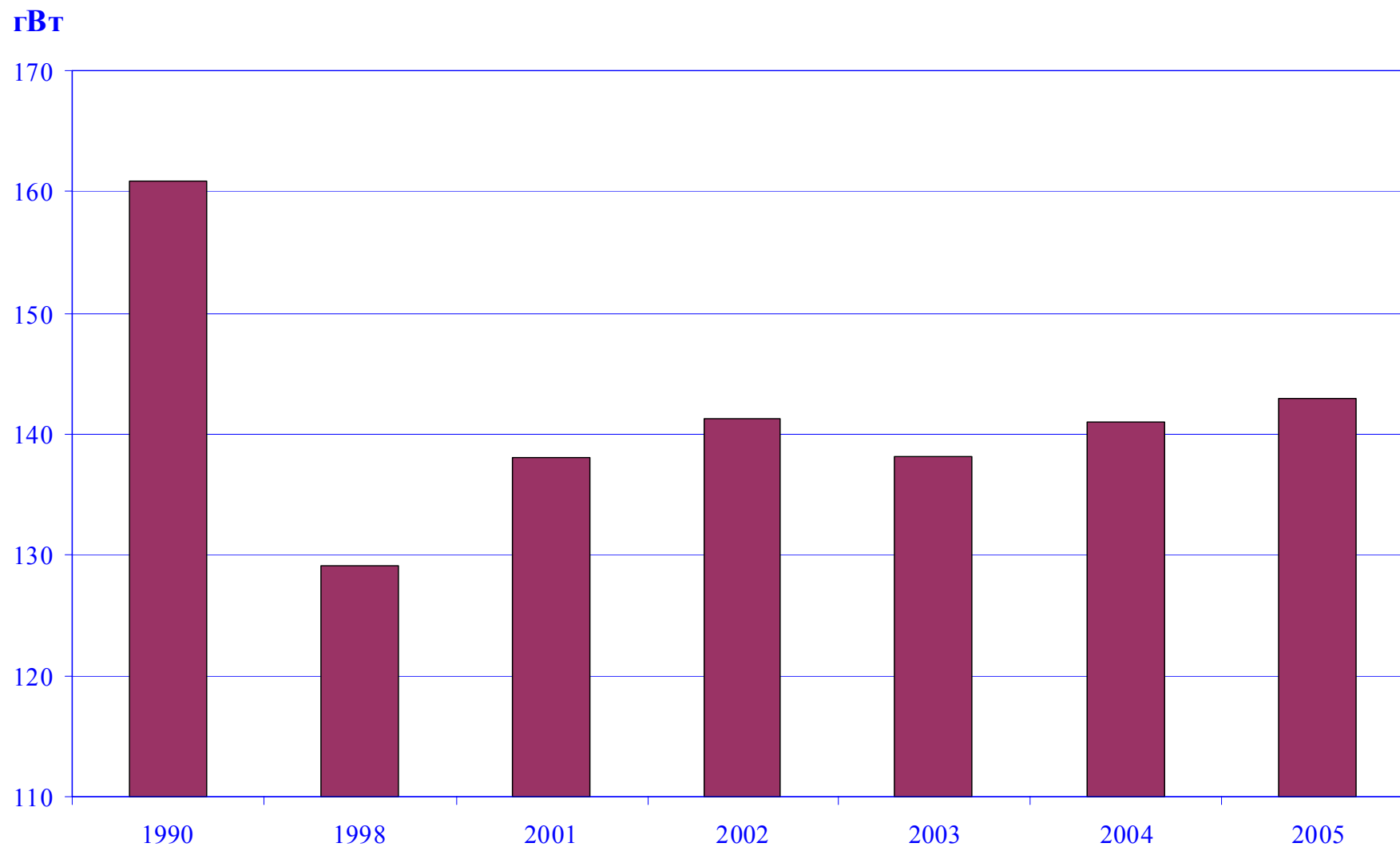
Прогноз динамики и структуры установленной мощности



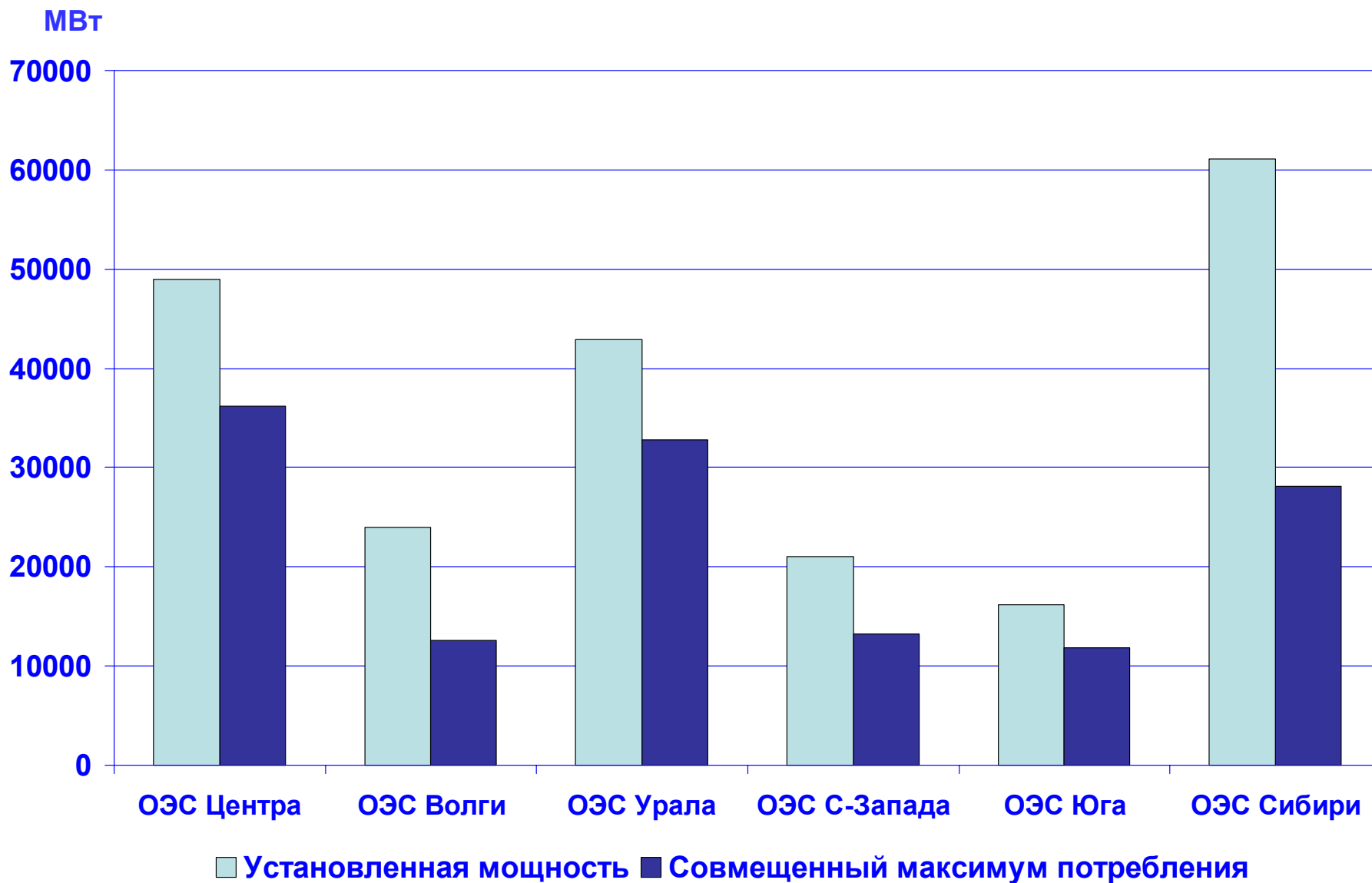
I - Прогнозные данные Минпромэнерго России (с учетом программы социально-экономического развития России и прогнозов РАО «ЕЭС России»).

II - Данные Энергетической стратегии России (оптимистический вариант).

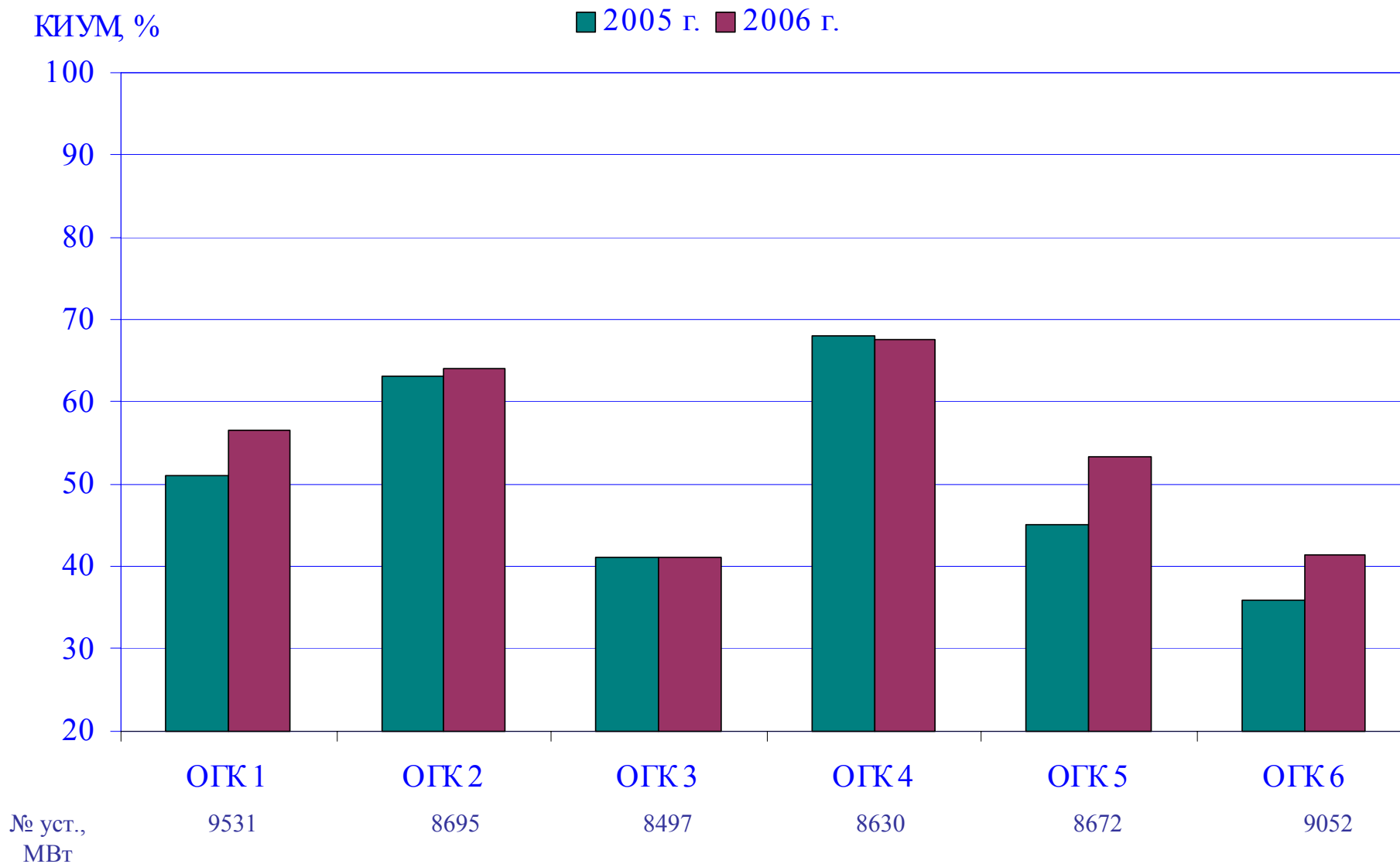
Динамика максимумов нагрузки в 1990, 1998 и за период 2001–2005 гг.



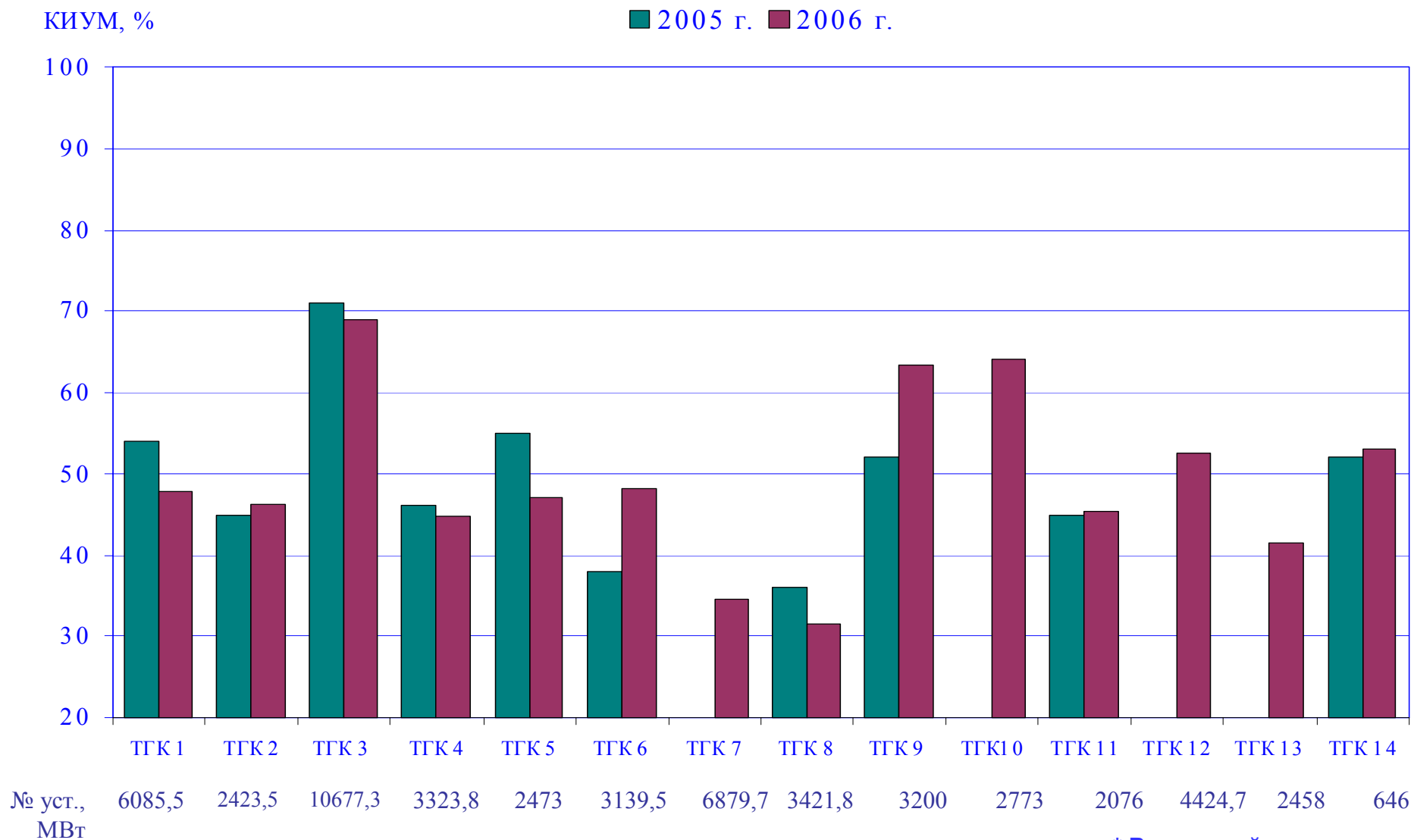
Баланс мощности по ЕЭС России на декабрьский максимум (27.12.05)



Коэффициенты использования установленной мощности ОГК в 2005/2006 годах



Коэффициенты использования установленной мощности ТГК в 2005/2006 годах*



* Расчетный показатель

$\cos \theta$	МВт	Мвар
1,00	100	0
0,95	95	30
0,90	90	43
0,85	85	53
0,80	80	60

$$W = I^2 * R$$

где,

W – потери,

I – сила тока,

R – сопротивление

Эффективное планирование в электроэнергетике

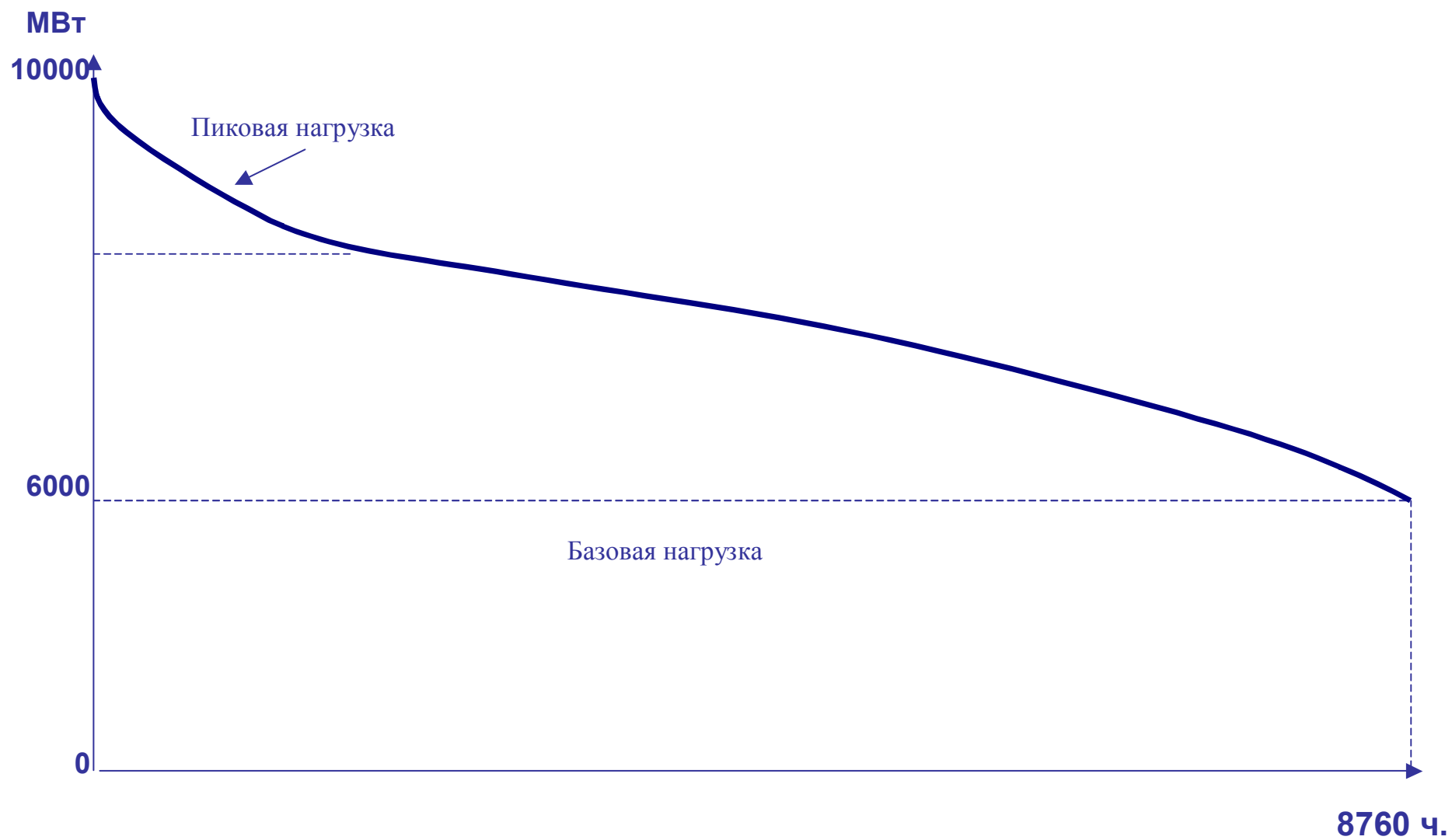
В соответствии с прогнозными данными Минпромэнерго России на 2015 год:

- электропотребление: 1155—1300 млрд. кВт•ч
- установленная мощность: 253—281 ГВт
- КИУМ: 52,1— 52,8%

Для более точного определения необходимых мощностей следует учитывать:

- пиковые нагрузки = потр, (кВт•ч)/8760х ФН
- возможности стимулирования снижения потребления
- возможности развития транспортной инфраструктуры
- наличие топливных и иных ресурсов
- наличие энергетического оборудования

Примерный годовой график продолжительности нагрузки



УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ АКТИВАМИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

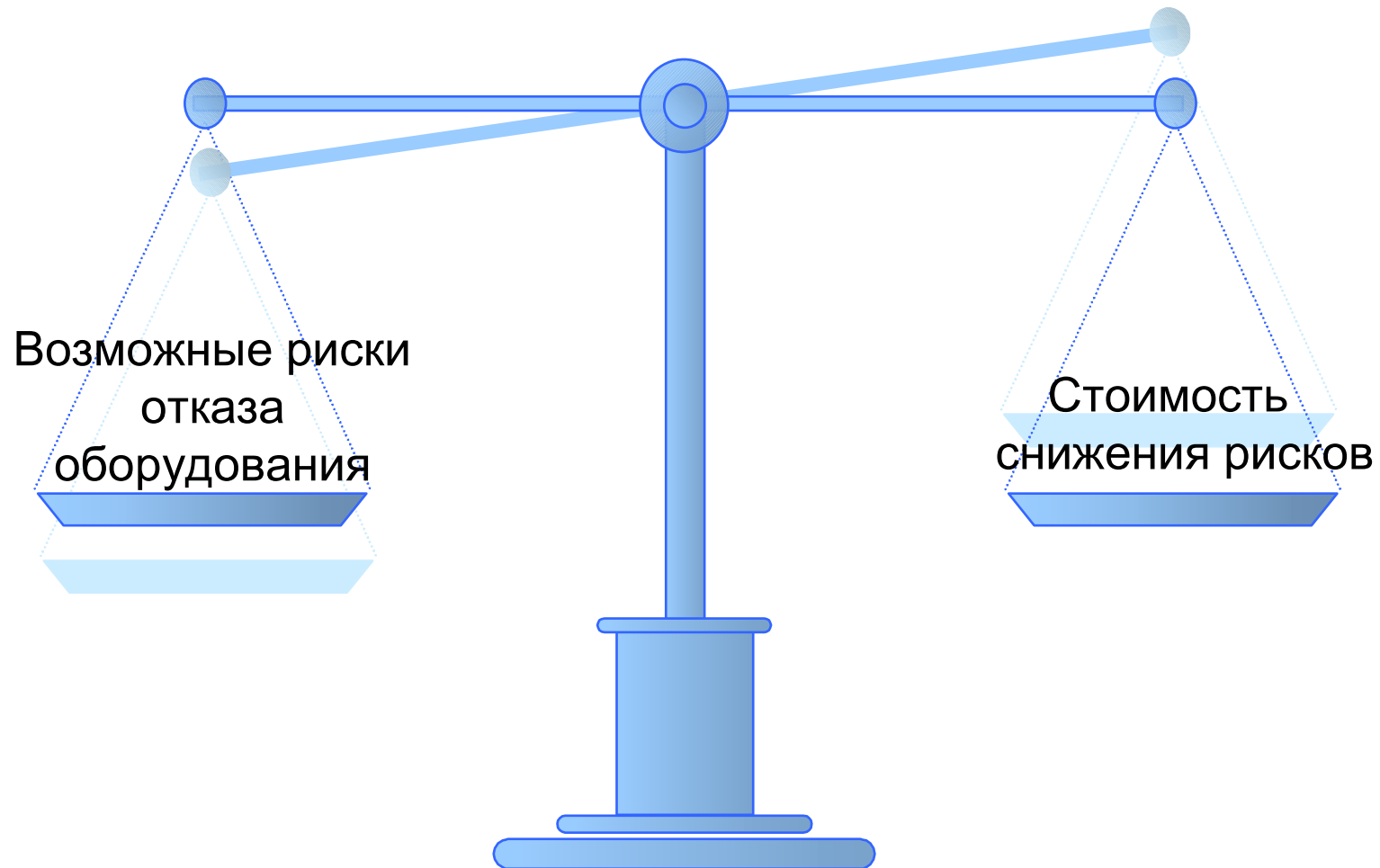
ПОДХОД КОМПАНИИ «СТРАТЕГИКА»

Вадим Гинзбург, директор направления
ОАО «Стратегика»

Ключевые вопросы менеджеров при формировании программы ремонтов и замен (ТПиР)

- **Когда оптимально заменить (отремонтировать) оборудование?**
- **Как оценить ожидаемые результаты выполнения (невыполнения) программы замены (ремонта) оборудования? Должны ли мы тратить больше / меньше денег на ремонт и замену?**
- **Как обосновать необходимость затрат перед головной структурой, финансовыми подразделениями, регулятором, акционерами, инвесторами?**

Ответы на ключевые вопросы менеджеров находятся через сравнение стоимости воздействия на оборудование и рисков его отказа

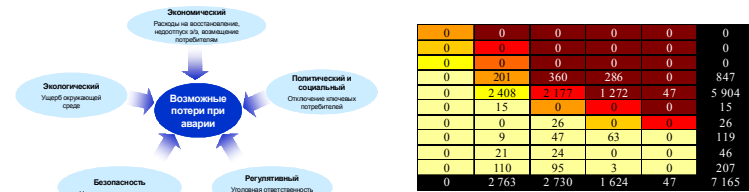


Система управления активами включает в себя четыре базовых элемента

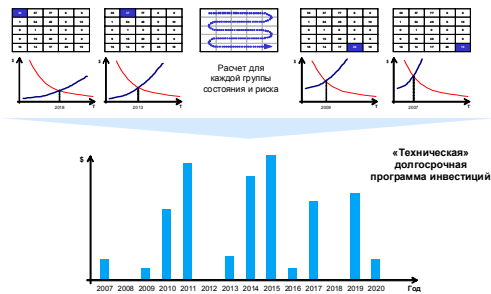
1. Оценка состояния и вероятность отказа



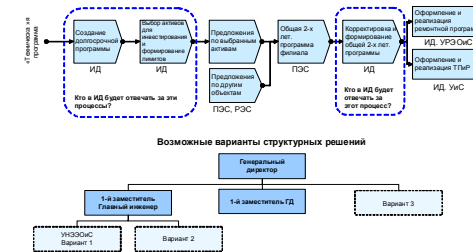
2. Риски (последствия отказа)



3. Программа ремонтов и замен



4. Процессы и структуры



- Элементы системы управления активами

- Оценка состояния и вероятности отказа

- Риски
 - Программа ремонтов и замен
 - Процессы и структуры

Индекс состояния (ИС) позволяет однозначно определить состояние оборудования за счет четких критериев оценки

1. Параметры оценки и их веса для трансформатора распределительных сетей

i	Параметры индекса состояния	Вес параметра, W	Возможные значения, V	Максимальное значение
1	Возраст трансформатора	2	5,4,3,2,1	8
2	Нагрузка зимнего максимума	2	5,4,3,2,1	8
3	Анализ масла	5	5,4,3,2,1	20
4	Высоковольтное испытание	4	5,3,1	16
5	Общее состояние	3	5,3,1	12
Максимальное значение индекса				64

$$ИС = \frac{100 \times \sum_i (W_i \times V_i)}{\text{Максимальное значение Индекса}}$$

2. Результирующие значения ИС для трансформатора распределительных сетей

Индекс состояния	Результат	Описание
85-100	Очень хороший	Незначительное ухудшение отдельных компонентов
70-85	Хороший	Существенное ухудшение отдельных компонентов
50-70	Нормальный	Значительное ухудшение некоторых компонентов
30-50	Плохой	Существенное ухудшение
0-30	Очень плохой	Обширное повреждение

Индекс состояния формируется с учетом:

- Используемых и доступных в компании методов диагностики
- Особенности эксплуатации оборудования
- Статистических данных по отказам оборудования

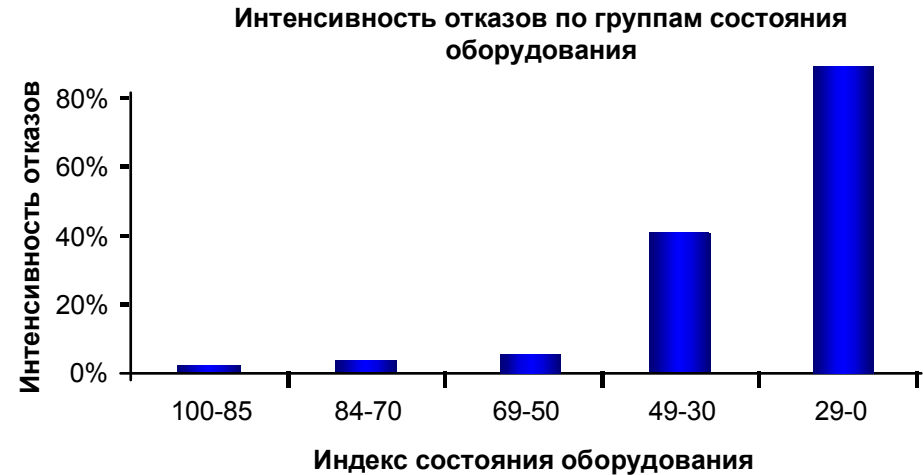
Оценка нескольких групп активов позволяет построить «карту состояния» компании

Карта состояния распределительных сетей компании

	Очень плохое	Плохое	Удовлетворительное	Хорошее	Очень хорошее
Региональный филиал 1					
Трансформаторы	-	8%	20%	52%	20%
Деревянные опоры	13%	11%	31%	29%	16%
Просеки	4%	1%	2%	1%	92%
Выключатели	7%	10%	41%	28%	14%
Разъединители	-	2%	-	-	98%
Провода	-	4%	9%	54%	33%
Кабели	1%	4%	12%	82%	1%
Региональный филиал 2					
Трансформаторы	-	-	17%	55%	28%
Деревянные опоры	8%	9%	11%	56%	16%
Просеки	-	-	-	-	-
Выключатели	3%	8%	37%	42%	10%
Разъединители	-	1%	-	-	99%
Провода	18%	34%	18%	8%	22%
Кабели	-	-	-	-	-

 >5% активов в плохом и очень плохом состоянии

Индекс состояния имеет высокую корреляцию с вероятностью отказа оборудования



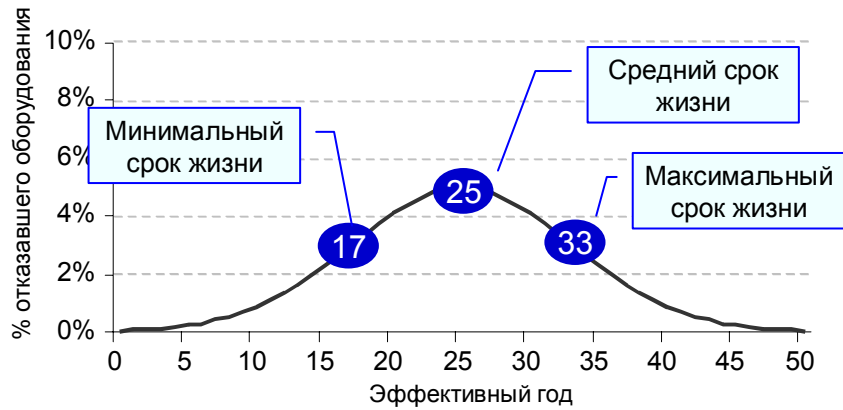
Критерии*	Трансформатор. 250 кВА. ВЛ 10 кВ	Трансформатор. 250 кВА. ВЛ 10 кВ
Год ввода (возраст)	1975	1975
Нагрузка зимнего максимума, %	0.6%	17%
Анализ трансформаторного масла		
Влажность	нет	нет
Кислотность, МГКОН / 1 гр.масла	0.017	0.038
Электрический пробой, кВ	44.663	20.869
Высоковольтное испытание	304	303
Общее состояние	Хор.	Хор.
Индекс состояния	86 (Очень хорошо)	63 (Нормально)

Оборудование одного возраста находится в разном состоянии!

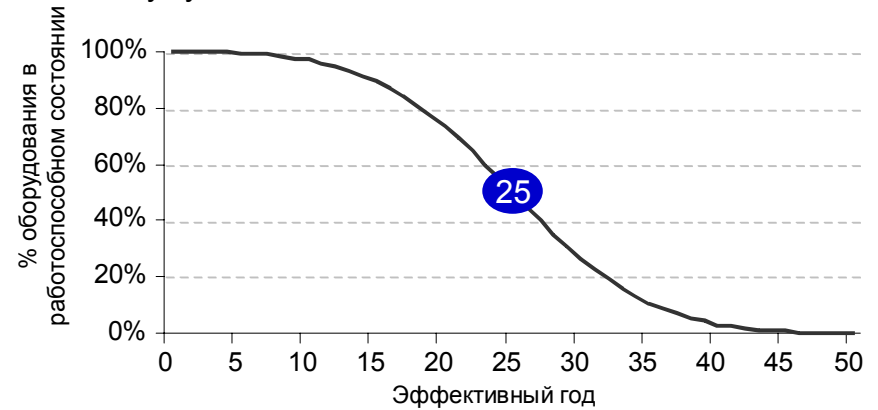
Для каждого итогового значения ИС определяется место на кривой вероятности отказов

Построение кривой отказов на примере деревянных опор

Распределение вероятности отказа актива по годам

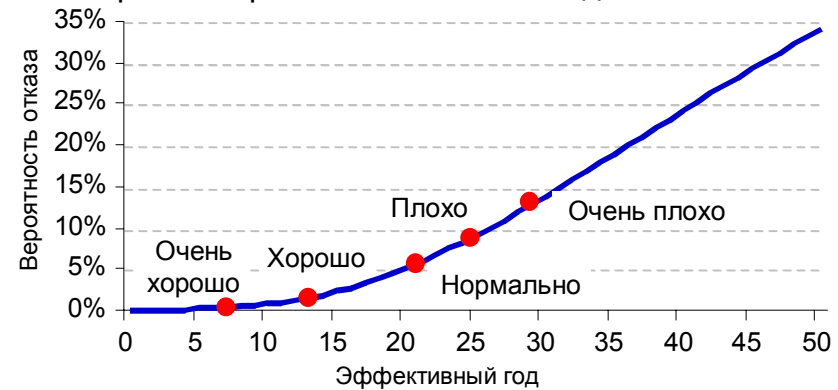


Кривая жизненного цикла
Кумулятивный отказ актива по годам



- Статистика по отказам
- Опыт других компаний
- Экспертные оценки

Кривая вероятности отказа – Индекс состояния



- Элементы системы управления активами

- Индекс состояния

- Риски (последствия отказа)

- Программа ремонтов и замен

- Процессы и структуры

Для каждой компании определяется свой набор возможных рисков и их весовых коэффициентов

Пример. Риски, весовые коэффициенты и денежные оценки для вертикально-интегрированной энергокомпании



Для определения приоритетов ремонта (замены) оборудования необходимо оценивать не только состояние актива, но и уровень возможных потерь в случае его отказа (аварии)

Риски	Денежная оценка риска, руб.	Трансформатор 1		Трансформатор 2	
		Возможные потери	Стоимость возможных потерь, руб.	Возможные потери	Стоимость возможных потерь, руб.
Экономический	...	<ul style="list-style-type: none"> Аварийный ремонт Потери от недоотпуска 7 промышленным потребителям 	86 450 + 1 313 = 87 763	<ul style="list-style-type: none"> Аварийный ремонт Потери от недоотпуска, 16 бытовым потребителям 	86 450 + 110 = 86 560
Политический / социальный	500 000	Подключен к социальным и коммунальным объектам	500 000	Нет подключенных социально важных потребителей	-
Экологический	142 857	Не проходит через лесной массив	-	Проходит через лесной массив	142 857
Безопасность	142 857	Не проходит в густонаселенном районе	-	Не проходит в густонаселенном районе	-
Регулятивный	142 857	Подключен к объектам 1 категории	142 857	Не подключен к объектам 1 категории	
Оценка риска, руб.		730 620		229 417	
Индекс состояния		Нормально		Нормально	

Одинаковые по состоянию активы несут на себе различные риски

Набор возможных рисков не обязательно носит денежный или клиентский характер

Возможные риски для генерирующей компании:

- Снижение коэффициента готовности
- Снижение степени резервирования
- Снижение коэффициента уровня использования установленной мощности
- Снижение вероятности безотказной работы
- Изменение других показателей назначения генерирующей компании

В качестве оцениваемого параметра может выступать любой показатель, релевантный условному ущербу, получаемому в случае выхода оборудования из строя

Оцениваемые риски выражаются в деньгах путем оценки их стоимости для компании

Матрица рисков – основной объект анализа состояния активов

Пример. Трансформаторы, распределительная сеть

Риски	Индекс состояния					ИТОГО
	Очень хорошо	Хорошо	Нормально	Плохо	Очень плохо	
> 850 тыс. руб.	8	14	8	7	0	37
600 - 850 тыс. руб.	13	16	9	1	0	39
400 - 600 тыс. руб.	121	332	107	43	1	604
250 - 400 тыс. руб.	0	0	4	0	0	4
100 - 250 тыс. руб.	26	13	12	9	0	60
до 100 тыс. руб.	222	469	149	3	0	843
ИТОГО	390	844	289	63	1	1587

*Значения в ячейках – количество активов

- Элементы системы управления активами

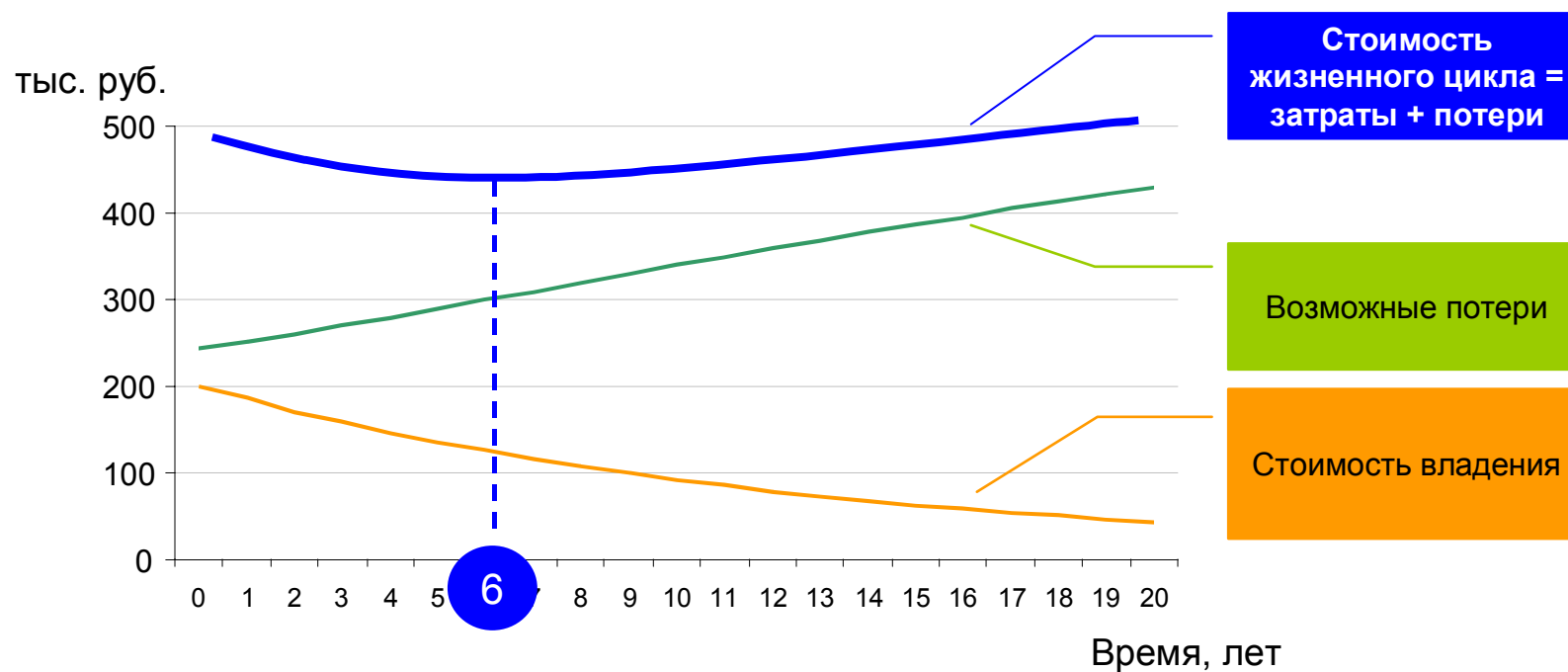
- Индекс состояния

- Риски

- Программа ремонтов и замен

- Процессы и структуры

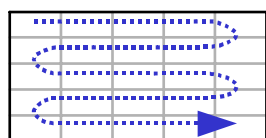
Для определения оптимального времени замены (ремонта) актива необходимо определить момент, когда сумма возможных потерь и затрат на ремонт (замену) минимальны



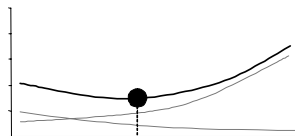
Для каждой ячейки матрицы рисков определяется год оптимальной замены, в результате формируется «техническая» программа управления активами

Трансформаторы

0	7	8	14	8
0	1	9	16	13
1	43	107	332	121
0	0	4	0	0
0	9	12	13	26

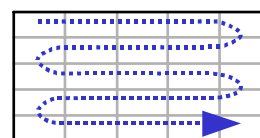


	7	8	14	8
0	1	9	16	13
1	43	107	332	121
0	0	4	0	0
0	9	12	13	26

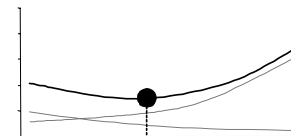


Выключатели

0	7	8	14	8
0	1	9	16	13
1	43	107	332	121
0	0	4	0	0
0	9	12	13	26

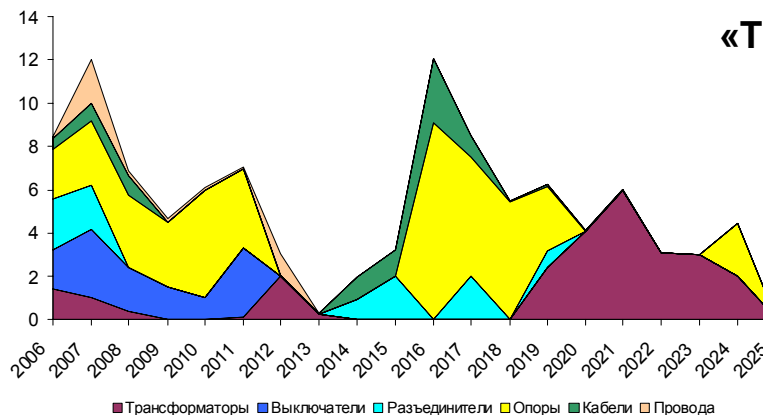


	7	8	14	8
0	1	9	16	13
1	43	107	332	121
0	0	4	0	0
0	9	12	13	26



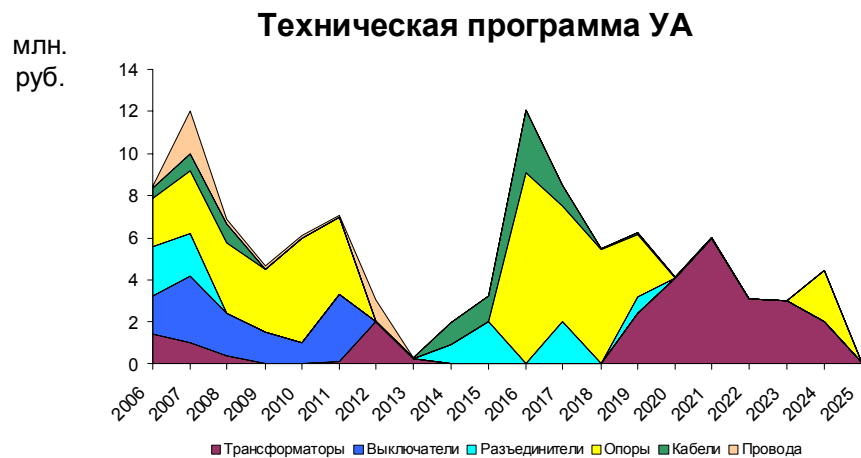
■ ■ ■

млн. руб.



«Техническая» долгосрочная программа управления активами

Переход от технической программы к итоговой происходит под влиянием «системных» факторов

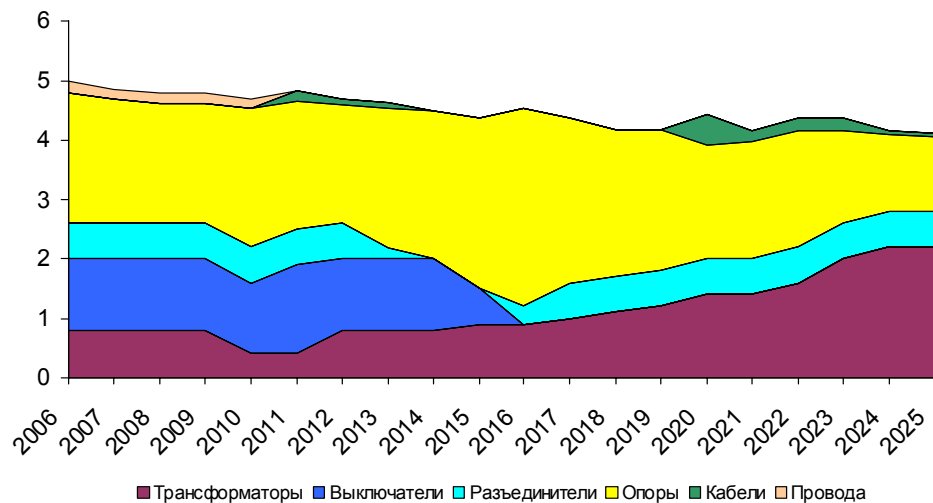


+

«Системные» факторы влияния

- Ограничения по доступности финансирования
- Приоритезация от отдачи вложений
- Стратегические приоритеты компании
- Моральное устаревание и функциональное несоответствие
- Взаимосвязь групп активов
- Сглаживание «скачков»
- ...

млн. руб.



Итоговая программа управления активами

- Элементы системы управления активами

- Индекс состояния

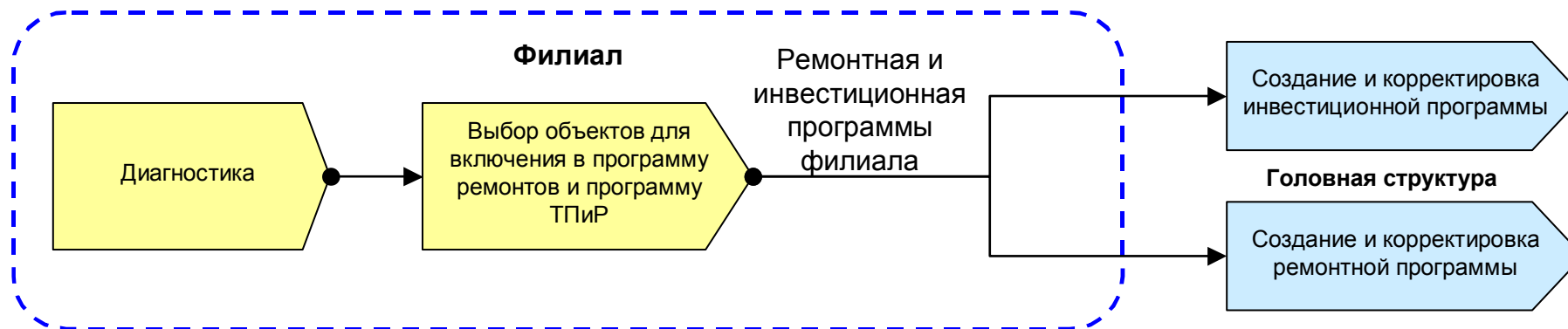
- Риски

- Программа ремонтов и замен

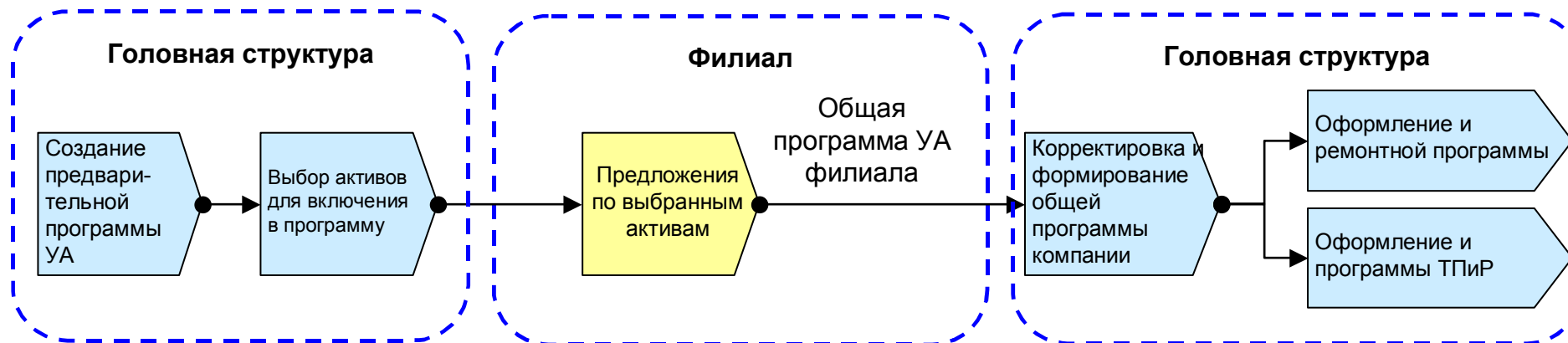
- Процессы и структуры

Система позволяет изменить подход к принятию решения от принципов «снизу вверх» к «сверху вниз» и централизовать функцию управления активами

Традиционный процесс принятия решения по ремонтам/заменам оборудования



Новый подход к формированию программ управления активами

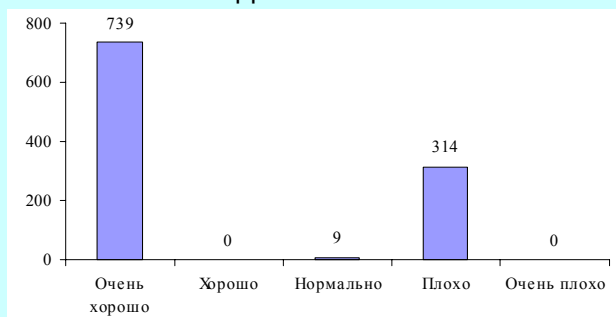


Система позволяет моделировать последствия реализации различных вариантов программ управления активами

Вариант 1. Результат реализации программы

Инвестиции 2007–2010 = 14 040 тыс. руб. Замена 234 шт. разъединителей в распред. сетях

Индекс состояния



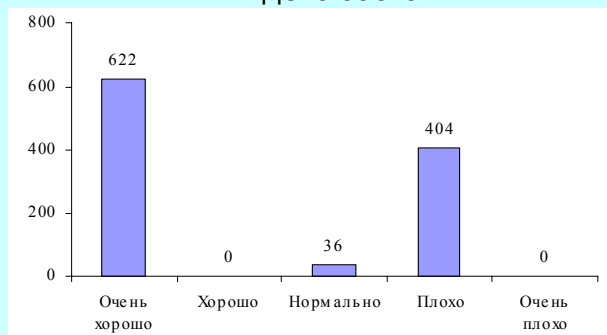
Объем принятого риска, тыс. руб.

Риски, тыс. руб.	Индекс состояния					ИТОГО
	Очень хорошо	Хорошо	Нормально	Плохо	Очень плохо	
> 850	0	0	0	0	0	0
600 - 850	0	0	0	0	0	0
400 - 600	0	0	0	0	0	0
250 - 400	0	0	0	0	0	0
100 - 250	0	0	0	0	0	0
50 - 100	0	0	0	0	0	0
< 50	0	0	12	1 174	0	1 186
ИТОГО	0	0	12	1 174	0	1 186

Вариант 2. Результат реализации программы

Инвестиции 2007–2010 = 7 020 тыс. руб. Замена 117 шт. разъединителей в распред. сетях

Индекс состояния

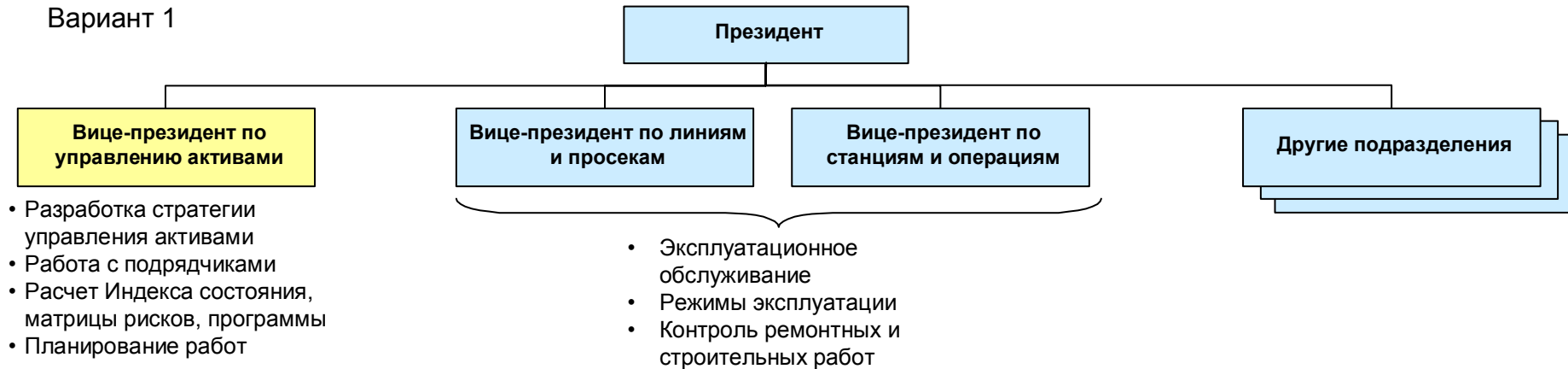


Объем принятого риска, тыс. руб.

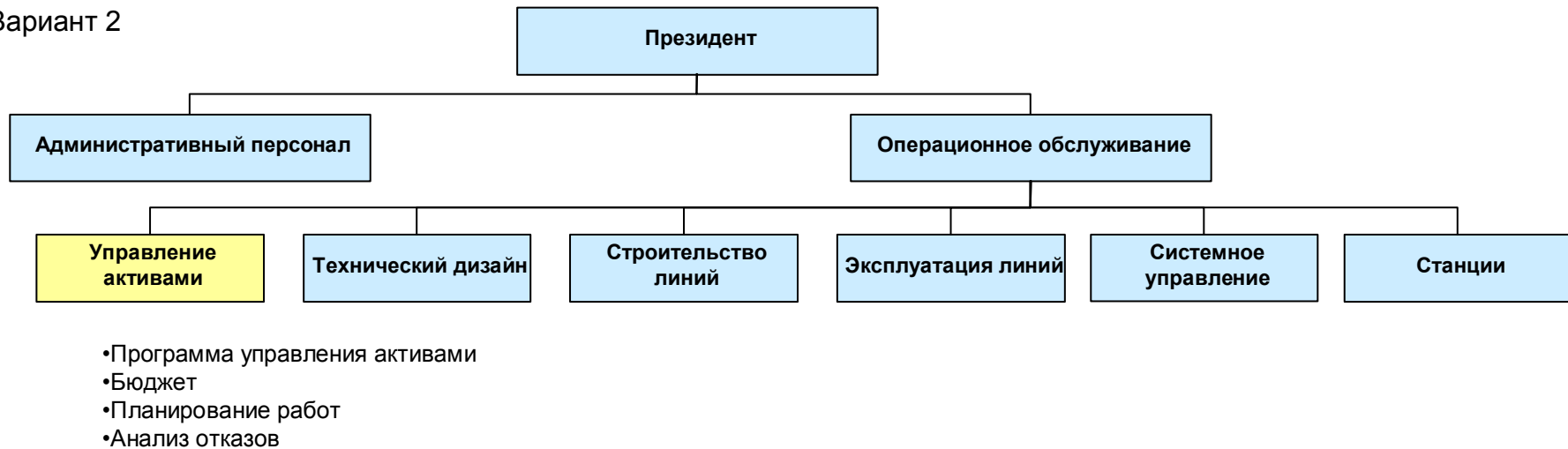
Риски, тыс. руб.	Индекс состояния					ИТОГО
	Очень хорошо	Хорошо	Нормально	Плохо	Очень плохо	
> 850	0	0	0	307	0	307
600 - 850	0	0	486	3 470	0	3 956
400 - 600	0	0	361	3 141	0	3 502
250 - 400	0	0	0	0	0	0
100 - 250	0	0	0	314	0	314
50 - 100	0	0	0	22	0	22
< 50	0	0	12	1 174	0	1 186
ИТОГО	0	0	858	8 429	0	9 287

Распределение функций между основными департаментами в западных компаниях, внедривших систему управления технологическими активами

Вариант 1



Вариант 2



Области применения и возможности системы управления технологическими активами

- Получать достоверную информацию о состоянии оборудования, обоснованно сравнивать состояние оборудования в разных структурных подразделениях компании, прогнозировать изменение состояния оборудования
- Определять приоритеты по ремонту и замене оборудования. Определять оптимальный срок замены (ремонта) для каждого актива
- Моделировать последствия выполнения (невыполнения) ремонта (замены) оборудования с т.з. затрат и рисков компании
- Формировать программу УА на основе объективной информации о состоянии и рисках

Контакты

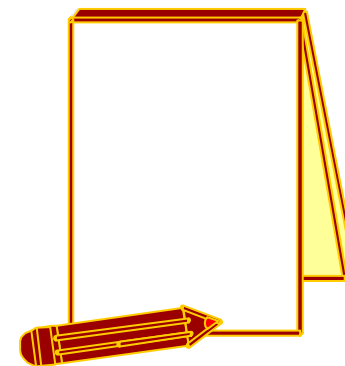
Гинзбург Вадим Витальевич – директор

ginzburg@strategy.ru

www.strategy.ru

Москва, Б. Строченовский пер., дом. 7

Тел.: (095) 730-7747, факс: (095) 981-41-05



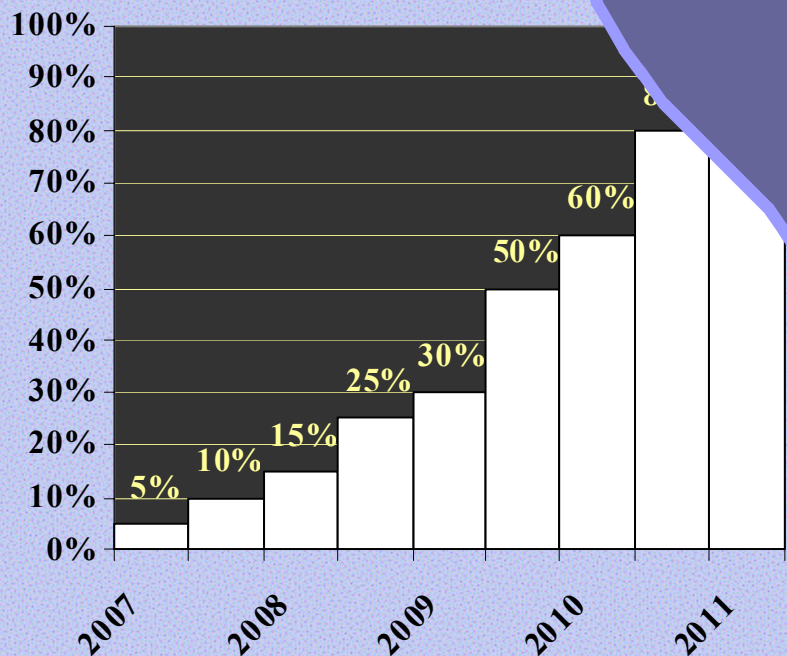


ГОЭЛРО-2: перспективы реализации в условиях формирования конкурентного рынка электроэнергии

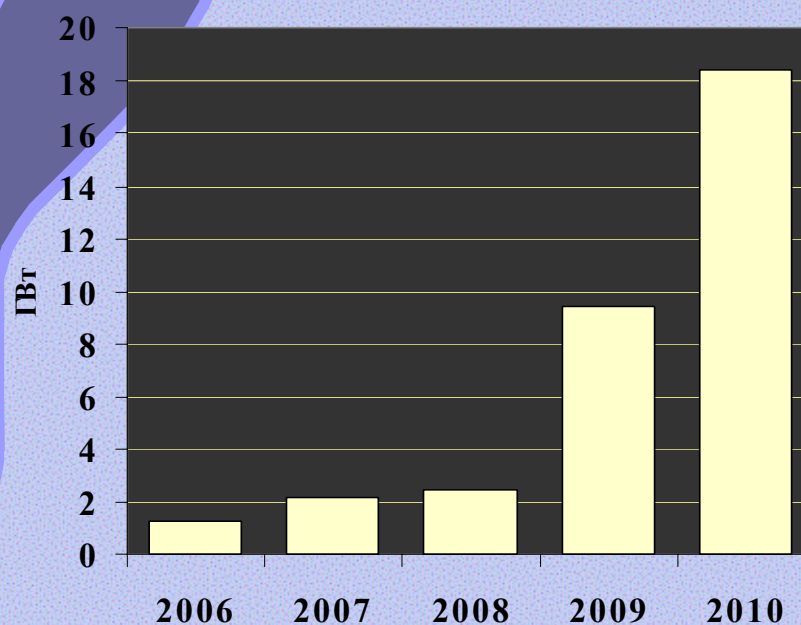
Ю.З. Саакян,
генеральный директор
Института проблем естественных монополий

5 апреля 2007 г.

Либерализация
энергорынка - 100%



Ввод новых
мощностей - 34 ГВт

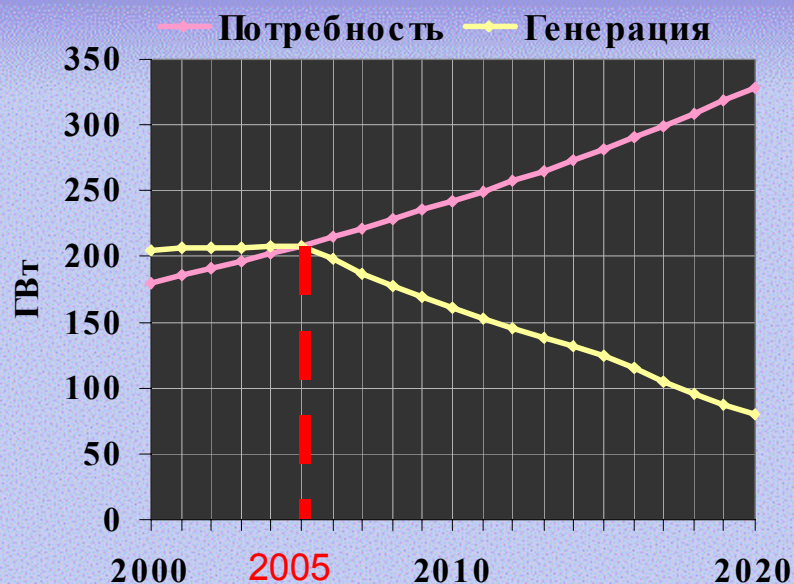


Возможна ли «советская» энергостройка
в условиях 100-процентного рынка



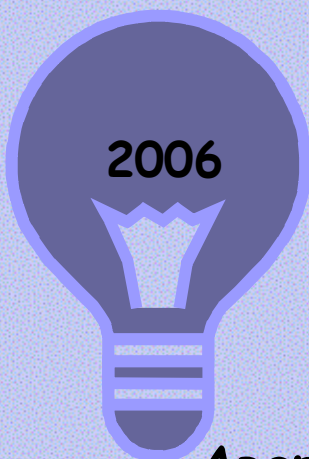


Причина дефицита – задержка запуска рынка?



Прогноз РАН и РАО «ЕЭС России» о дефиците мощности в 2005-2006 гг. был сделан еще в 1999-2000 гг.

Дефицит достигнут раньше целей реформы



Регион	Ограничения, МВт	Месяц
г. Москва и Московская область	497	январь
г. Санкт-Петербург и Ленинградская область	250	январь
Свердловская область	100	май
Краснодарский край	82	август
Тюменская область	255	сентябрь

Аварийность системы ежегодно возрастает на 5-7%



В результате начала реформы



Были выведены ремонтные организации как непрофильные активы, что стало причиной снижения затрат на ремонты



Снизилась надежность энергоснабжения



Принятие инвестиционных решений носило пассивный характер, т.к. «ждали» частных инвесторов

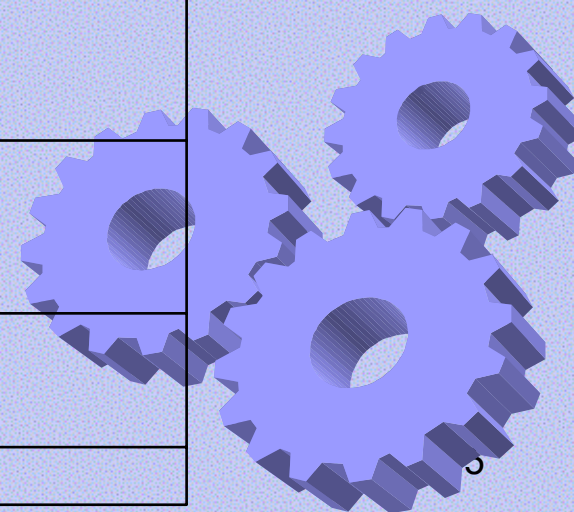
В среднесрочной перспективе энергодефицит покрыт не будет. Инвестиционный цикл строительства электростанции — от 5 лет. Соответственно, 5 лет назад надо было начинать создавать задел для покрытия текущего дефицита



Смежные отрасли не готовы

Из сводного заказа РАО «ЕЭС России» до 2011 г. на долю российских энергомашиностроительных компаний при таком уровне готовности выпуска перспективных установок придется не более 20% от общего объема!

Наименование	Описание	Общая мощность, МВт
ПТУ К-660 (СМ)	Существует в единственном опытном экземпляре (в ноябре 2006 г. прошла стендовые паровые испытания)	4 620
ГТ-270 (Siemens)	технологии только передаются СМ. При тех же сроках освоения, что и ГТ-160, необходимо не менее 5 лет, чтобы выйти на уровень производства 8-10 штук в год	9 180
ГТ-65 (ПМ, СМ)	ПМ – промышленное производство еще не начато; СМ – к концу 2007 г. планируется выпустить пилотный образец	2 080
ГТ-130	Отсутствует в номенклатуре российских производителей (обязательная закупка за рубежом)	260
Итого		16 140





Поможет ли рынок?

Товарная биржа с абсолютно неэластичным предложением и абсолютно неэластичным спросом - спекуляция



Конкуренция на бирже между производителями приводит к неэффективной загрузке мощностей



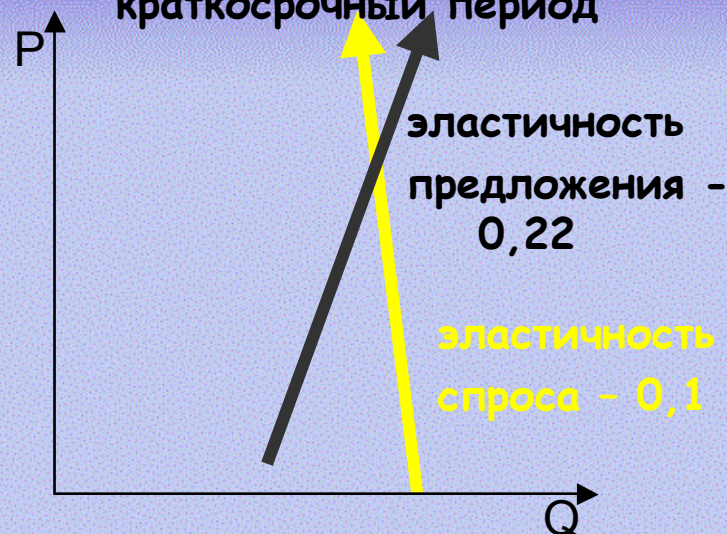
Рынок не дает инвестору адекватных сигналов о дефиците мощности - в Москве на 80% территории невозможно официально подключиться



Цена на бирже не может служить индикатором, т.к. маргинальное ценообразование приводит к установлению цены на уровне предельной (самой дорогой станции)



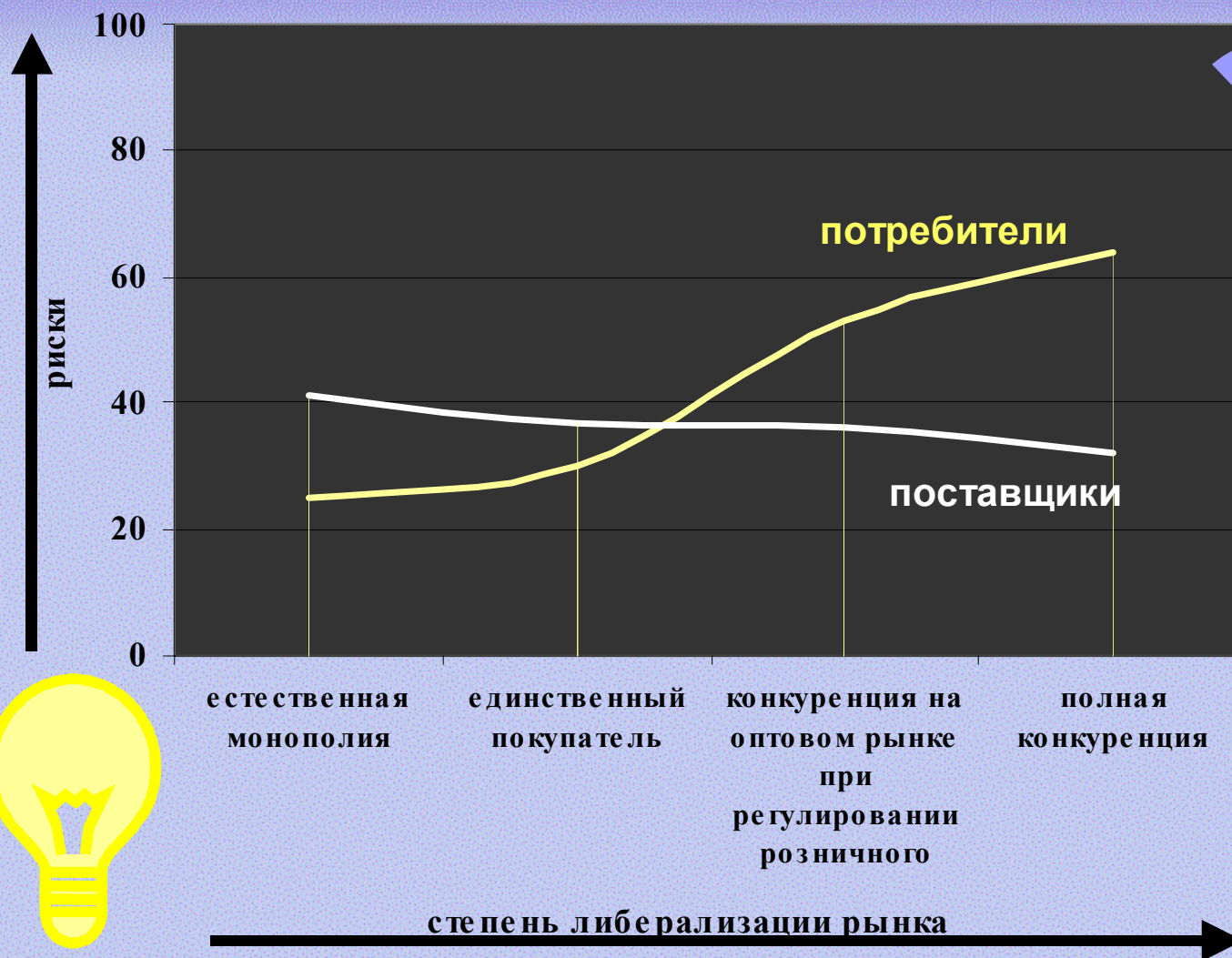
Модель эластичности спроса и предложения по цене на рынке электроэнергии на краткосрочный период



Конкурентный рынок - миф



Оценка рисков для потребителей и производителей на энергорынке



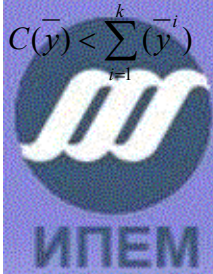
Минимальные риски при регулируемой конкуренции производителей без создания биржи



«Несовершенный рынок лучше самого совершенного регулирования!»

*Кен Лэй,
исполнительный директор корпорации «Энрон»*





У рынка есть границы:

Экономические

Принцип субаддитивности издержек

$$C(\bar{y}) < \sum_{i=1}^k (\bar{y}^i)$$

Технологические

Законы рынка противоречат принципам эффективности работы энергосистемы

Социальные

Общественная полезность

Псевдорынок противоречит эндогенной структуре отрасли

**«Основные положения (Концепция)
технической политики в
электроэнергетике России
на период до 2030 г.»**

**Волков Э.П., директор ОАО
«Энергетический институт
им. Г.М. Кржижановского»,
академик РАН**

Цели и задачи

Основная цель **Концепции** — обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения предприятий и населения страны на перспективу до 2030 г. с использованием современных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и тепла, не уступающих по своим характеристикам лучшим зарубежным аналогам.

Основная задача **Концепции** — создание условий для замены технической базы электроэнергетики с доведением ее до мирового уровня развитых стран на этапе 2030 г. как по оборудованию, так и по его эксплуатации. Оптимизация ресурсной базы электроэнергетики.

Этапы развития ЕЭС России

	Переход от централизованной энергетики с морально и физически изношенным оборудованием к рыночной энергетике, основанной на передовых технологиях		
	Этап до 2010 года	Этап до 2020 года	Этап до 2030 года
Качественные изменения в ЕЭС России	Завершение реформирования. Снятие угроз энергобезопасности. Создание предпосылок долгосрочного развития.	Запуск масштабного процесса модернизации с наращиванием мощностей генерации и пропускной способности сети.	Стабильное эффективное функционирование механизмов развития ЕЭС России, перманентная адекватность и современность электроэнергетики.
Содержательные изменения	Создание новой нормативной базы энергетики. Разработка и запуск программы реконструкции действующих объектов. Разработка системных проектов развития генерации, сетей, управления режимом.	Объединение на совместную работу с Трансевропейским энергетическим объединением. Обновление изношенного парка генерирующего оборудования.	Обеспечение энергетических конкурентных преимуществ хозяйственной деятельности на территории России. Конкурентные преимущества ЕЭС России на глобальном рынке электроэнергии.

Этапы развития ЕЭС России (продолжение)

	Переход от централизованной энергетики с морально и физически изношенным оборудованием к рыночной энергетике, основанной на передовых технологиях		
	Этап до 2010 года	Этап до 2020 года	Этап до 2030 года
Содержательные изменения	Выбор и освоение базовых технологий развития энергетики.	Обеспечение надежной связи Сибири с Европейской частью ЕЭС России с достаточной пропускной способностью	Постоянное внедрение эффективных прогрессивных технологий.
	Развитие малой и возобновляемой энергетики.	Широкое использование управляемых электропередач постоянного и переменного тока для обеспечения надежности и живучести ЕЭС России	Доминирование рыночных отношений.

Этапы развития ЕЭС России (окончание)

	Переход от централизованной энергетики с морально и физически изношенным оборудованием к рыночной энергетике, основанной на передовых технологиях		
	Этап до 2010 года	Этап до 2020 года	Этап до 2030 года
Содержательные изменения	Создание новых подходов к проектированию, монтажу и пусконаладке объектов энергетики.	Обеспечение безопасности и надежности электро- и теплоснабжения потребителей с учетом особой роли энергоснабжения мегаполисов и крупных городов.	Существенный экспорт электроэнергии, системных и инженерных услуг.
	Выполнение необходимых для развития ЕЭС НИОКР.	Достижение генерацией и сетями адекватности спросу на ЭЭ.	Интеграция в состав континентальной энергосистемы
	Целевая подготовка и переподготовка кадров.		

Техническая политика в области теплоэнергетики

В разделе рассматриваются:

1. Существующее положение.
2. Основные направления технической политики при строительстве и техническом перевооружении ТЭС.
3. Строительство и техническое перевооружение угольных ТЭС (угольные ГРЭС с блоками 200–800 МВт, угольные ТЭЦ).
4. Политика в области топливообеспечения.
5. Приводится оценка перспектив развития технологий на органическом топливе в сопоставлении с мировыми тенденциями по этапам на перспективу до 2030 года.

Технические решения по обновлению угольных ТЭС

Действующие энергоблоки		Тип энергоблока							
		К-800		К-500		К-300 (Т-250)		К-200	
Расчетный КПД, %		39,0		38,5		38,5		37,0	
Расчетный уд. расх. усл. топл., г/кВт·ч		315		319		319		330	
Среднеэксплуатационный КПД, %		–		36,1		33,3		–	
Выбросы, мг/нм ³ , не более	золы	400–1000		400–1000		400–1000		400–1000	
	SO ₂	2000		2000		2000		2000	
	NO _x	700		1100		1100–1300		700	
Перспективные энергоблоки									
Мощность, МВт		800–1000		550–650		350		225	
Давление пара, МПа		28–30		28–30		28–30		14,0	
Температура перегретого пара, °С		600		600		600		580–600	
Тип угля		Куз/КА		ЭК		КА/Куз		Низко-сорт.	
Способ сжигания		Пылевое		Пылевое		Пылевое		ЦКС	
КПД, %		46/44		46		43/45		41–43	
Выбросы, мг/нм ³ , не более (в зависимости от вида топлива)	золы	50÷100		50÷100*		50÷100		50÷100	
	SO ₂	400		400		400		400	
	NO _x	200÷350		200÷400		400		400	
Наличие сероочистки		Да		Да		Да		Нет	

Техническое перевооружение энергоблоков по циклу ПГУ

Анализ технико-экономических показателей показывает, что техническое перевооружение действующих ТЭС предпочтительнее нового строительства по капитальным затратам и срокам строительства: в зависимости от вида топлива затраты на ТП меньше в 1,5-2 раза.

При техническом перевооружении могут использоваться: бинарные парогазовые установки в качестве замещающей мощности; бинарные парогазовые установки с использованием действующих паровых турбин, электрогенераторов и вспомогательного оборудования; газотурбинные надстройки действующих энергетических котлов.

Политика в области топливообеспечения

Главное положение в области топливоснабжения: на базе использования новых технологий путем строительства новых и глубокой модернизации части существующих электростанций добиться снижения доли газового топлива при выработке электроэнергии и тем самым диверсификации используемых топлив для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития электроэнергетики на длительный период времени.

С учетом масштабов развития электроэнергетики доля газа в используемом органическом топливе будет снижаться с 68 % в настоящее время до 58–48 % в 2030 г. с ростом доли угля с 28 % до 38–48 %. При этом увеличивается экономическая ниша для использования атомной и гидроэнергетики.

Новые технологии в теплоэнергетике

1. Энерготехнологические установки.
2. Газификация твердого топлива и использование комбинированного цикла.
3. Атомно-водородная энергетика.
4. Управляемые линии электропередачи.
5. Технологии с использованием явления сверхпроводимости.

Техническая политика в области теплоснабжения

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

В результате осуществления основных мероприятий по энергосбережению должно быть достигнуто снижение потребления энергоресурсов на 20–30% от общего потребления энергоресурсов в настоящее время, а также улучшение экологической обстановки.

Реализация потенциала энергосбережения		
2010 г.	2020 г.	2030 г.
20%	65%	15%

Техническая политика в области теплоснабжения

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

В результате осуществления основных мероприятий по энергосбережению должно быть достигнуто снижение потребления энергоресурсов на 20–30% от общего потребления энергоресурсов в настоящее время, а также улучшение экологической обстановки.

Реализация потенциала энергосбережения		
2010 г.	2020 г.	2030 г.
20%	65%	15%

Техническая политика в области гидроэнергетики и гидротехнических сооружений

Приводятся предложения по:

- модернизации и техническому перевооружению оборудования,
- модернизации систем мониторинга состояния напорных гидротехнических сооружений,
- перспективным конструкциям гидрогенераторов и технологии их изготовления и монтажа,
- совершенствованию проектирования и строительства гидротехнических сооружений,
- совершенствованию эксплуатации ГЭС,
- использованию малых рек и малых гидроэлектростанций.

Программа развития атомной отрасли

Основные направления технической политики определены Федеральной целевой программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года».

Программа реализуется в 2 этапа: первый этап – 2007–2010 годы; второй этап – 2011–2015 годы.

Намечается развитие отрасли, достигающей к 2030 году установленной мощности в 65 ГВт.

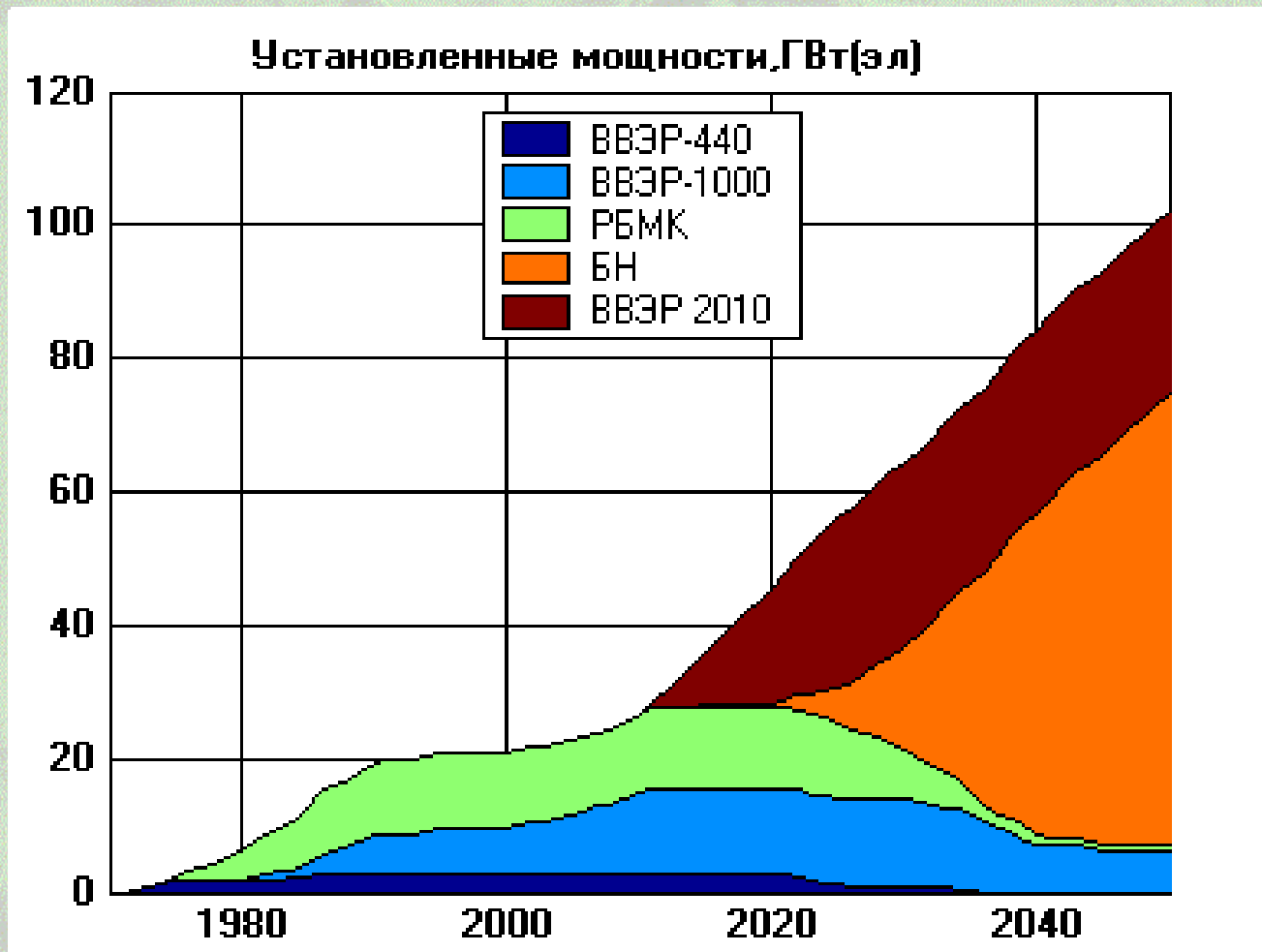
Программа развития атомной отрасли (продолжение)

В атомной энергетике будут работать установки с водо-водяными реакторами и реакторами РБМК повышенной безопасности мощностью 1000–1500 МВт, реакторы на быстрых нейтронах мощностью до 800 МВт, начнется освоение высокотемпературных ядерных реакторов с газовым охлаждением.

Необходимо проведение работ по регулированию мощностей реакторов в диапазоне 15–20%.

Структура мощностей реакторов

Соответствующая этой программе структура мощностей реакторов с учетом ввода в эксплуатацию быстрых реакторов и организации замкнутого топливного цикла представлена на слайде.



Техническая политика в области возобновляемой (нетрадиционной) энергетики

Основными возобновляемыми энергоресурсами, используемыми в электроэнергетике России до 2030 г., будут геотермальная энергия, энергия ветра, биомасса, приливная энергия и энергия солнца для целей теплоснабжения.

Значительное развитие получат малые и микроГЭС, которые составят основную долю в развитии возобновляемых источников энергии.

Техническая политика в области экологии

При разработке стратегии (целевого видения) развития электроэнергетики и формировании технической политики в области охраны окружающей среды необходимо учитывать три уровня экологических ограничений, а именно:

- Глобальный уровень — это ограничение выбросов парниковых газов по Киотскому протоколу.
- Региональный уровень — это ограничение выбросов и сбросов загрязняющих веществ по многосторонним и двусторонним международным конвенциям и соглашениям, в том числе Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния.
- Локальный уровень — это ограничения на выбросы и сбросы загрязняющих веществ, образование отходов, а также допустимых физических воздействий, при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды в зоне влияния объектов электроэнергетики.

Перспективные технологии по снижению выбросов твердых частиц в атмосферу от ТЭС

Наименование загрязняющих веществ	До 2010 г.	До 2020 г.	До 2030 г.
<i>Технология, её эффективность</i>			
Твердые частицы	Электрофильтры $\eta=98\%$	Электрофильтры $\eta=98\div99\%$; Рукавные фильтры $\eta=98\div99\%$; Комбинированные сухие аппараты (электрофильтр + тканевый фильтр) $\eta=99,0\%$	Электрофильтры $\eta>99,5\%$; Мокрые электрофильтры $\eta>99,5\%$; Сухие гибридные аппараты $\eta>99,5\%$; Комплексная очистка в мокрых ЭФ с импульсным электропитанием

Техническая политика в области электрооборудования

В **Концепции** приводятся основные направления перспективного генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС.

Турбогенераторы

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Замена устаревшего парка		
Программа обследования генераторов мощностью 50 МВт и выше. Создание базы данных о повреждениях всех типов генераторов. Программа модернизации и вывода из работы устаревшей части парка генераторов в объеме 20 ГВт	Модернизация и вывод из работы устаревшей части парка генераторов в объеме 20–30 ГВт. Массовый выпуск генераторов малой мощности современных типов для распределенной энергетики и местного энергоснабжения	Полная замена или реконструкция парка генераторов, отработавших нормативный срок службы. В эксплуатации на ТЭС – только генераторы с полностью водяным или воздушным охлаждением

Прогноз поэтапного развития генерирующего оборудования

до 2010 г.	до 2020 г.	до 2030 г.
Производство турбогенераторов		
<p>Выпуск турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением до 350 МВт и разработка таких машин мощностью до 500 МВт.</p> <p>Использование при производстве генераторов изоляции повышенной теплопроводности и термостойкости (класс F).</p> <p>Создание пилотных асинхронизированных турбогенераторов с воздушным охлаждением.</p>	<p>Выпуск турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением мощностью до 500 МВт и крупных гидрогенераторов с повышенным КПД за счет применения новых материалов.</p> <p>Выпуск турбогенераторов до 1500 МВт с водяным охлаждением для АЭС.</p> <p>Оснащение ТЭС на 25–30 % асинхронизированными генераторами и 50 % ГЭС.</p>	<p>Ввод в работу генераторов АЭС на реакторах новых типов мощностью до 1500 МВт. Полная замена или реконструкция парка генераторов.</p>
<p>Широкое внедрение частотно-регулируемого электропривода.</p>	<p>Производство гидрогенераторов мощностью свыше 800–1000 МВт для ГЭС в Сибири. Проектирование машин для крупных приливных ГЭС.</p> <p>Массовый выпуск генераторов небольшой мощности для распределенной энергетики.</p>	<p>Разработка сверхпроводниковых турбогенераторов и их опытное освоение.</p>

Электрические сети

- Основное направление научно-технической политики — создание новой Единой энергетической системы России как части Евроазиатского суперэнергообъединения с использованием линий электропередачи переменного и постоянного тока.
- Широкое использование управляемых линий электропередачи, линий и вставок постоянного тока для целей повышения устойчивости и управляемости, обеспечения высокой надежности энергоснабжения потребителей (0,9997 в 2030 г.).
- Снижение потерь в энергоснабжающих и распределительных сетях в 2015 г. до 10%, в 2030 г. до 8–9% за счет уменьшения плотности тока в 1,5–2 раза, оптимальной конфигурации и управления режимами работы электросетей, использования средств и оборудования компенсации реактивной мощности.
- Создание системы мониторинга, диагностики и автоматического управления оборудованием и режимами работы энергосистем с целью оптимизации функционирования ЕЭС России, включая управление спросом и управление в аварийных ситуациях.
- Применение в электрических сетях устройств и технологий на основе высокотемпературной сверхпроводимости по мере освоения промышленностью их производства.

Оборудование на базе силовой электроники (FACTS)

- Организация к 2030 г. производства электротехнического и полупроводникового оборудования для линий электропередачи постоянного и переменного тока.
- Массовое освоение к 2030 г. в эксплуатации всего комплекса полупроводникового и электромашинного оборудования FACTS в ЕЭС России ЕНЭС с целью превращения ЕНЭС из «пассивной» в «активную» сеть.
- Постепенный переход на новую элементную базу силовой электроники на основе карбида кремния начиная с 2020 г.
- Освоение производства и эксплуатация в электрических сетях и сетях энергоснабжения потребителей систем аккумулирования энергии на базе комбинированного использования устройств силовой электроники и сверхпроводимости (2020–2030 гг.).

Сверхпроводниковое оборудование

- Организация производства и освоение в эксплуатации, в том числе в системах глубоких вводов в мегаполисы, сверхпроводниковых кабелей. Поэтапная, начиная с 2020 г., замена маслонаполненных кабелей на сверхпроводниковые. Пилотный образец сверхпроводникового кабеля в Москве к 2009 г.
- Организация производства и освоение в эксплуатации сверхпроводниковых ограничителей токов короткого замыкания. Пилотный образец в 2010 г. Широкое применение в сетях напряжением до 220 кВ к 2030 г.
- Организация производства и практическое применение в эксплуатации сверхпроводниковых синхронных компенсаторов (2020–2030 гг.). Пилотный образец в 2012–2015 гг.
- Организация производства и практическое применение сверхпроводниковых индуктивных накопителей энергии (СПИНЭ) различной энергоемкости. Пилотный образец к 2010–2012 гг., практическое применение – 2020–2030 гг.
- Генераторы и трансформаторы – см. выше.

СОДЕРЖАНИЕ

ВЫСТУПЛЕНИЯ УЧАСТНИКОВ "КРУГЛОГО СТОЛА"

В.М. Кравченко, директор Департамента структурной и тарифной политики в естественных монополиях Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации	3
Ю.А. Липатов, заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, транспорту и связи	5
В.И. Поливанов, начальник Управления государственного энергетического надзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору	9
Б.Ф. Вайнзихер, член правления, технический директор РАО "ЕЭС России"	11
П.Г. Щедровицкий, председатель правления (президент) ОАО "ВНИИАЭС"	15
А.А. Негомедзянов, первый заместитель генерального директора ОАО "Мосэнерго"	17
В.А. Зубакин, первый заместитель председателя правления ОАО "ГидроОГК"	19
А.В. Трапезников, член правления РАО "ЕЭС России"	23
В.А. Лебедев, генеральный директор ОАО "ТГК-5"	26
Куула Тапио, старший вице-президент энергетической фирмы "Фортум"	27

Е.В. Яркин, заместитель руководителя Федеральной службы по тарифам	29
А.Н. Голомолзин, заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы	32
Ю.А. Перельгин, директор Департамента регионального социально-экономического развития и территориального планирования Министерства регионального развития Российской Федерации	36
С.А. Тазин, генеральный директор ООО "ЕвроСибЭнерго"	38
Э.Ю. Смелов, старший вице-президент компании "КЭС-Холдинг"	40
В.В. Бушуев, директор Института энергетической стратегии при Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации	43
В.Е. Дорогайкин, эксперт-аналитик Института проблем естественных монополий	44
А.П. Левинский, начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России"	46
В.В. Гинзбург, директор направления ОАО "Стратегика"	47
А.С. Раткин, начальник отдела научных разработок ООО "АРГМ" (Москва), кандидат технических наук, действительный член Международной академии информатизации	48
В.Е. Межевич, первый заместитель председателя Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям	50
РЕКОМЕНДАЦИИ "КРУГЛОГО СТОЛА" НА ТЕМУ "ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России — локомотив роста отечественной экономики"	53

ПРИЛОЖЕНИЯ

Материалы к выступлениям участников "круглого стола"

Приложение 1	63
Приложение 2.	73
Приложение 3.	89
Приложение 4	102
Приложение 5	113
Приложение 6	123
Приложение 7	143
Приложение 8	154

Материалы произнесенных выступлений

Ю.З. Саакян , <i>генеральный директор Института проблем естественных монополий. ГОЭЛРО-2: перспективы реализации в условиях формирования конкурентного рынка электроэнергии.</i>	178
Э.П. Волков , <i>директор ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского", академик РАН. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года</i>	187

СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям

Информационные материалы
по итогам "круглого стола" на тему
**"ГОЭЛРО-2: электроэнергетика России —
локомотив роста отечественной экономики"**
**в рамках V Всероссийского энергетического форума
"ТЭК России в XXI веке"**

Материалы представлены
Комиссией Совета Федерации по естественным монополиям

Редактор *Н.В. Ильина*

Оригинал-макет подготовлен Издательским отделом
Управления информационного и документационного обеспечения
Аппарата Совета Федерации

Отпечатано в отделе автоматизированной подготовки документов
Управления информационного и документационного обеспечения
Аппарата Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации

Тираж 30 экз. Заказ №