

# Возможности и проблемы финансового обеспечения инвестиционной деятельности в электроэнергетике.

Ф. В. Веселов, к.э.н.

Институт энергетических исследований РАН

## 1. Масштабы инвестиционной программы в электроэнергетике России до 2020 г.

Интенсивно растущий спрос на электроэнергию, с одной стороны, и не менее быстро снижающаяся динамика выбытия физически и морально изношенной действующей мощности – с другой определяют быстро расширяющийся «конус» инвестиционных решений по техническому перевооружению, расширению действующих и строительству новых электростанций.

На масштабы инвестиционной программы существенно влияет неопределенность уровней электропотребления, которые рассматриваются в рамках актуальных прогнозных работ на государственном и отраслевом уровне [1]. На рис. 1 представлена оценка объема необходимых вводов мощности, полученная для двух сценариев развития экономики и электропотребления, рассматриваемых в рамках корректировки Энергетической стратегии. Нижний уровень (базовый сценарий) соответствует параметрам инновационного сценария МЭРТ РФ, верхний (максимальный сценарий) – условиям развития экономики и спроса на электроэнергию при более высоком уровне мировых цен на нефть и основные энергоресурсы.

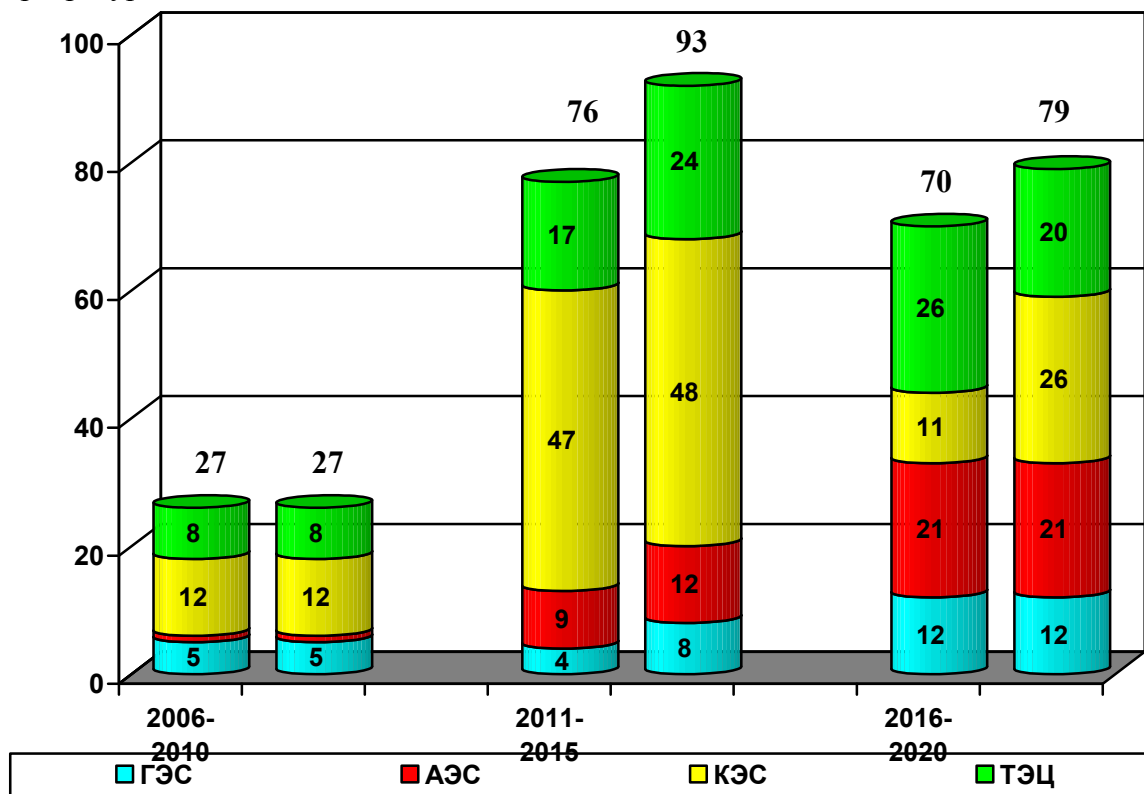


Рисунок 1 – Необходимые вводы новой мощности электростанций, млн. кВт.

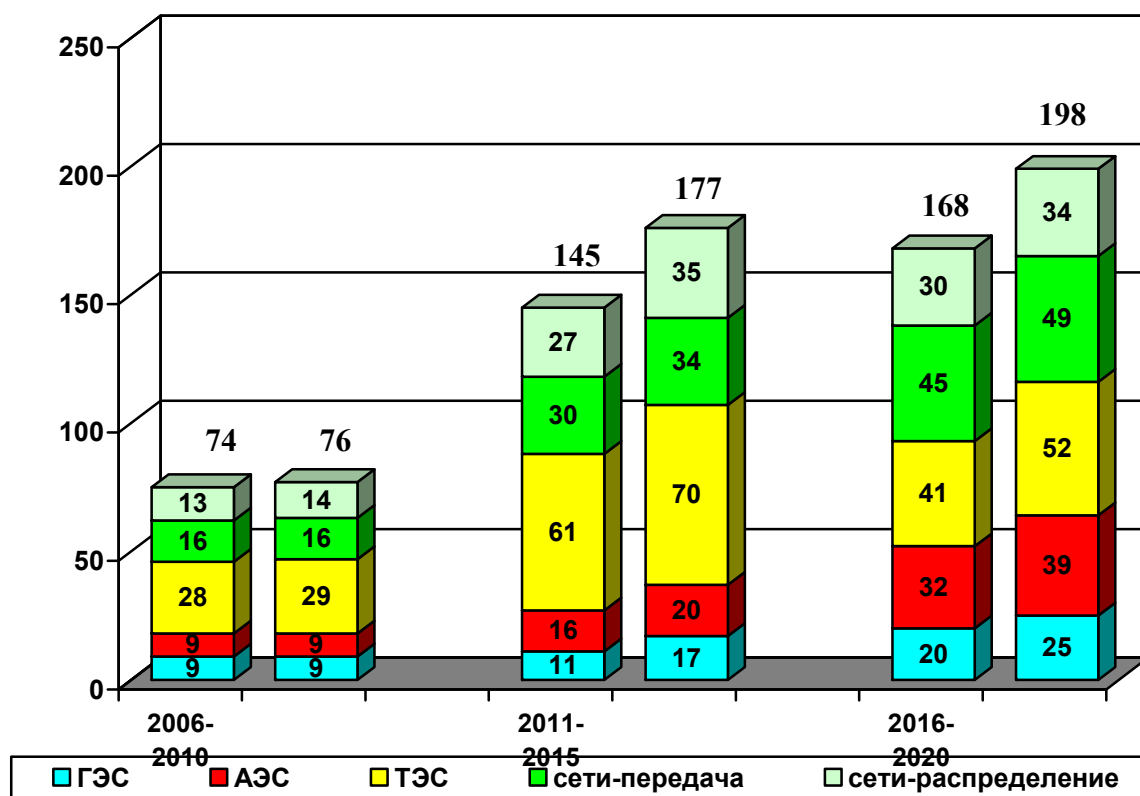
Суммарные вводы генерирующей мощности в период до 2020 г. для данного диапазона уровней электропотребления составят 173-199 млн. кВт, причем пик инвестиционной программы ожидается в период 2011-2015 гг. из-за масштабного замещения действующей мощности паросиловых газомазутных ТЭС в условиях кратного роста цен газа более экономичными технологиями на базе ПГУ и ГТУ. Суммарная потребность в капи-

**таловложениях** на развитие электроэнергетики в период до 2020 г. для рассматриваемых вариантов оценивается в 387-451 млрд. долл. (в ценах 2005 г.).

Необходимо отметить, что данные оценки, несмотря на впечатляющий масштаб цифр, все же заметно ниже параметров «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г.», которая ориентируется на еще более высокие темпы роста электропотребления. При этом суммарные вводы новой мощности электростанций до 2020 г. оцениваются «Генсхемой» в диапазоне 180-230 млн. кВт, а необходимые капиталовложения – 425-540 млрд. долларов.

Распределение капиталовложений по основным видам деятельности в электроэнергетике для двух рассматриваемых сценариев электропотребления показано на рис. 2. При реализации базового сценария электропотребления **суммарные капиталовложения на объекты генерации** за период до 2020 г. (с учетом задельных объектов) составят 226 млрд. долларов (в ценах 2005 г.). В максимальном варианте инвестиционные потребности до 2030 г. увеличатся на 20% и достигнут 269 млрд. долларов.

В обоих вариантах возрастает интенсивность инвестирования в техническое перевооружение и развитие всех типов электростанций. Если в период 2006-2010 гг. среднегодовой объем капиталовложений оценивается в 9 млрд. долл. 05 г./год, то в период 2016-2020 гг. этот показатель возрастет до 19-23 млрд. долл. 05 г. /год.



**Рисунок 2 – Инвестиционные потребности электроэнергетики для базового и максимального вариантов, млрд. долларов.**

В структуре капиталовложений наиболее значимыми останутся затраты на техническое перевооружение и развитие ТЭС. В первом пятилетии на их долю приходится свыше 60% суммарных капиталовложений на генерацию, а остаток практически поровну распределяется между ГЭС-ГАЭС и АЭС. В следующем пятилетии (2011-2015 гг.) доля инвестиций на ТЭС увеличится до 65-69% (из-за интенсивной программы технического перевооружения), но в последующем будет снижаться и в 2016-2020 гг. составит всего 45% от капиталовложений в генерацию.

При кратном росте капиталовложений в атомную энергетику (особенно в максимальном варианте) доля АЭС в суммарных капиталовложениях на генерацию вырастет в 2016-2020 г. до 34% (в 2006-2010 гг. – 18-19%). Реализация масштабной инвестиционной программы в гидроэнергетике также приведет к росту доли ГЭС.

Наращение после 2015 года доли объектов нового строительства и сдвиг в сторону более «дорогих» вводов атомной, угольной и гидрогенерации приведет к росту капиталоемкости инвестиционной программы. Несмотря на то, что в 2016-2020 гг. объем вводов генерирующей мощности прогнозируется ниже, чем в предыдущее пятилетие, необходимые капиталовложения будут немного выше, чем в период 2011-2015 гг.

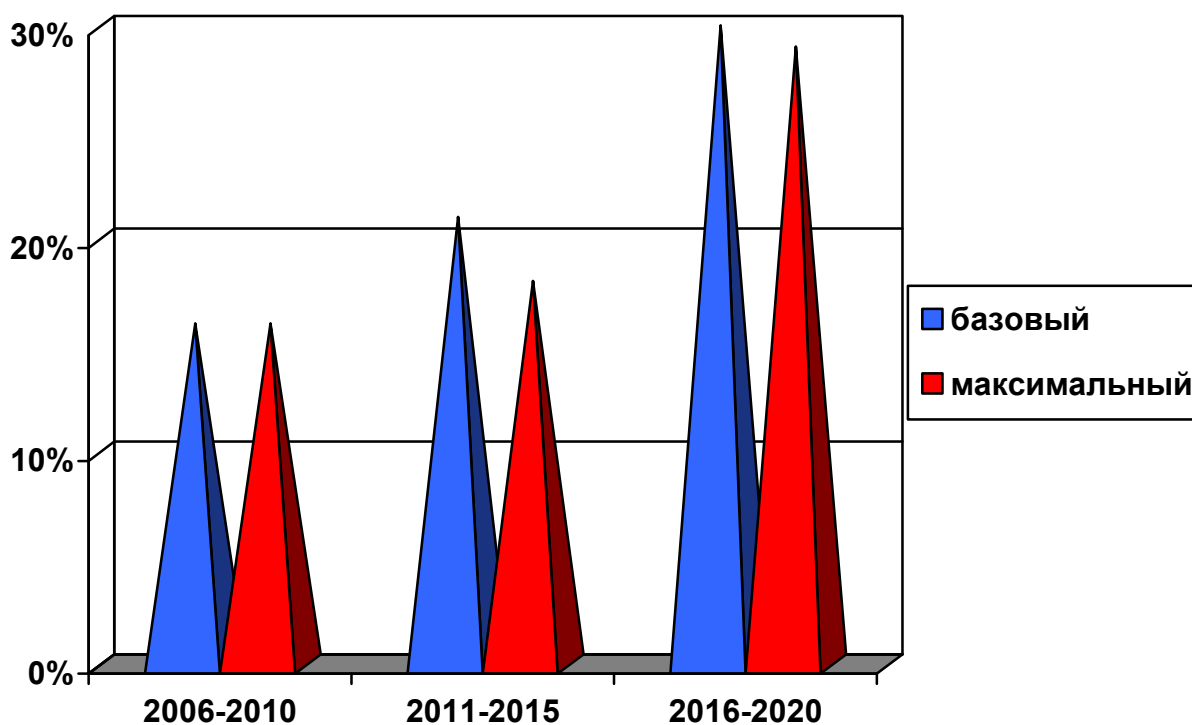
**Потребность в капиталовложениях на электросетевые объекты** в период до 2020 г. в базовом варианте оценивается в 161-182 млрд. долл.05 г. В среднем за период доля капитальных затрат на сетевую инфраструктуру составит около 40% от суммарных капиталовложений в отрасли.

Годовые объемы капиталовложений, необходимые для намеченного технического перевооружения и развития электроэнергетики, уже оказываются сопоставимыми по порядку величины с оборотом конкурентного рынка электроэнергии. Поэтому управление инвестициями по своим финансовым последствиям (в том числе – долгосрочным!) становится одним из ключевых направлений для эффективного роста компаний и повышения их конкурентоспособности.

При этом энергетическим компаниям придется полностью пересмотреть прежнюю **модель финансирования инвестиционных расходов**, и это связано с несколькими причинами.

Во-первых, существующий уровень амортизационных отчислений и стоимость основных производственных фондов не обеспечит достаточного финансового ресурса для их воспроизводства. Как показано на рис. 3, объем амортизационных отчислений в ближайшем пятилетии (2006-2010 гг.) обеспечит не более 16% планируемых капиталовложений. В перспективе, по мере прироста новых фондов, доля этого источника будет увеличиваться и в 2016-2020 гг. достигнет 29-31%, но все равно амортизация еще не станет основным инвестиционным ресурсом – это станет возможным только к 2030 году. В среднем за 2006-2020 гг. доля амортизационных отчислений в базовом варианте составит 23-24%.

Во-вторых, реформирование отрасли и рынка электроэнергии фактически закрывает основной канал финансирования капитальных вложений в прежние годы – целевые инвестиционные средства в составе себестоимости или прибыли предприятий отрасли. С прекращением тарифного регулирования поставщиков электроэнергии исчезает возможность гарантированного включения инвестиционных ресурсов в состав абонентной платы РАО «ЕЭС России», в прибыль компаний, в состав затрат концерна «Росэнергоатом». Изменение принципов тарифного регулирования сетевых компаний (с переходом к формированию тарифов с учетом стоимости капитала) также стимулируют переход к традиционным формам корпоративного финансирования преимущественно за счет внешних источников капитала. Таким образом, в прибыли энергетических компаний доля инвестиционной компоненты будет снижаться по мере перехода к финансированию капиталовложений за счет расширенного использования внешних ресурсов.



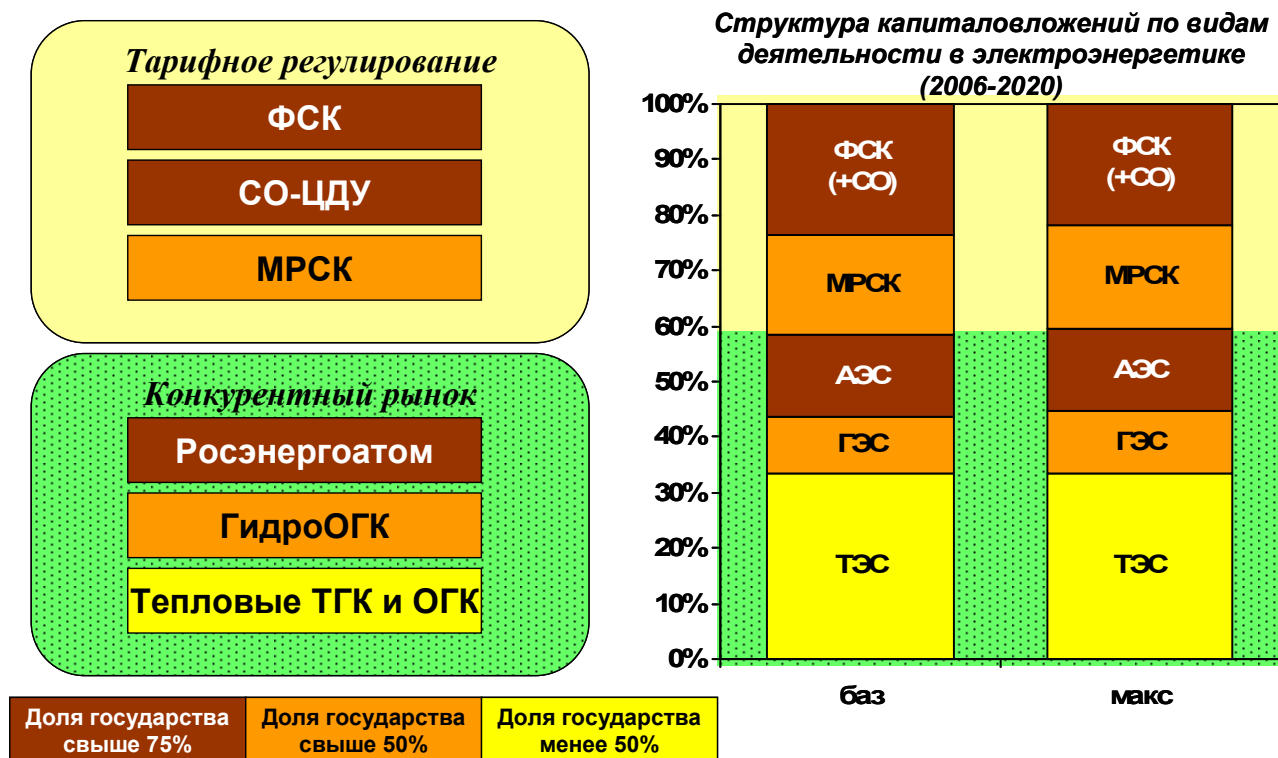
**Рисунок 3 – Рост амортизационных отчислений в структуре источников финансирования капиталовложений в электроэнергетике, %**

В-третьих, реформирование хозяйственной структуры электроэнергетики сопровождается созданием мощного «государственного сектора» в отрасли, объединяющего атомную и гидрогенерацию, а также сетевую инфраструктуру (как минимум – объекты ЕНЭС) и систему диспетчерского управления. Усиление и сохранение стратегического контроля государства с неизбежностью потребует его активного участия в управлении развитием этих секторов, организации и финансовом обеспечении инвестиций, что, собственно, уже происходит.

## **2. Механизмы и риски финансового обеспечения инвестиционной деятельности в электроэнергетике.**

По мере завершения структурной реформы в электроэнергетике можно говорить о том, что в отрасли сформируются три кластера, для которых условия финансового обеспечения инвестиционной деятельности будут заметно различаться (рис. 4):

- контролируемые государством сектора передачи и распределения (а также системы технологической диспетчеризации рынка), остающиеся в сфере тарифного регулирования;
- контролируемые государством сектора атомной и гидрогенерации, работающие в конкурентном рынке;
- контролируемый частным капиталом сектор тепловой генерации, также работающий на конкурентном рынке.



**Рисунок 4 – Структура капиталовложений по секторам электроэнергетики в период до 2020 г. и исходные условия для финансового обеспечения инвестиционной деятельности.**

Анализ целевой структуры компаний «государственного сектора» показывает, что все они создаются как крупные монопольные бизнес-структуры, целиком охватывающие отдельные виды деятельности, имеющие жесткую корпоративную вертикаль управления. Исключение составляет сектор распределения электроэнергии, где создаются несколько холдингов МРСК, а их деятельность во все большей степени контролируется со стороны ФСК. Эти особенности компаний существенно облегчают управление инвестиционной деятельностью, формирование и реализацию долгосрочных программ развития, а также увеличивают возможности по концентрации собственных инвестиционных ресурсов.

Как показано на рис. 4, в период до 2020 г. на сети и управление потребуется до 40% от суммарных капиталовложений и более четверти – на развитие АЭС и ГЭС. Таким образом, в целом в «государственном секторе» электроэнергетики будет сосредоточено до 2/3 капиталовложений. Для всех компаний «государственного сектора» в той или иной мере реализуется модель бюджетно-кредитного финансового обеспечения инвестиционной деятельности. В настоящее время уже используется целый спектр инструментов участия государства как основного собственника в финансировании инвестиционных программ в форме:

- бюджетных вложений в увеличение собственного капитала компаний (выкуп допэмиссии акций);
- реинвестирования доходов от продажи госпакетов акций приватизируемых генерирующих компаний (ОГК и ТГК);
- реализации федеральных целевых программ (ФЦП); так, в 2006 г. принята ФЦП «Развитие атомного энергокомплеса», определяющая объемы господдержки инвестиций в развитие АЭС;
- со-финансирование крупных инвестпроектов в формате государственно-частного партнерства (ГЧП).

Различные условия ценообразования для сетевых и генерирующих компаний определяют различные требования к объемам и формам государственного участия в финансировании инвестиций:

- в секторах передачи и распределения электроэнергии завершается переход к системе тарифов ФСК и МРСК с учетом доходности привлеченного капитала; кроме этого, уже применяется плата за присоединение, которая должна стать целевым инвестиционным ресурсом для развития сетей с целью подключения и надежного энергоснабжения новых потребителей. Данные изменения в системе государственного тарифного регулирования обеспечивают существенно более высокий уровень финансовых гарантий для кредиторов, что уже создает возможности для финансирования капиталовложений в основном объеме – именно за счет заимствований на рынках капитала;
- в секторах атомной и гидрогенерации, работающих в режиме конкурентного рынка, участие государства должно компенсировать дополнительные рыночные риски долгосрочных вложений в проекты с длинными сроками строительства. Для этого более подходят схемы прямого участия государства в со-финансировании инвестиционных программ (через ФЦП, что имеет место в атомной энергетике или механизмы ГЧП в гидроэнергетике), также реализация инвестиционных проектов в более широком формате энергопромышленных комплексов или экспортных энергомоств, что одновременно гарантирует стабильный спрос на новые энерго мощности. В качестве таких проектов можно называть развитие Нижнего Приангарья (Богучанская ГЭС), Южной Якутии (проект развития Южно-Якутского гидрокомплекса).

Целевая структура **сектора тепловой генерации** предопределяет принципиально другие условия для финансового обеспечения инвестиционной деятельности: в секторе сформировано значительное число компаний (20 ОГК и ТГК плюс независимые производители и блок-станции), которые будут управляться преимущественно частным капиталом, работать в условиях конкурентного рынка, без гарантированной тарифной или бюджетной поддержки инвесторов.

Эти условия, безусловно, делают вложения в сектор тепловой генерации наиболее рискованными в отрасли. Причем риски, с которыми должен считаться инвестор, разноплановые и включают в себя:

- риски не востребоваемости новых мощностей, связанные с неопределенностью роста спроса на рынке электроэнергии;
- риски изменения цен топлива (с учетом режимов топливоснабжения);
- риски роста стоимости оборудования и строительства объектов, в том числе – на базе новых технологий;
- риски финансовой стабильности новых компаний, возникающие при интенсивном росте обязательств перед акционерами и кредиторами по привлеченным инвестиционным ресурсам.

Решающим фактором для инвестиций является баланс между всеми прогнозируемыми рисками с одной стороны и рыночными доходами – с другой. Анализ целевой рыночной модели в электроэнергетике показывает, что создаваемая система спотовых и контрактных конкурентных рынков энергии, мощности, системных услуг способна обеспечить эффективную **трансляцию основных инвестиционных рисков в цену электроэнергии**.

Так, конкурентный рынок электроэнергии, ориентирующийся на переменные издержки поставщиков, будет поддерживать рост оптовой цены электроэнергии пропорционально росту цен топлива для электростанций и, следовательно, компенсирует увеличение топливных затрат при кратном росте цен газа и удорожании других видов топлива.

Создаваемый рынок мощности обеспечивает балансовую востребованность и оплату новых мощностей при формировании Системным Оператором (СО) на годы вперед

прогноза перспективной потребности в мощности, учитывающего неопределенность уровня и режима электропотребления по регионам («зонам свободного перетока»). При этом стоимость отклонений от прогнозного потребления мощности определяется стоимостью строительства новых мощностей. Запуск этого рынка в условиях дефицита предложения обеспечит рост оптовой цены мощности до уровня, делающего коммерчески эффективным ввод необходимых дополнительных мощностей.

Наконец, еще одной составляющей доходов генерирующих компаний, помимо продажи энергии и мощности, станет участие в рынке системных услуг, оплата которых гарантируется через тариф СО. Для мощностей, вводимых в рамках механизма гарантирования инвестиций, такое участие является обязательным, а гарантированная долгосрочным контрактом цена покупки обеспечивает стабильную доходность вложений.

Новая постреформенная конфигурация конкурентного рынка в отрасли предлагает крайне привлекательные условия для инвесторов, обеспечивая очень высокий уровень их защиты от низкой доходности или убыточности вложений [2]. Естественно, что это задает достаточно высокие требования к росту цены электроэнергии. Целевой уровень оптовой цены в условиях полной конкуренции и при необходимости масштабных инвестиций будет определяться долгосрочными предельными затратами на мощность и энергию, т.е. ценой производства новых мощностей. С учетом затрат на строительство новых мощностей, а также роста цен топлива уже к 2015 году оптовая цена электроэнергии может удвоиться (в реальном выражении).

При этом прогнозируемый диапазон цен (рис. 5), опирающийся на долгосрочные затраты новых поставщиков, даёт лишь очень осторожную «оценку снизу». Дополнительный (и заметный) рост цен может быть связан также с удорожанием топлива для электростанций (сверх «равновесного» уровня) из-за особых контрактных условий по режиму и надежности его поставки, а также увеличением капитальных затрат с учетом общемирового роста стоимости оборудования. Значимый вклад в рост цен может внести и рынок системных услуг, формирующий рыночную цену надежности работы Единой энергосистемы страны. По предварительным оценкам, совокупная стоимость системных услуг, обеспечивающих как оперативную, так и стратегическую надежность энергоснабжения в ЕЭС России, может оказаться сопоставимой с интегральным сетевым тарифом на передачу и распределение электроэнергии.

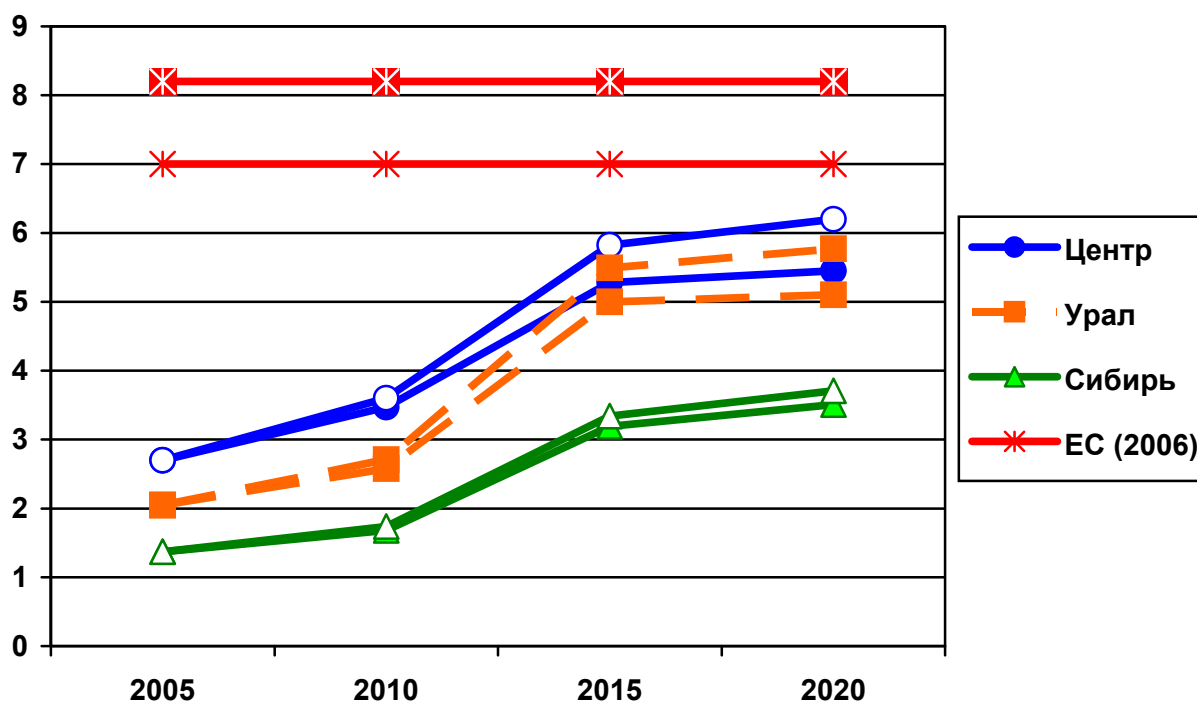


Рисунок 5 – Оптовые цены электроэнергии, цент/кВт.ч (в ценах 2005 г.)

В результате оптовые цены электроэнергии в Европейской части России уже к 2015 году могут вплотную приблизиться к ценам в Европейском Союзе. Это создает реальный риск потери конкурентоспособности для отечественных производителей и, безусловно, является **главным политическим риском** для реализуемой модели финансирования инвестиций и для реформы в целом [2].

Именно поэтому для сбалансированного развития электроэнергетики в новых условиях предельно важной является задача **снижения рискованной премии в цене электроэнергии** за счет иных, не только ценовых механизмов стимулирования инвестиций в конкурентных секторах, прежде всего – в секторе тепловой генерации.

Первым шагом в этой области стал запуск **«механизма гарантирования инвестиций»** (МГИ). Проекты, реализуемые в рамках МГИ, рассматриваются как стратегический резерв мощности в наиболее проблемных регионах и получают гарантии оплаты энергии и мощности по контракту с Системным Оператором. Фактически, данные проекты выводятся из режима полноценной конкуренции с остальными действующими и новыми станциями. Таким образом, запуск МГИ сокращает область конкуренции среди поставщиков на рынке, но при этом обеспечивает конкуренцию среди инвесторов за право получить и выполнить такой проект. Критерием отбора является предлагаемая инвестором цена производства (предельное значение определяется организатором конкурса - Росэнерго). В настоящее время уже проведен конкурс на строительство новой ПГЭС в районе Тарко-Сале (Тюменская область), объявлен конкурс на проект расширения Серовской ГРЭС. Однако объявленная предельная цена (в первом случае 2 руб./кВт.ч, во втором – 1,8 руб./кВт.ч) является пока достаточно высокой. Ограничен и объем применения МГИ – всего 5 ГВт.

Снижение ценовых рисков в топливообеспечении напрямую зависит от экономических и политических решений по дерегулированию российского рынка газа и созданию долгосрочных контрактных условий для крупнейших потребителей – электростанций. Интенсивное развитие угольных мощностей повышает и важность рационального тарифного регулирования стоимости его ж/д перевозки, которая для угольных ТЭС в Центре составляет до половины отпускной цены.

Риски, связанные с освоением новых технологий в электроэнергетике, напрямую зависят от государственной активности в поддержке инноваций в энергомашиностроении, таможенных условий по импорту нового оборудования и, что более важно – по стимулированию импорта современных энерготехнологий.

Экономические риски внедрения новой техники, приводящие к удорожанию проектов (особенно – на головных блоках), могут быть компенсированы за счет льготного кредитования или иных механизмов господдержки, снижающих стоимость ввода мощностей на новых, более экономичных и/или экологических технологиях, до уровня затрат на сооружение блоков с использованием серийного существующего оборудования. Такая схема, в частности, обсуждается для строительства головных угольных блоков с турбинами на суперсверхкритические параметры пара [3].

Наконец, очень эффективными могут быть меры по административной поддержке и сопровождению проектов, оптимизации процедур землеотвода, получения всех типов согласований и разрешений, проведения экспертиз на этапах проектирования и строительства. Это приведет к заметному сокращению сроков освоения капиталовложений и снижению рисков на этапе строительства.

Безусловно, это перечень не может и не должен быть исчерпывающим. Динамично меняющиеся хозяйственные условия в электроэнергетике постоянно порождают новые возможности для взаимодействия государства (как организатора рынка, регулятора, основного экономического агента, собственника активов) и бизнеса в организации финансового обеспечения инвестиционной деятельности и рационального распределения рисков инвестирования во всех секторах отрасли.



## **Литература**

1. Веселов Ф. В. Организация прогнозно-проектного обеспечения инвестиционной деятельности в современной российской электроэнергетике// Вести в электроэнергетике. 2008. №1.
2. Макаров А.А. Инвестиции в генерирующие компании: оправдывают ли доходы риски?// ЭЛЕКТРО-info. 2008. №1.
3. Невидимая рука в энергетике (интервью с Техническим директором РАО «ЕЭС России» Б. Ф. Вайнзихером)// Эксперт. 2008. №25.