



И Н С Т И Т У Т
П Р О Б Л Е М Е С Т Е С Т В Е Н Н Ы Х
М О Н О П О Л И Й

РОССИЯ, 123104, МОСКВА,
УЛ. М. БРОННАЯ, Д. 2/7, СТР. 1,
ТЕЛ.: (495) 690 1426, ФАКС: (495) 697 6111,
E-MAIL: IPEM@IPEM.RU, WWW.IPEM.RU

Аналитический доклад

«Анализ результатов реформы электроэнергетики и предложений по росту ее эффективности»

Москва 2013

РЕЗЮМЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	6
ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РАЗВИТИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ	7
ТАРИФЫ И ЦЕНЫ ПОСТАВЩИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	10
АНАЛИЗ ИТОГОВ РЕФОРМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	12
СОСТОЯНИЕ РЫНОЧНОЙ СРЕДЫ	12
ОПТОВЫЙ РЫНОК	12
РОЗНИЧНЫЕ РЫНКИ	16
СОСТОЯНИЕ РЕГУЛЯТОРНОЙ СРЕДЫ	17
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ	17
РЕГИОНАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ	21
АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕФОРМЫ НА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	21
СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	22
ДОСТУПНОСТЬ И СТОИМОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ	26
НАДЕЖНОСТЬ И КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	27
КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	29
СЕКТОР ГЕНЕРАЦИИ И ОПТОВЫЙ РЫНОК	29
СЕКТОР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ	32
РОЗНИЧНЫЙ РЫНОК	36
ВЫВОДЫ	39

Резюме

Реформирование электроэнергетики, официально завершившееся в 2008 году с окончательной реорганизацией и прекращением функционирования РАО «ЕЭС России», в реальности сегодня вступает в новую фазу. Причина проста – почти ни одна из целей реформы не была достигнута: не произошло ожидаемого роста эффективности предприятий отрасли, развитие отрасли происходит не на основе стимулирования инвестиций, создать конкуренцию в секторе генерации и на розничном рынке не получилось, цены на электроэнергию для конечных потребителей достигли мирового уровня, а в некоторых случаях даже превзошли его, что поставило ряд отраслей промышленности на грань выживания. В условиях вступления России в ВТО и обострения конкурентной борьбы между отечественными и зарубежными компаниями, вопросы стоимости электроэнергии для промышленности приобретают критически важное значение.

Периодический пересмотр итогов реформирования, анализ результатов, осознание ошибок и их исправление – нормальная мировая практика. Например, в Великобритании существенные изменения в модели взаимоотношений в электроэнергетике происходят примерно раз в десять лет, а в Соединенных Штатах были извлечены необходимые уроки из калифорнийского энергетического кризиса, и эта страна более не сталкивалась с катастрофическими результатами либерализации в электроэнергетическом секторе.

Небывалый рост цен на электроэнергию для конечных потребителей – главный и самый осязаемый итог реформы.

Структура этого роста на протяжении постреформенного периода испытывала значительный перекося: доля электросетевой составляющей цены росла опережающими темпами по сравнению с другими секторами – генерацией и сбытом, и на сегодня, в среднем, составляет почти половину в конечной цене электроэнергии. Для отдельных же категорий потребителей доля сетевой составляющей может достигать и 80% от конечной цены.

Основные причины ускоренного роста тарифов в **электросетевом комплексе:**

- Ошибки при введении RAB-регулирования.

- Непрозрачность инвестпрограмм электросетевых компаний, особенно на низовом уровне.

Среди иных ключевых проблем сетевого комплекса:

- Дискриминация в процессе тарифообразования на местном уровне в пользу недобросовестных территориальных сетевых организаций (ТСО).
- Нерешенность проблемы перекрестного субсидирования в общем и «последней мили» в частности.

В **генерирующем секторе** так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда. Анализ состояния конкурентной среды, регулярно проводимый ФАС России, показывает высокую и крайне высокую степень рыночной концентрации почти во всех зонах свободного перетока мощности (ЗСП).

Текущий механизм договоров на предоставление мощности (ДПМ) изначально задумывался в качестве гарантии исполнения обязательств по вводу новой мощности инвесторами после покупки ими в ходе реформы РАО «ЕЭС России» генерирующих компаний. К сожалению, из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, ДПМ превратился в порочный для нашей электроэнергетики инструмент, исключающий предпринимательские риски для генераторов, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки. Данный факт делает смену текущей модели неизбежной.

В настоящий момент преобладают две основные идеи по изменению текущего механизма взаимоотношений в генерирующем звене электроэнергетики: «ДПМ штрих», наделенный почти всеми недостатками, присущими нынешнему механизму ДПМ, и модель двусторонних договоров (ДД), в которой основной упор делается на развитие прямых нерегулируемых двусторонних договоров, отказ от механизма конкурентного отбора мощности (КОМ).

В области **розничных рынков** ситуация по некоторым параметрам близка к критической. Если отсутствие конкурентных начал в рознице еще может вызывать среди специалистов дискуссию о самой их необходимости, то ситуация с нарастающими неплатежами потребителей за электроэнергию вызывает самые серьезные опасения и уже поставила под вопрос существование текущей системы

взаимоотношений с разделением передачи электроэнергии и ее сбыта на различные виды деятельности, совмещение которых запрещено на уровне Федерального закона, но вынужденно и повсеместно нарушается. Затягивание решения ситуации с неплатежами на розничном рынке может привести к фактическому возврату к объединению функций передачи и сбыта электроэнергии в руки единых крупных компаний, скорее всего, региональных сетевых компаний, что, в свою очередь, будет означать фактический отказ от развития конкуренции в данном секторе.

Ключевая проблема российской электроэнергетики, равно как и большинства инфраструктурных секторов экономики и промышленности – слабость и, по объективным причинам, низкая эффективность государственного регулирования, особенно на региональном уровне. Государственное вмешательство и государственное регулирование – не синонимы, просто первое, как правило, является порождением ошибок второго. Чем более либерализованной становится экономика страны, тем сильнее она нуждается в сильных и эффективных регуляторах, способных «всевидящим оком» государства эффективно корректировать действия «невидимой руки» рынка, когда ее поведение идет вразрез с экономическими интересами всех субъектов экономики. Особую опасность в этой связи могут представлять действия по поспешному коренному изменению принципов и структуры регулирования в Российской Федерации, например, объединения в единый «мегарегулятор» органов ФАС и ФСТ России.

Введение

Российская электроэнергетика – одна из крупнейших в мире. По установленной мощности электростанций и объемам вырабатываемой электроэнергии Россия занимает 4-е место, уступая только США, Китаю и Японии. Наличие единой энергосистемы и диспетчерского управления на большей части страны – одно из важнейших преимуществ России, доставшееся в наследство от Советского Союза.

В период 90-х годов ключевыми влияющими факторами для отрасли стали:

- Снижение потребления электроэнергии вследствие спада в промышленности.
- Падение платежной дисциплины потребителей.
- Как результат первых двух факторов: недостаток инвестиций в новое строительство и обновление основных фондов, и как следствие – выбытие генерирующих мощностей.

Восстановление экономического роста и связанный с этим рост потребления электроэнергии в конце 1990-ых и начале 2000-ых годов отчетливо выявил грозящую перспективу нехватки генерирующих мощностей и возможностей сетевой инфраструктуры по удовлетворению потребностей экономики в электроэнергии. В качестве решения данной проблемы, менеджментом РАО «ЕЭС России» во главе с Анатолием Чубайсом, была предложена реформа отрасли, призванная решить эти проблемы. В качестве ключевых мер реформирования были предложены и осуществлены:

- Разделение активов РАО «ЕЭС России» по видам деятельности (монопольные и потенциально конкурентные).
- Формирование рыночной конкурентной среды.
- Приватизация активов в потенциально конкурентных видах деятельности.

Разделение активов и их приватизация были выполнены в кратчайшие сроки и могут быть признаны в целом успешными. В то же время создание рыночной среды было принесено в жертву срокам проведения реформы и не может быть признано успешным и законченным. Среди ключевых негативных последствий реформы:

форсированный рост цен на электроэнергию, утрата доверия инвесторов на фоне неясной ситуации с вводом новых генерирующих мощностей.

Потребление электроэнергии и развитие генерирующих мощностей

Рост потребления электроэнергии в России за период с начала фазы активного экономического роста в среднем составлял около 1,5% в год, а общий прирост составил чуть более 20% за период с 2000-го года (Рисунок 1).

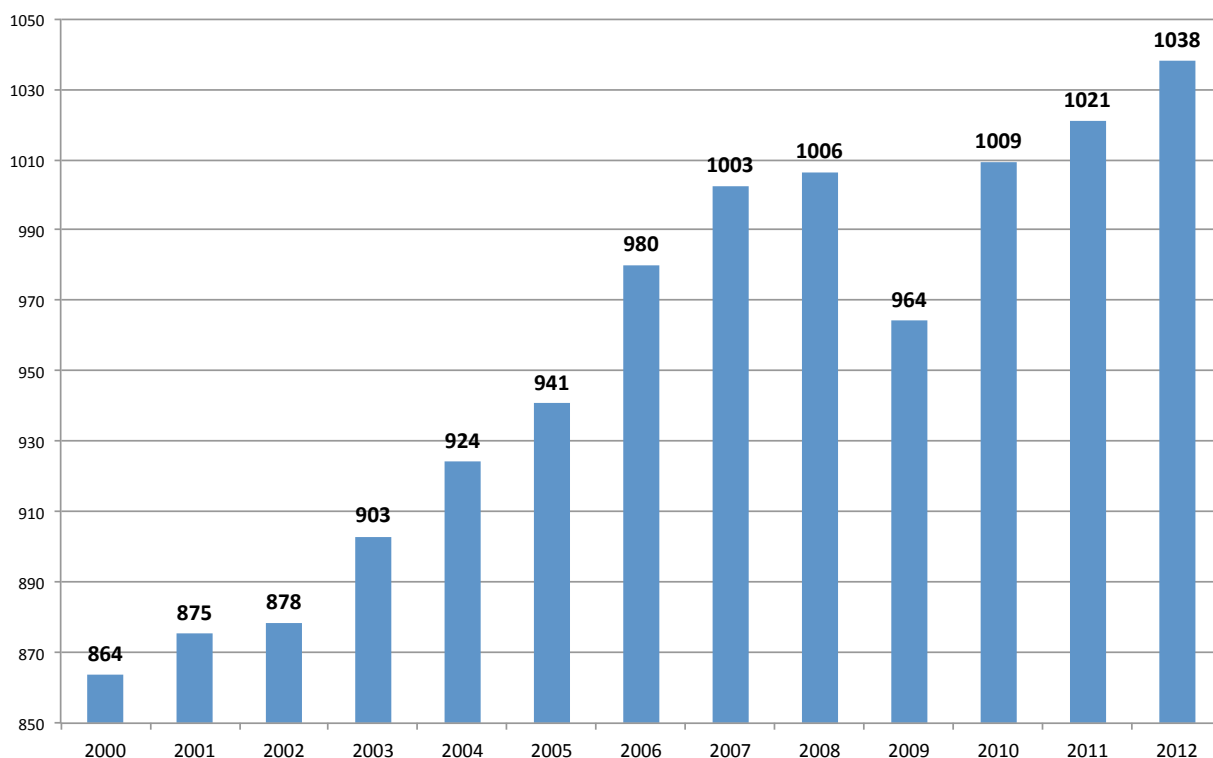


Рисунок 1. Потребление электроэнергии в России в 2000-2012 гг., млрд кВтч

Источник: Росстат

Обратимся к прогнозным показателям электропотребления, которые были приняты за основу при разработке базового и стратегического для отрасли документа – Генеральной схемы размещения объектов энергетики до 2030 года. В данном документе описываются два сценария изменения потребления электроэнергии: максимальный и базовый. Как видно из графика (Рисунок 2), среднегодовые темпы изменения уровня электропотребления были почти в 4 раза меньше, чем прогнозировалось даже в базовом сценарии, не говоря о максимальном. Также они

не учитывали перспективу экономического кризиса, который не мог не сказаться на энергопотреблении (2009 год).

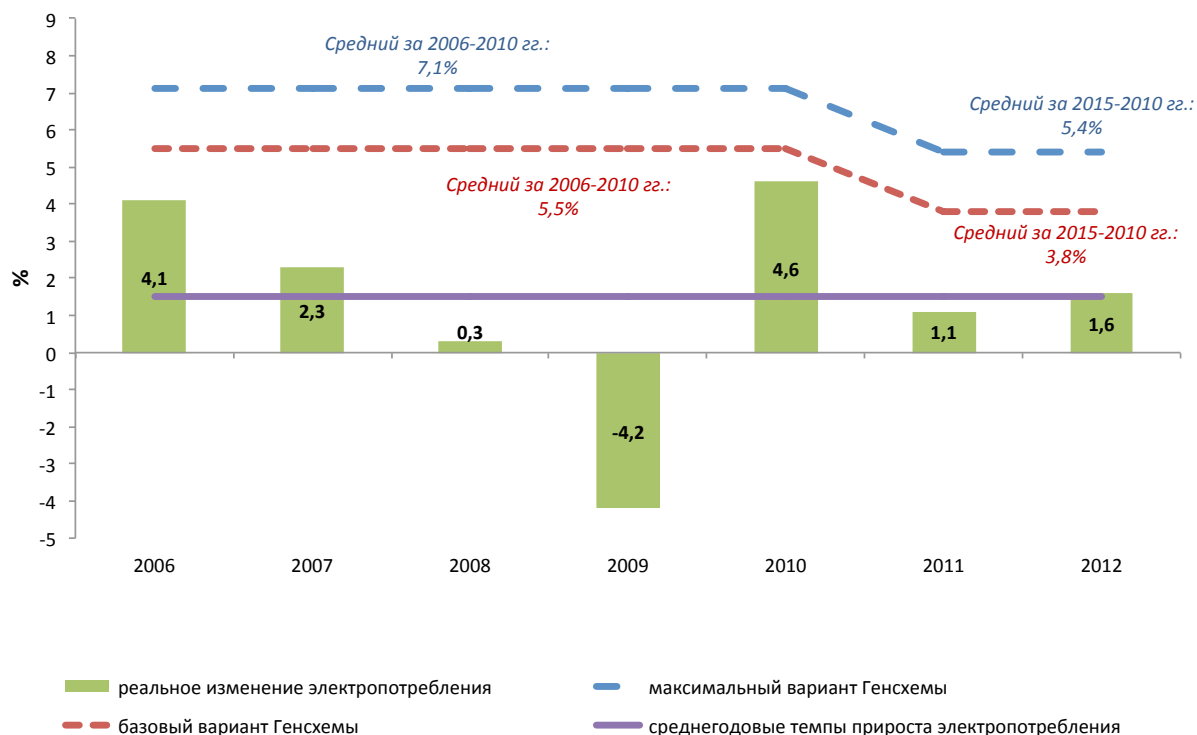


Рисунок 2. Динамика изменения потребления электроэнергии в России в 2006-2012 гг. (прогноз Генсхемы и реального энергопотребления), %

Источник: Системный оператор ЕЭС, расчеты ИПЕМ

Уже на стадии разработки документа было понятно, что оба сценария сильно завышены. Дело в том, что существует устойчивая зависимость, связывающая рост потребления электроэнергии и динамику изменения ВВП. Так называемый коэффициент эластичности энергопотребления по ВВП отражает насколько увеличивается потребление электроэнергии при приросте ВВП на 1% в год. Для России этот коэффициент равен 0,3-0,33. Его значимое изменение возможно только на длительных временных промежутках, сопровождающихся либо сменой технологических укладов, либо опережающим ростом энергоэффективности, либо коренным изменением в структуре экономики. Для тех темпов роста потребления электроэнергии, которые были учтены при разработке Генсхемы, даже по базовому сценарию среднегодовой рост экономики на очень продолжительном этапе должен был составлять около 12-16%!

На фоне стабильного, пусть и невысокого в среднем роста электропотребления неуклонное падение темпов ввода новых мощностей, имевшее место в 2001-2009 годах, выглядит действительно угрожающим: спрос возрастал, а возможностей его удовлетворения не становилось больше. Тем не менее, в течение последних трех лет темпы ввода новых мощностей стабильно растут, причем эти показатели уже приближаются к достижениям советского периода (Рисунок 3). Так, в 2011 году было введено почти 4,7 ГВт, а в 2012 году – уже 6,1 ГВт новых генерирующих мощностей. Практически весь основной объем вводов, начиная с 2008 года (без учета вводов АЭС и ГЭС), обеспечен механизмом ДПМ, что лишний раз подтверждает выгодность таких договоров для генерирующих компаний.

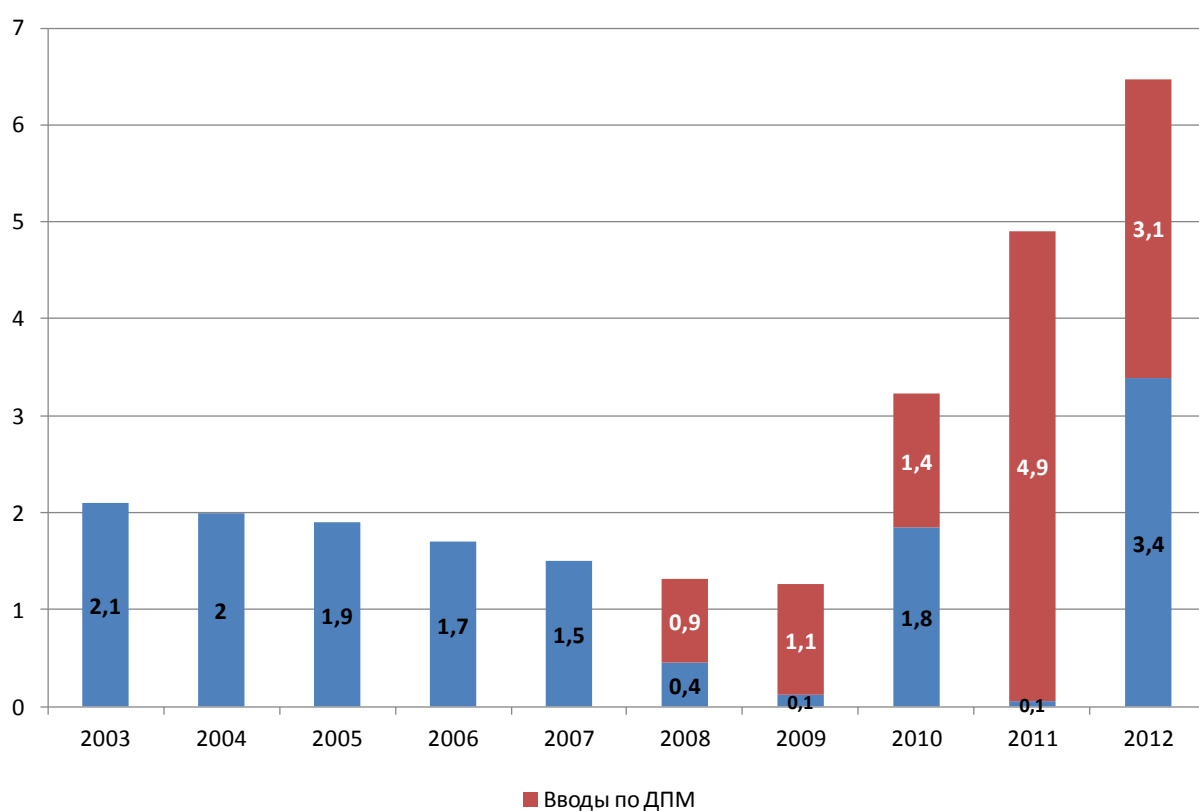


Рисунок 3. Динамика ввода новых мощностей, в том числе по ДПМ, в 2003-2012 гг., ГВт

Источник: расчеты ИПЕМ по данным Росстата, Системного оператора ЕЭС, РАО «ЕЭС России», Росатома

Тарифы и цены поставщиков электроэнергии

Выше уже отмечалось, что тарифы в электросетевом комплексе росли ощутимо быстрее цен на оптовом рынке электроэнергии. В итоге доля тарифицируемых государством услуг (передача электроэнергии и сбытовая надбавка) увеличилась с 40% в 2008 году до 47% в 2011 году (Таблица 1). Для отдельных категорий потребителей (в основном, мелкомоторные на низком напряжении) доля сетей в конечной цене доходит до 80-85%.

Таблица 1. Структура конечной цены на электроэнергию в 2011 г.

Составляющая цены	Доля в конечной цене, %
Стоимость электроэнергии на оптовом рынке	52,6
Тариф на инфраструктурные услуги	0,4
Тариф ФСК	6,0
Тариф МРСК	27,0
Тариф территориальных сетевых организаций	10,0
Сбытовая надбавка	4,0

Источник: Совет рынка

Из данных, представленных ниже (Таблица 2, Рисунок 4), можно получить более полное представление о росте тарифов основных электросетевых компаний и динамике цен на оптовом рынке. Видно, что даже с учетом резкого роста цен на ОРЭМ в первый период после его запуска в новом формате цены оптового рынка росли ощутимо медленнее тарифов сетевых компаний.

Таблица 2. Рост тарифов ФСК и ХМРСК и цен на оптовом рынке в 2008-2013 гг.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Тариф ФСК**	9,3	20,7	51,1	26,4	11,0	9,4
Тариф ХМРСК**	25,0	21,8	28,4	15,0	н.д.	н.д.
Оптовый рынок (Сибирь)	58,2	-15,4	16,1	11,7	25,2	16,3*
Оптовый рынок (Европа и Урал)	21,8	-7,3	30,9	12,0	1,5	10,2*

* - январь-апрель 2013 к январю-апрелю 2012 года, ** - без учета переноса срока индексации тарифов

Источник: АТС, данные компаний, расчеты ИПЕМ

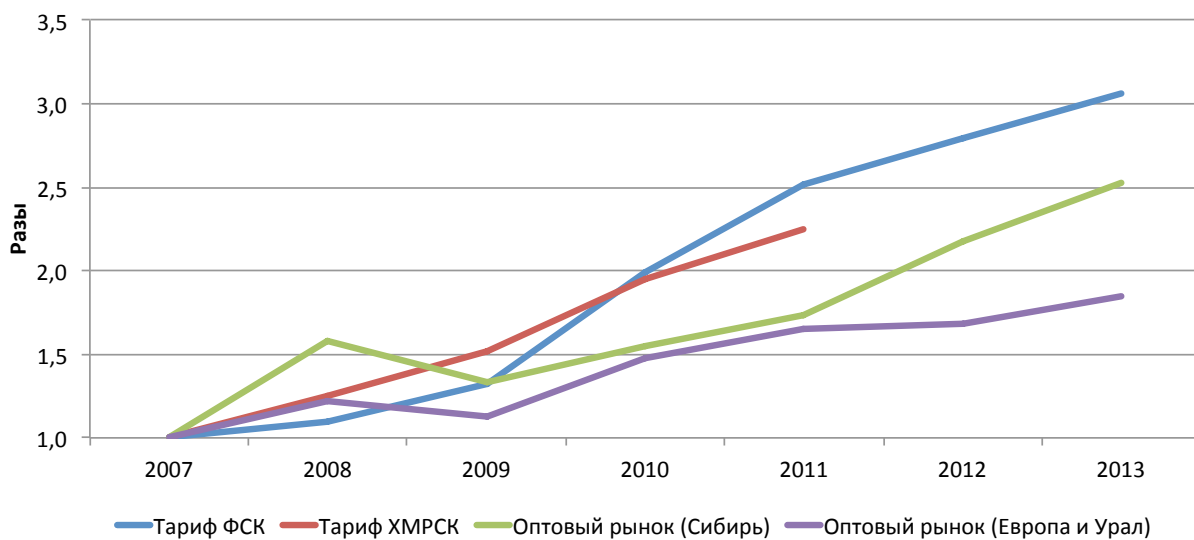


Рисунок 4. Рост тарифов ФСК и ХМРСК и цен на оптовом рынке в 2008-2013 гг. накопительным итогом к 2007 году

Анализ итогов реформы электроэнергетики

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»¹, целью реформы является «обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей», а стратегической задачей реформирования – «перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе». Таким образом, получается, что **в качестве цели реформы** российской электроэнергетики **была сформулирована просто ее функция как отрасли народного хозяйства**, а реформирование должно было стать условием выполнения этой функции в будущем. Для сравнения цель нынешней реформы электроэнергетики Великобритании, как она была сформулирована руководителем Министерства энергетики и изменения климата Великобритании Крисом Хьюном (Chris Huhne) : «Нам необходимо двигаться к экономике с низкими углеродными выбросами, при этом свет должен продолжать гореть, а **затраты потребителей** на него – **падать**». Интересы потребителей – одна из ключевых озвученных целей реформы в почти самой либеральной экономике мира.

Состояние рыночной среды

Оптовый рынок

Наиболее простым и эффективным способом оценки рыночной концентрации (отсутствия доминирования) является *индекс Херфиндаля-Хиршмана (ННІ)*, который рассчитывается как сумма квадратов рыночных долей (в процентах) всех субъектов

¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

рынка в общем его объеме и отражает распределение рыночной власти между всеми субъектами данного рынка.

В 2011 году для оптового рынка электроэнергии России в целом индекс принимает значение 629, что соответствует рынку с низкой рыночной концентрацией и отсутствием доминирования. Однако еще в 2008 году этот показатель был равен 540 (Рисунок 5). Несмотря на то, что показатель все еще находится в зоне низкоконцентрированных рынков, **очевидна тенденция повышения концентрации на рынке электроэнергии и усиления рыночного влияния некоторых игроков.** Наиболее заметным примером процесса повышения концентрации на рынке стало объединение двух оптовых генерирующих компаний (ОГК-2 и ОГК-6) на базе ОГК-2.

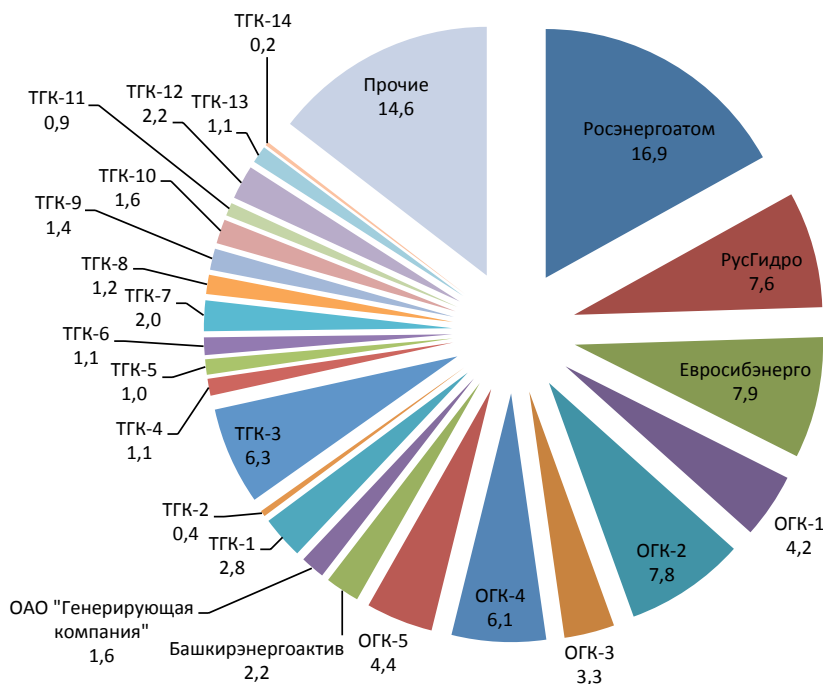


Рисунок 5. Доли энергокомпаний в производстве электроэнергии в 2011 г., %

Источник: расчеты ИПЕМ по данным из открытых источников

Однако такая оценка ситуации на рынке электроэнергии и мощности не совсем корректна, так как значительной частью генерирующих компаний владеют одни и те же собственники. Например, ОАО «Газпром» владеет контрольными пакетами акций в ОГК-2, ТГК-1 и Мосэнерго и, таким образом, занимает долю на рынке

генерации около 17% (Рисунок 6). ОАО «Интер РАО ЕЭС» имеет доли в крупных генерирующих компаниях ОГК-1, ОГК-3, ТГК-11, Башэнергоактив и в результате генерирует более 10% электроэнергии в ценовых зонах оптового рынка.

Расчет **по отдельным собственникам** дает значение индекса в 1 169, что уже соответствует рынку с умеренной концентрацией. Следует отметить, что с 2008 года этот показатель также вырос вследствие процессов укрупнения и консолидации энергокомпаний под контролем нескольких ведущих игроков — тогда он составлял 1020 (Таблица 3). В структуре собственников следует особенно отметить роль государства. Контролируемые, так или иначе, государством компании вместе занимают более 54% оптового рынка электроэнергии.

Таблица 3. Уровень концентрации на оптовом рынке электроэнергии

	Индекс НИ			
	по объему производства электроэнергии		по установленной мощности	
	2008 год	2011 год	2008 год	2011 год
По генерирующим компаниям	540	629	527	619
По собственникам	1020	1169	1080	1238

Источник: расчеты ИПЕМ по данным из открытых источников

Несовершенство условий для конкуренции усугубляется исторически сложившимся территориальным размещением различных типов генерации по ценовым зонам: в первой ценовой зоне (Европа и Урал) преобладает тепловая (в основном, газовая) генерация, во второй ценовой зоне (Сибирь) ведущую роль играет гидрогенерация.

Однако для электроэнергетики оценка доминирования на рынке по стране в целом (по собственникам и даже по ценовым зонам) является не совсем корректной ввиду *наличия значительных инфраструктурных ограничений* на перетоки электроэнергии.

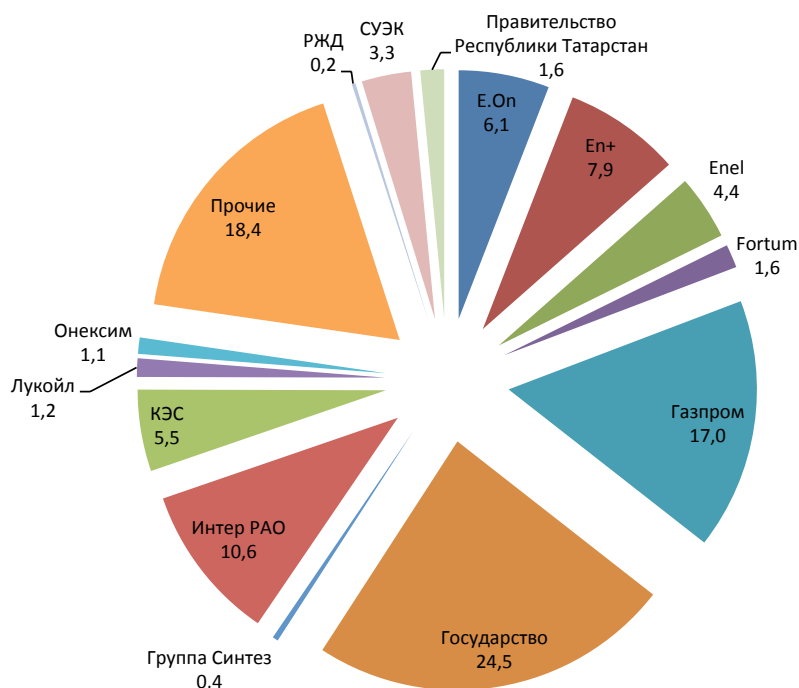


Рисунок 6. Доля энергокомпаний, принадлежащих разным инвесторам, в производстве электроэнергии в 2011 г., %

Источник: расчеты ИПЕМ по данным из открытых источников

Поэтому в 2007 г. по инициативе ФАС России были введены новые индикативные зоны антимонопольного регулирования — зоны свободного перетока мощности². Новые ценовые зоны, формируемые по границам зон свободного перетока мощности, определяют регионы рынка электроэнергии, на которых оценивается доминирующее положение поставщика. Масштаб рынка для антимонопольного регулирования в условиях существования всего двух ценовых зон был слишком велик и формировал искаженные индикаторы доминирования, поэтому количество зон для их определения было значительно увеличено.

² Федеральный закон от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике»:

«Зона свободного перетока электрической энергии (мощности) - часть ЕЭС России, в пределах которой электрическая энергия и мощность ... могут быть замещены электрической энергией и мощностью ... в той же зоне свободного перетока, а замена электрической энергией и мощностью, производимыми на генерирующем оборудовании, расположенном в иной зоне свободного перетока, может быть осуществлена только в пределах ограничений перетока электрической энергии и мощности между такими зонами. При этом совокупные технические характеристики генерирующего оборудования в пределах зоны свободного перетока должны соответствовать требованиям, установленным Системным Оператором и необходимым для обеспечения нормального режима работы соответствующей части энергетической системы».

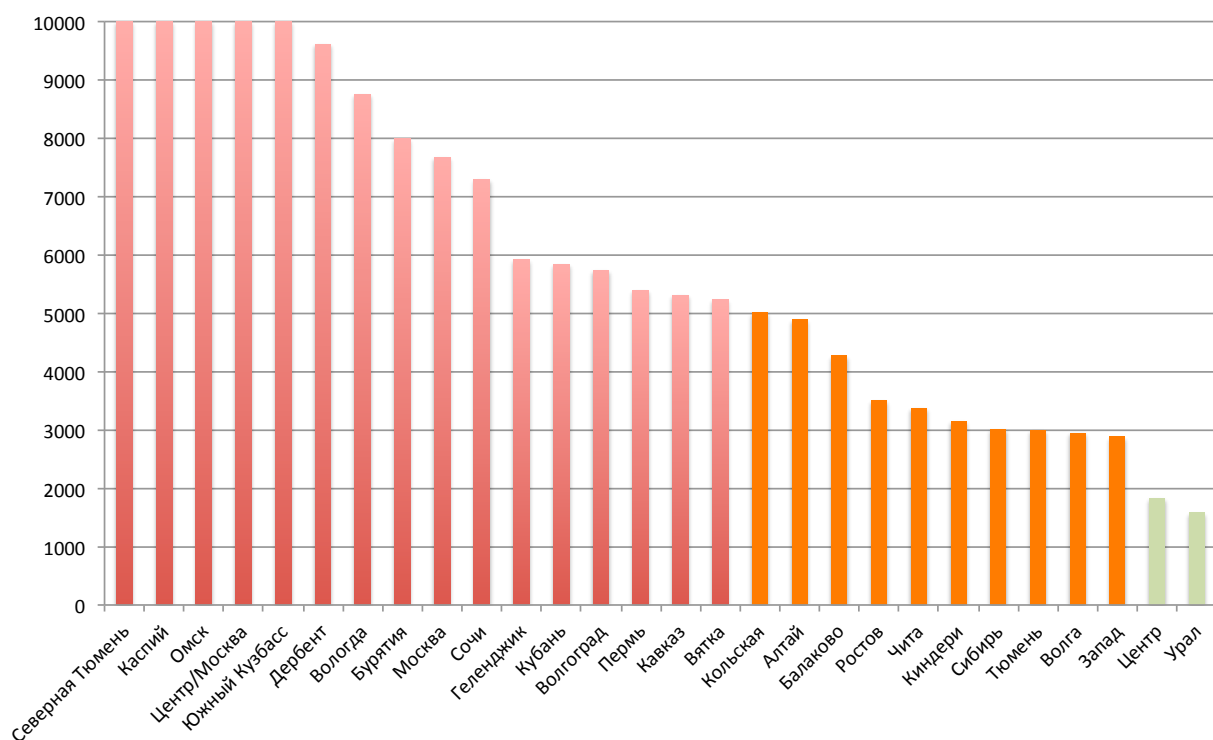


Рисунок 7. Уровень концентрации на рынках электроэнергии по зонам свободного перетока, 2011 г.

Источник: расчеты ИПЕМ по данным ФАС России

На основании расчетов, проведенных в рамках оценки рыночной концентрации по индексу Херфиндаля-Хиршмана, можно утверждать, что ни одна из зон свободного перетока мощности не является рынком с отсутствием доминирующего положения кого-то из участников. И лишь две зоны можно назвать рынком с умеренной концентрацией: зона № 8, соответствующая части ОЭС Урала, и зона № 25, объединяющая области Центральной России (Рисунок 7). Все остальные зоны являются рынками с высокой концентрацией (наличием доминирования).

Розничные рынки

Ситуация с конкуренцией на розничных рынках электроэнергии требует отдельного освещения. С самого начала реформы было непонятно, каким образом можно внедрить конкуренцию на розничных рынках, где историческая и функциональная роль локальных монополий (бывших АО-энерго) особенно сильна. До сих пор практически во всех регионах энергосбытовые компании, образованные в процессе реформирования АО-энерго (АО-энергосбыты), продолжают действовать в географических границах соответствующего субъекта Российской Федерации, а не

по группам точек поставки, т.е. фактически в большинстве регионов отсутствует альтернативный гарантирующий поставщик. Доля каждого АО-энергосбыта на рынке своего региона в 2011 году была не ниже 75%, в большинстве же регионов их доля близка к 100%.

Большая часть независимых энергосбытовых компаний, являющихся субъектами оптового рынка, в подавляющем числе случаев действуют в интересах отдельных крупных (в основном промышленных) потребителей. При этом основная масса независимых энергосбытов являются вторичными перепродавцами, приобретая электроэнергию у гарантирующих поставщиков. Как правило, все компании данной группы занимают доминирующее положение на локальных розничных рынках по границам балансовой принадлежности электрических сетей соответствующей сетевой организации.

Значительное количество потребителей просто не имеют возможности выбрать энергосбытовую компанию в виду отсутствия альтернативного ей поставщика. Это приводит к тому, что энергосбыты становятся локальными монополиями в географических границах сетевой организации, у которой заключен договор на передачу электроэнергии с соответствующей энергосбытовой компанией. И даже эксперимент по «насильному» развитию конкуренции в столичном регионе между компаниями Русэнергосбыт и Мосэнерго был признан неэффективным и быстро прекращен.

Состояние регуляторной среды

Федеральный уровень

Формально в период реформирования отрасли регуляторные функции возлагались на три субъекта: Минэнерго, ФСТ и ФАС. Фактически же центром принятия решений, отраслевой экспертизы на протяжении реформы было РАО «ЕЭС России» и его руководство. В условиях окончательной реорганизации РАО «ЕЭС России» возникал опасный управленческий, организационный и правовой вакуум. Заполнить его было призвано создание специальной структуры – НП «Совет рынка».

Изначально целевая модель реформы не предполагала создание подобного наблюдательного органа (впервые предложение о создании НП «Совет рынка» было

озвучено главой администрации президента Сергеем Собяниным в марте 2003 г.). Решение о его создании было принято только в 2008 г., т.к. к концу реформы РАО «ЕЭС России» стало очевидно, что:

- государственные органы (Минэнерго России, ФАС России, ФСТ России) не готовы перенять функции по управлению отраслью, которые выполняло РАО «ЕЭС России», многие из которых осуществлялись благодаря наличию у монополии функций и возможностей *хозяйствующего субъекта*;
- переход к новым рыночным отношениям в электроэнергетике отнюдь не означает, что «невидимая рука рынка» решит все проблемы сама, и даже наоборот: необходимость в качественном регулировании отрасли и контроле за органами «саморегулирования» значительно возросла.

Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (НП «Совет рынка») создано в соответствии с исполнением поручения Правительства от 18 июня 2008 года и основывается на Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». В соответствии с п. 1 ст. 35 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» порядок получения юридическим лицом статуса субъекта оптового рынка, участника обращения электрической энергии (мощности) на оптовом рынке представляет собой совершение им всех установленных процедур, необходимых для начала работы на оптовом рынке, в том числе вступление в члены совета рынка.

Действующее в настоящий момент ОАО «АТС» является дочерней структурой НП «Совет Рынка». ОАО «АТС» проводит торги и обеспечивает расчеты между производителями и покупателями электроэнергии. Услуги по проведению финансовых расчетов между участниками оптового рынка электрической энергии предоставляются другой дочерней организацией НП «Совет Рынка» – ОАО «Центр финансовых расчетов».

НП «Совет рынка» призвано выполнять регулирующие функции: создавать единые стандарты работы на рынке, правила функционирования. Партнерство разрабатывает и утверждает Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламенты оптового рынка, ведет реестр субъектов оптового рынка,

осуществляет разрешение споров на рынке, осуществляет контроль за деятельностью Системного оператора, а также контроль за соблюдением участниками оптового рынка правил ОРЭМ.

Целями создания НП «Совет рынка» являются:

«обеспечение функционирования коммерческой инфраструктуры оптового рынка, эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков, формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику и наличие общей позиции участников оптового и розничных рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики, организация на основе саморегулирования эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией, мощностью, иными товарами и услугами, допущенными к обращению на оптовом и розничных рынках, в целях обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации, единства экономического пространства, свободы экономической деятельности и конкуренции на оптовом и розничных рынках, соблюдения баланса интересов производителей и покупателей электрической энергии и мощности, удовлетворения общественных потребностей в надежном и устойчивом снабжении электрической энергией».

Таким образом, функции НП «Совет Рынка» можно свести к двум ключевым:

- функция оператора коммерческой инфраструктуры (обеспечение торгов);
- согласование позиций участников рынка в рамках нормотворческого процесса.

Данные функции перешли к НП «Совет Рынка» по наследству от расформированного РАО «ЕЭС России», которое на протяжении всего процесса реформирования было фактическим центром управления отраслью и принятия всех ключевых решений.

Широкое распространение получило заблуждение о том, что НП «Совет Рынка» является саморегулируемой организацией с юридической точки зрения. Данное заблуждение вызвано как наличием среди официальных целей партнерства «организации на основе саморегулирования ... торговли», так и фактическим

статусом Партнерства в качестве центра сосредоточия отраслевой экспертизы, хотя официально данный вопрос находится в ведении государственных органов (Минэнерго, ФСТ, ФАС). Тем не менее, государство занимает доминирующее положение в органах управления партнерства. Наблюдательный Совет, где принимаются ключевые решения партнерства, находится под полным контролем государства – его представители формируют полностью состав представителей в Палату органов власти (8 из 8), фактически осуществляют полный контроль над Палатой инфраструктурных организаций (4 из 4), постоянно представлены в Палате продавцов через ОАО «Русгидро» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», а также временно – через ОАО «ИнтерРАО» (3 из 5). Таким образом, из 22 мест в Совете государство фактически контролирует 15, т.е. свыше 2/3 голосов.

С другой стороны – позиция потребителей электроэнергии представлена крайне слабо. Среди немногочисленных представителей Палаты покупателей в Наблюдательном совете, присутствует ОАО «Русэнергосбыт», аффилированный с компанией-генератором Enel. Остальные члены палаты являются либо выразителями специфических интересов самых крупных потребителей (Русал, НЛМК), либо сбытовых организаций, чьи интересы не в полной мере совпадают с интересами средних и малых потребителей.

Тем не менее, несмотря на указанные недостатки, на протяжении переходного периода (с 2008 г по настоящее время) НП «Совет Рынка» выполнял критически важные функции по поддержанию постреформенного status quo, а также являлся связующим звеном между существенной частью участников рынка и государством. В отсутствие четко выраженной позиции государства, которое имело место в постреформенный период, НП «Совет Рынка» стал фактическим центром формирования политики в области электроэнергетики.

При всех недостатках Совета Рынка в данный момент не существует другого органа, способно квалифицированно осуществлять оперативное нормативное и административное управление структурами оптового рынка. А главный недостаток Совета Рынка, единственный, который является неустранимым – это отсутствие полномочий и ресурсов, которые были у РАО «ЕЭС России» в качестве хозяйствующего субъекта.

Региональный уровень

На уровне регионов ключевые регуляторные функции выполняют региональные тарифные органы – наследники региональных энергетических комиссий (РЭК). Несмотря на строго ограниченный функционал и необходимость руководствоваться в работе методическими указаниями ФСТ России, на результаты работы региональных регуляторов оказывают влияние следующие негативные факторы:

- отсутствие четкой вертикали власти у органов тарифного регулирования, как, например, у органов антимонопольного регулирования (отсутствие прямого функционального подчинения региональных тарифных органов ФСТ России): у ФСТ России отсутствует механизм обеспечения безусловного выполнения собственных решений со стороны региональных тарифных органов;
- сильная зависимость от распоряжений и ориентиров социально-экономической политики руководства регионов (губернаторов): ориентиры регионального развития, обозначаемые руководством региона, превалируют над целями и задачами федерального тарифного регулирования;
- небольшой численный состав и/или ограниченная квалификация исполнителей и, как результат, – сравнительно низкое качество экспертизы и аудита инвестиционных программ и затрат участников регионального «тарифного котла»;
- отставание в развитии системы статистического учета от изменения методологии и способов формирования и установления тарифов, приводящее к невозможности качественного отслеживания исполнения тарифно-балансовых решений на уровне регионов федеральными органами власти. Используемые формы статистического наблюдения за ценами на электроэнергию в разрезе различных групп потребителей не всегда позволяют достоверно оценить реальный рост цен.

Анализ воздействия реформы на потребителей

Существует несколько критериев оценки реформы электроэнергетики и ее влияния на конечного потребителя, основные из которых:

- стоимость электроэнергии;
- доступность и стоимость технологического присоединения;
- надежность и качество электроснабжения.

Более того, все данные параметры необходимо рассматривать в сравнении с показателями других развитых стран.

Стоимость электроэнергии

В 2002 году средние цены для промышленных, бытовых и сельскохозяйственных потребителей были примерно одинаковы (приблизительно 0,7 руб./кВтч). Однако впоследствии в результате влияния разнообразных факторов их изменение было весьма различно, общим трендом можно считать только то, что цены на приобретенную электроэнергию для всех категорий потребителей неизменно и стабильно росли. Так, средние цены на приобретенную электроэнергию за прошедшие с 2002 года 10 лет существенно всего увеличились для сельскохозяйственных потребителей (почти в 5,5 раз с 0,7 руб./кВтч до 3,8 руб./кВтч).

Также следует обратить внимание на то, что цены для населения поднялись почти в 3,8 раза, а для промышленности величина роста цен оказалась самой небольшой – 2,7 раза. Выделяется график роста средних цен на приобретенную электроэнергию для строительства: в 2002 году цены для этой группы потребителей были максимальные среди всех и составляли 1,16 руб./кВтч. Однако за исследуемый период тренд был скорректирован, стоимость электроэнергии для строительства выросла всего в 2,8 раза и уступила первое место величине стоимости электроэнергии для сельскохозяйственных потребителей.

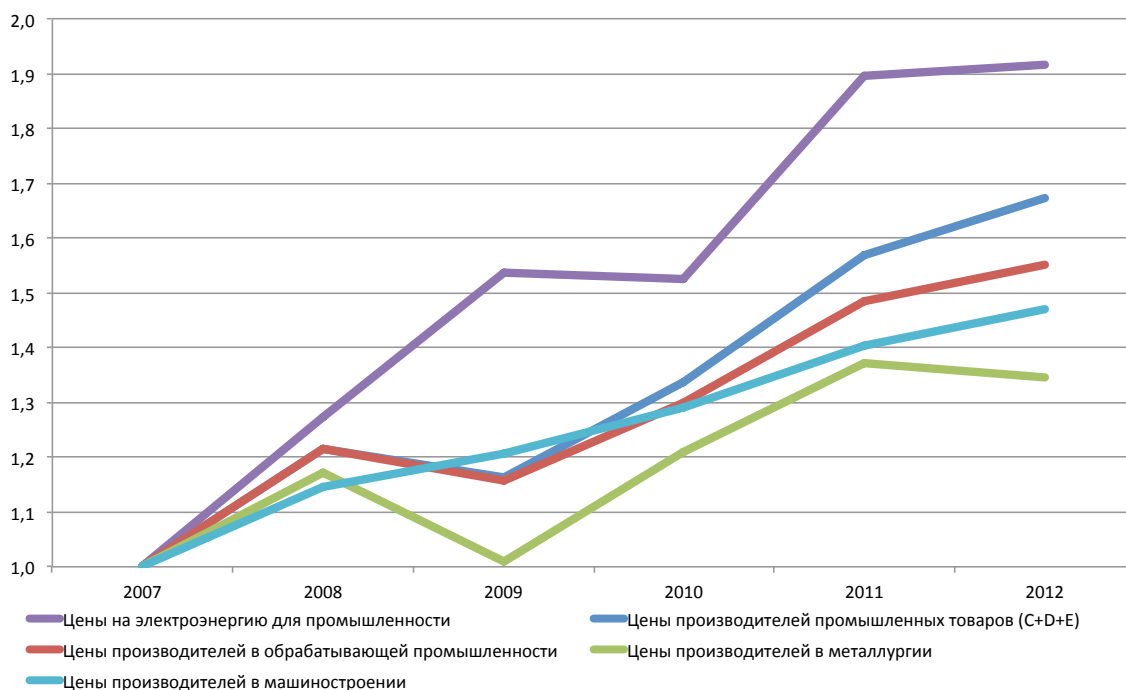


Рисунок 8. Сравнение динамики цен на электроэнергию для промышленных потребителей и рост цен на производителей промышленной продукции, накопительным итогом к 2007 г.

Источник: Росстат

Цифры говорят сами за себя: снижения или хотя бы стабилизации цен на электроэнергию на прежнем уровне после завершения реформы не произошло. Напротив, за время реформ цена на электроэнергию для промышленных потребителей в России росла в среднем на 10% в год, а в целом за 10 лет стоимость электроэнергии для промышленных потребителей возросла в 2,7 раза и практически достигла показателей США (Рисунок 9). Следует также уточнить, что в соответствии с официально опубликованной статистикой национальных статорганов РФ и США **в ноябре 2012 года цена для промышленных потребителей в России впервые превысила аналогичный показатель в Соединенных Штатах, а по данным, представленным в докладе «Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2010 году», эта черта была перейдена уже в 2010 году.** Цены на электроэнергию для конечных потребителей в странах Евросоюза на данный момент еще далеки от российских, что во многом связано с ощутимо более высокими налогами в Европе, однако четко прослеживается тенденция к сближению этих показателей. Так, цены

во Франции в среднем растут лишь на 4,5% в год, в Германии – на 7% и только Великобритания весьма близка к показателям роста цен в России – 9,4%..

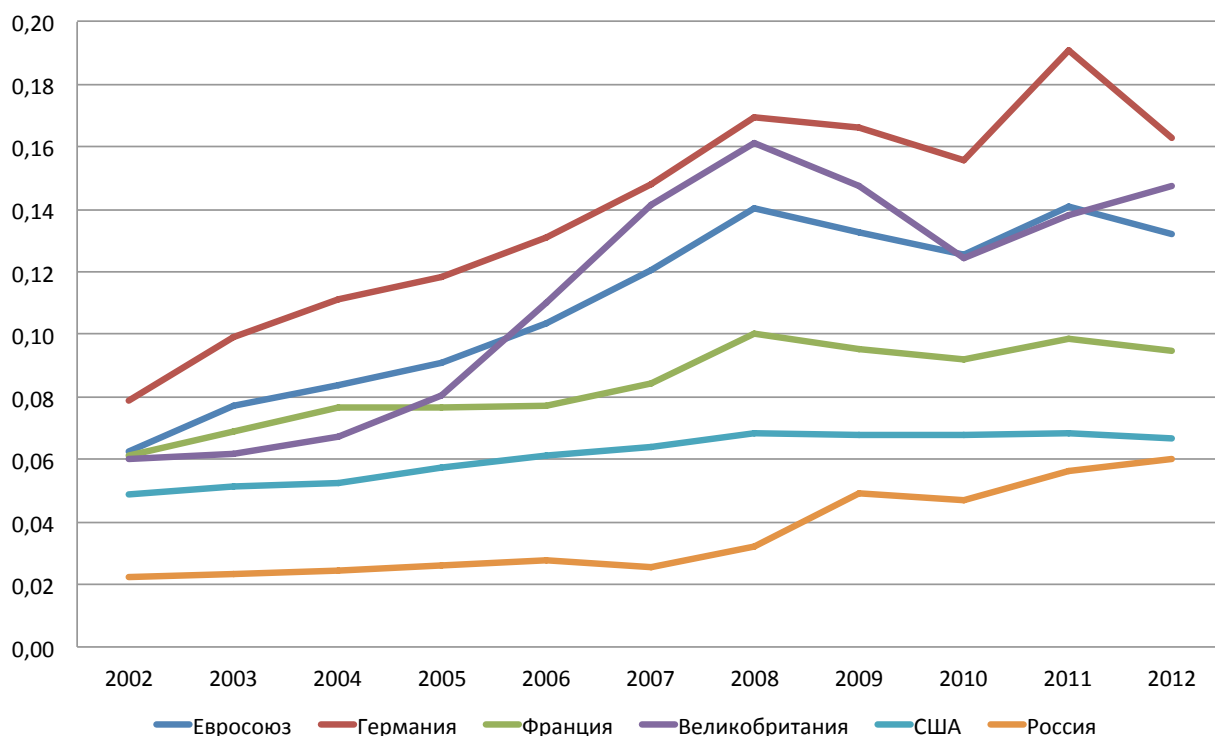


Рисунок 9. Сравнение цен на электроэнергию для промышленных потребителей в России, США и странах Европы (с учетом налогов), долл./кВтч

Источник: расчеты ИПЕМ по данным национальных статистических ведомств

При рассмотрении в целом за исследуемый период цена на электроэнергию для промышленных потребителей в России увеличилась существенно всего – 2,7 раза против 2,5 раза в Великобритании, 2 раза в Германии и в среднем по Евросоюзу, всего лишь в 1,5 раза во Франции и в 1,4 раза в США. Такие показатели особенно примечательны тем, что во Франции, стране, в которой присутствует фактически одна естественно монополия в электроэнергетике – *Électricité de France*, – наблюдается наименьший рост цен на электроэнергию, что вызывает диссонанс с мнением о том, что низкие цены могут поддерживаться только на конкурентных рынках. Безусловно, более низкие цены во Франции обеспечены высокой долей атомной генерации. Но такая структура установленной мощности могла сформироваться только в рамках грамотного государственного регулирования и целенаправленной государственной политики.

Приблизительно те же тенденции просматриваются и в ценах на электроэнергию для бытовых потребителей (Рисунок 10) с той лишь разницей, что все намеченные тенденции приобретают еще более экстремальные формы. Из рисунка видно, что в России цена для бытовых потребителей росла в среднем на 14% в год и в результате за исследуемый период выросла почти в 3,8 раза. Темпы роста цен в странах Евросоюза составляют в среднем 5-7% в год, а в США – 3,5%. Несмотря на это, разница в цене для бытовых потребителей в России и за рубежом на данный момент все же больше, чем та же разница для промышленных потребителей. Итоговое увеличение цены для промышленных потребителей за прошедшие 10 лет только в Великобритании оказалось более чем в 2 раза (2,1 раза), а в остальных исследуемых странах не достигло и этих показателей: Германия – 1,8 раза, Франция – 1,6 раза, Евросоюз – 1,8 раза, США – всего 1,4 раза. При сохранении нынешних темпов роста цены для бытовых потребителей в России превысят цены в США уже через 3-4 года.

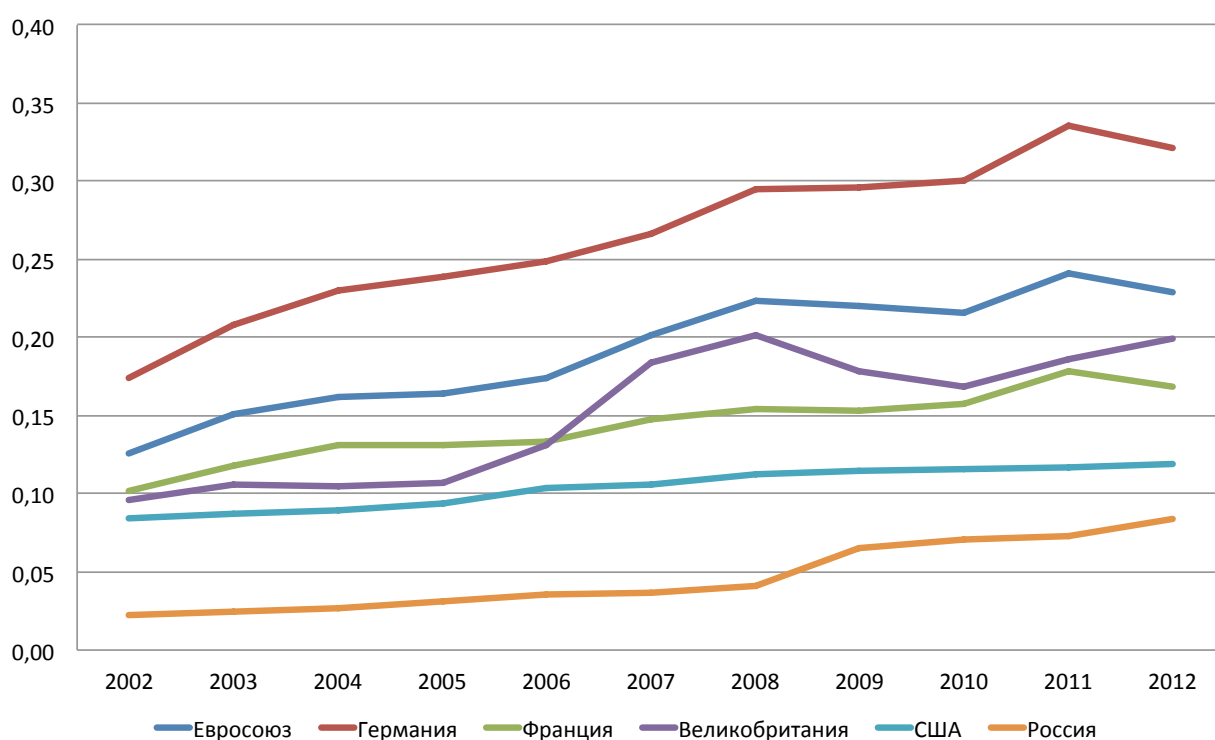


Рисунок 10. Сравнение цен на электроэнергию для бытовых потребителей в России, США и странах Европы (с учетом налогов), долл./кВтч

Источник: расчеты ИПЕМ по данным национальных статистических ведомств

Важно отметить, что более высокая стоимость электроэнергии в странах Европы обусловлена высокой долей импортного топлива для электростанций, а также

стимулирующими мерами со стороны государства по развитию альтернативной энергетики, вносящими серьезный вклад в составляющую конечной цены.

Для России, как и для любой другой промышленно развитой страны, низкие цены на электроэнергию – важнейший фактор ее конкурентоспособности на мировом рынке. В том случае, если Россия не хочет оставаться на периферии мировых экономических процессов, необходим качественный скачок в плане нормализации ситуации с ценами на электроэнергию для конечных потребителей.

Доступность и стоимость технологического присоединения

В последнем рейтинге Всемирного Банка об условиях ведения бизнеса в различных странах (Doing Business) по критерию простоты, продолжительности и стоимости технологического присоединения к электрическим сетям Россия располагается на предпоследнем (184 из 185) месте из всех стран (ниже в рейтинге только Бангладеш):

- предпоследнее 184-е место по количеству процедур – 10 (ниже в рейтинге только Украина – 11);
- 180-е место по средней продолжительности – 281 день;
- 139-е место по удельной стоимости подключения (исходя из стоимости, выраженной через средний доход на душу населения) и одно из последних по абсолютной стоимости подключения – более 1300 долл./кВт.

Чрезвычайно высокая удельная стоимость технологического присоединения к электрическим сетям резко снижает инвестиционную привлекательность России и вносит весомый вклад в рост цен на многие продукты и услуги.

Приведем один наглядный пример. Цена двухкомнатной квартиры в Москве, площадью 70 кв. м составляет 7 млн руб. или 100 тыс. руб./кв. м. Мощность, выделяемая на квартиру, составляет 10 кВт или 13 000 долл. или около 400 тыс. руб., исходя из стоимости, приведенной в исследовании Всемирного Банка. Только *стоимость технологического присоединения к электрическим сетям формирует около 6% в цене недвижимости.*

Надежность и качество электроснабжения

Существует несколько основных механизмов, которые были введены как средство повышения надежности и качества электроснабжения. Например, отдельная оплата мощности внедрялась, в том числе, и в качестве средства повышения надежности энергосистемы за счет обеспечения достаточности генерирующих мощностей.

Из нововведений в данной области необходимо отметить последние изменения в 35-ФЗ «Об электроэнергетике», которыми закрепляется использование показателей надежности и качества услуг при утверждении инвестиционных программ сетевых компаний, а значит, эти показатели будут коренным образом влиять и на тарифы сетевых компаний. Фактически это означает, что для разработки и утверждения инвестпрограммы необходимо для каждой сетевой компании в зависимости от начального состояния сетевых объектов, структуры потребителей, географических, климатических, топографических и иных факторов рассчитать нелинейную и чрезвычайно сложную **теоретическую зависимость между объемом инвестиций** с учетом разнесения затрат на ремонты и эксплуатацию и новое строительство, **и ростом показателей надежности и качества услуг** – т.е. какое количество инвестиционных ресурсов необходимо для роста показателей качества и надежности на одну условную единицу или для поддержания их на стабильном уровне. Само по себе это является чрезвычайно сложной задачей, и практически нереализуемо для небольших региональных ТСО.

Необходимо отметить, что удельная капиталоемкость условной единицы надежности или качества может отличаться в разы для различных электросетевых компаний. Эту задачу просто невозможно реализовать без базы данных по динамике показателей надежности и качества в зависимости от затрат на ремонты и новое строительство минимум за 5-7 лет. Однако даже в опубликованной недавно Стратегии развития электросетевого комплекса РФ прямо указывается, что сбор информации для расчета SAIFI и SAIDI в основных компаниях (РСК и ФСК) начат недавно и реализован еще не в полном объеме. В расчете данной зависимости, как и в свое время в оценке базы инвестированного капитала при переходе к RAB, кроется

риск дополнительного «раздувания» инвестпрограмм электросетевых компаний и ускоренного роста тарифов.

Однако, несмотря на значительное количество инструментов повышения надежности и качества электроснабжения, действующих через инструменты оптового рынка и тарифы сетевых компаний, до сих пор не создано действенных инструментов, при которых потребитель получает возможность компенсации, возмещения или перерасчета за плановые и неплановые отключения, ненадлежащие параметры частоты или скачки напряжения. *Ни один из участников цепочки поставщиков электроэнергии не несет материальной ответственности перед конечным потребителем даже в случае аварийного отключения электроснабжения.* Фактически потребители вынуждены оплачивать все инструменты надежности, но гарантий надежности никто не дает, а главное, никто не несет финансовой ответственности за все случаи прерывания электроснабжения.

Ключевые проблемы электроэнергетики

Сектор генерации и оптовый рынок

Отсутствие рыночных механизмов – ДПМ

Системной проблемой генерирующего сектора спустя все годы реформы продолжает оставаться отсутствие естественных рыночных механизмов, стимулирующих предпринимательскую инициативу (читай – новые инвестиции) и конкуренцию за потребителя, способствующих снижению издержек, а с ними и цен. Очевидно, что механизм ДПМ только препятствует решению этой задачи. Он создавался для решения других задач: гарантий выполнения взятых на себя инвесторами обязательств при покупке генерирующих активов в ходе реформы. Но спустя несколько лет его экономический смысл и функционал были окончательно искажены и из средства, гарантирующего государству новые мощности, он превратился в механизм безрискового инвестирования, гарантирующего инвестору возврат капитала за крайне короткие по отраслевым меркам сроки, причем даже в случае простоя мощностей.

В какой-то момент *вместо конкуренции за потребителя* среди участников ОРЭМ стала наблюдаться *активная конкуренция за возможность участия в реализации ДПМ*.

Самый яркий пример – история о несостоявшейся продаже Русалу КЭС-холдингом Богословской ТЭЦ, обслуживающей одноименный алюминиевый завод (БАЗ). Стороны не сошлись в цене. КЭС оценил саму станцию и идущий вкуче с ней проект ДПМ Новобогословской ТЭЦ (230 МВт) в 3,5 млрд руб. Русал оценивал только физически существующую станцию и насчитал примерно 1 млрд руб. Фактически КЭС оценил нереализованный проект ДПМ в 2,5 млрд руб. упущенной выгоды или примерно в 360 долл./кВт. Для сравнения удельные капитальные затраты при строительстве ПГУ оцениваются примерно в 1500 долл./кВт установленной мощности. Получается, что *привилегии рыночного положения несуществующей станции были оценены в 25% от реальных капитальных затрат на ее строительство*.

На текущий момент объем обязательств по ДПМ составляет около 30 ГВт мощностей, из которых чуть менее трети приходится на «Газпром энергохолдинг».

Таблица 4. Объемы вводов по ДПМ* и доли компаний различных собственников в общем объеме

Бенефициар ДПМ	2008-2012 (факт)		2013-2018 (план)		ИТОГО	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ОАО «Газпром»	3961	34,9	5044,5	27,1	9005,5	30,1
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	1590	14,0	3727,7	20,1	5317,7	17,8
Е.ON	2409,5	21,3	1600	8,6	4009,5	13,4
ЗАО «КЭС-Холдинг»	476,4	4,2	2920	15,7	3396,4	11,4
Fortum	619,3	5,5	1704	9,2	2323,3	7,8
ОАО «СУЭК»	308	2,7	1545	8,3	1853	6,2
Группа Онэксим	342	3,0	750	4,0	1092	3,6
Группа Синтез	168	1,5	920	5,0	1088	3,6
ОАО «ЛУКОЙЛ»	521	4,6	370	2,0	891	3,0
Enel	810,2	7,1	0	0,0	810,2	2,7
ОАО «РЖД»	133	1,2	0	0,0	133	0,4
ИТОГО	11338,4	100,0	18581,2	100,0	29919,6	100,0

* - без учета отказа от некоторых проектов и возможного переноса сроков вводов

Источник: Расчеты ИПЕМ по данным открытых источников

Механизм ДПМ казался необходимым на переходном этапе реформирования и с функцией гарантий ввода мощностей справился. Но даже с выполнением данной функции не все гладко: имеется накопленное отставание по срокам ввода на уровне 1,5-2 ГВт, а регулярные штрафы по ДПМ компании в любом случае будут пытаться компенсировать на рынке, перекладывая ценовую нагрузку на потребителей.

Главный недостаток ДПМ – весомый дополнительный вклад в рост расходов потребителей на электроэнергию и нерыночные принципы его функционирования, которые обуславливают необходимость пересмотра дальнейших подходов к налаживанию инвестиционного процесса в отрасли.

Отсутствие рыночных механизмов – КОМ

К конкурентному отбору мощности со стороны рынка существует два главных замечания:

- неконкурентное ценообразование (price cap, установленный из-за наличия доминирования в большинстве ЗСП);
- и получение тарифа на мощность даже станциями не прошедшими КОМ (т.н. вынужденная генерация).

Примечательно, что одинаковые замечания к КОМ имеются *и у производителей, и потребителей электроэнергии.*

Совокупность нерыночного механизма ДПМ вкупе с ошибками прогнозирования и пробелами в территориальном планировании, привели с одной стороны к недостатку мощности в некоторых частях ЕЭС, что приводит к необходимости сохранения вынужденной генерации, и общему перерезервированию мощностей в энергосистеме, с другой стороны. Такая ситуация имеет прямые негативные последствия как для потребителей, так и для производителей электроэнергии:

- потребители вынуждены оплачивать весь объем излишнего резерва за счет оплаты мощности неэффективных станций;
- перерезервирование в системе ведет к искаженному перераспределению полного объема выручки между генераторами, и они пытаются компенсировать объемы недополученной прибыли, зачастую создавая дополнительную ценовую нагрузку на потребителей:
 - перерезервирование ведет к снижению КИУМ, прежде всего, тепловой генерации и снижению доли рынка электроэнергии в общей выручке генераторов;
 - снижение КИУМ ведет к абсолютному снижению выработки и недополучению выручки и прибыли, с одной стороны, и росту удельных топливных издержек из-за снижения эффективности режимов, с другой, что приводит к необходимости повышения ценовых заявок на РСВ.

Задолженность на оптовом рынке электроэнергии и мощности

К 29 апреля 2013 года общая задолженность участников оптового рынка немного стабилизировалась и составила 54,6 млрд руб. (Таблица 5).

Главных причин образования задолженности на оптовом рынке две: трансляция неплатежей с розничного рынка и действия недобросовестных участников.

Таблица 5. Динамика задолженности на оптовом рынке электроэнергии в 2012-2013 гг.

Период	Задолженность на конец месяца, млрд руб.	Изменение к предыдущему месяцу, %	Изменение с начала года, млрд руб.
2012 год			
Март	34,2	2,2	4,2
Апрель	36,0	5,2	6,0
Май	38,1	6,0	8,1
Июнь	40,6	6,6	10,6
Июль	43,2	6,4	13,2
Август	44,4	2,7	14,4
Сентябрь	48,0	8,0	18,0
Октябрь	46,2	-3,6	16,2
Ноябрь	49,0	6,0	19,0
Декабрь	49,0	0,0	19,0
2013 год			
Январь	53,9	10,1	4,9
Февраль	58,1	7,8	9,1
Март	53,4	-8,1	4,4

Источник: Совет рынка

Яркий пример образования задолженности по причине недобросовестного поведения гарантирующих поставщиков, участвующих на оптовом рынке, – дело группы «Энергострим», которая включала в себя 18 компаний (АО-энергосбытов) и контролировала сбыт электроэнергии в 16 регионах страны. С января 2013 года компании холдинга «Энергострим» начали лишаться статуса субъекта оптового рынка и передавать функции ГП сетевым компаниям ХМРСК. Большая часть задолженности компаний группы, которая по различным оценкам составляет до 47 млрд руб., вероятнее всего будет признана невозвратной и списана, для чего многие из генерирующих сетевых компаний, столкнувшихся с этой проблемой, уже создали соответствующие резервы под списание. Для понимания масштаба проблемы и возможного влияния на цены и тарифы на электроэнергию в будущем, необходимо отметить, что сумма долгов только холдинга «Энергострим» составляет более 1% от совокупного объема всего рынка электроэнергии в стране.

Сектор распределения и передачи

Электросетевой комплекс в последние годы обеспечивал основной вклад в рост конечных цен для потребителей, поэтому проблема ускоренного и неконтролируемого роста сетевых тарифов требует первоочередного решения.

Сформулируем проблемы электросетевого комплекса и необоснованные причины ускоренного роста тарифов:

Ошибки на этапе введения RAB-тарифов.

Колоссальное значение на этапе перехода к RAB имела оценка базы инвестированного капитала, от которой зависела подавляющая часть тарифных платежей на будущие годы. Формальные требования к тому, чтобы данную оценку проводили независимые компании, были выполнены. Однако в большинстве случаев результаты данной оценки были завышены. Даже представители Холдинга МРСК на совещаниях в ФСТ России озвучивали собственные расчеты, по которым средний по России коэффициент переоценки базы инвестированного капитала составляет 1,3-1,5 раза. Несмотря на несколько лет, прошедших с момента перехода многих электросетевых компаний на RAB, целесообразно обнародовать детальные результаты оценки базы инвестированного капитала и вынести их на общественное обсуждение.

Необходимо отметить, что на этапе введения RAB было допущено огромное множество ошибок и помимо обозначенной выше. Критическая масса недоработок, вылившаяся в опережающий рост сетевых тарифов, уже привела к фактическому наложению т.н. price cap на предельный рост тарифов. Однако большая часть из них уже попала под рассмотрение регулирующих органов и решается в рамках идущей «перезагрузки RAB». С учетом такой позиции государства дальнейшие перспективы данного метода регулирования полностью зависят от того, насколько «перезагрузка RAB» поможет сдержать тарифы. Возможный аудит и пересмотр базы инвестированного капитала, выпавший из внимания регуляторов, является важнейшим резервом для ограничения роста тарифов.

Непрозрачность инвестиционных программ электросетевых компаний, особенно ТСО.

Введение RAB системы тарифообразования в электросетевом комплексе в купе с действующей на региональном уровне котловой системой расчета тарифов породило порочную систему, при которой любые инвестиции вне зависимости от стоимости построенного объекта, его загрузки, целей строительства и

использования включаются в тариф и увеличивают тарифную нагрузку на всех потребителей региона.

Дополнительную нагрузку на потребителей оказывает фактическая бесконтрольность расходов на реализацию инвестиционных проектов, приводящая к значительному завышению стоимости их реализации: стоимость одинаковых объектов, построенных силами сетевой компании и промышленной компании для последующей передачи на баланс электросетевой компании, может отличаться в несколько раз: т.к. промышленная компания строит объекты за свои средства, а сетевая компания – за средства потребителей.

В 2012 году был начат процесс по расчету типовой стоимости строительства для различных сетевых объектов, в том числе на основании международной практики и стандартов строительства, для целей применения при утверждении инвестиционных программ электросетевых компаний. Данный процесс необходимо довести до конца и распространить стоимостные стандарты на весь круг сетевых компаний, а не только на компании высшего уровня (ФСК и ХМРСК). В дополнение к данному механизму целесообразно рассмотреть привлечение к строительству сетевых объектов, особенно не прошедших общественную экспертизу, независимые компании, в т.ч. зарубежные. Это позволит, в том числе, более точно корректировать отраслевые стандарты расценок на строительство во времени, а не просто с использованием системы индексов роста цен.

Непрозрачность деятельности и тарифов местных ТСО, дискриминация РСК в пользу недобросовестных ТСО

Формирование котловых тарифов на региональном уровне местными тарифными органами, не входящими даже в вертикаль подчинения ФСТ России, порождает целый ряд факторов и злоупотреблений, влияющих на рост цен.

Во-первых, качество разработки инвестиционных программ для ТСО еще ниже, чем для РСК. Присутствие частных инвесторов в капитале РСК стимулирует к оптимизации не только текущих расходов, но и инвестпрограмм, т.к. частный инвестор заинтересован в повышении капитализации компании и получении дивидендов.

Во-вторых, на региональном уровне у регулирующего органа зачастую отсутствует возможность надлежащей экспертизы инвестпроектов всех местных компаний. В результате некоторые недобросовестные ТСО строят объекты в зоне ответственности других ТСО, на значительном удалении от своих основных сетей, тем самым «раздувая» инвестпрограмму и увеличивая собственную долю в тарифном котле и снижая долю добросовестных ТСО и РСК.

Отсутствие ответственности со стороны региональных органов власти.

Многие сетевые объекты, включаемые в инвестпрограмму и лежащие в тарифе, строятся по инициативе региональных органов власти, желающих, например, повысить инвестиционную привлекательность некоторых проектов уже готовой инфраструктурой. Значительная часть таких объектов многие годы простаивает сильно недозагруженной.

Последняя миля и другие примеры перекрестного субсидирования

Аренда «последней мили» – это временное решение, которое было принято на этапе структурной реформы и изменении системы тарифообразования в 2004 году. Однако до сих пор не придумано способа ее отмены без резкого негативного влияния на средних и мелких потребителей.

Решение проблемы перекрестного субсидирования, как и других примеров перекрестного субсидирования невозможно до формализации в законодательстве данного понятия. Следующий этап – перечисление всех действующих примеров и механизмов перекрестного субсидирования, его реципиентов и расчета соответствующих объемов «перекрестки» в каждом случае. Только после этого возможна работа по оценке каждого случая перекрестного субсидирования с точки зрения социальной значимости и важности для государственного регулирования экономики, определению возможности его отмены, оценке последствий и разработке конкретных регуляторных решений.

Собственная генерация

Опережающий рост сетевой составляющей в конечной цене все чаще заставляет крупных потребителей строить собственные генерирующие мощности, особенно в

тех случаях, когда имеется свободный доступ к газу. Строительство собственной генерации делает целесообразным для таких потребителей максимально возможный отказ от подключения к единой энергосистеме. Проблема на уровне регионального тарифного регулирования усугубляется тем, что выход из «тарифного котла» любого крупного потребителя не снижает необходимой валовой выручки (НВВ) поставщиков, но снижает пул потребителей, обеспечивающих данную выручку, что пропорционально увеличивает тарифную нагрузку на всех потребителей, оставшихся в «котле».

Данный процесс является замкнутым и постоянно ускоряющимся, как снежный ком: ускоренный рост тарифов вызывает выход потребителей из котла, что вызывает дополнительный рост тарифов для оставшихся и побуждает их на отказ от централизованного электроснабжения.

Розничный рынок

Системная проблема сбытового сектора – та же, что и в генерации, отсутствие реальных стимулов к конкуренции за потребителя. Одна из основных причин отсутствия конкуренции на розничном рынке – это отсутствие возможности у различных энергосбытовых компаний для формирования уникального тарифно-ценового меню и борьбы за потребителя. Существующие на данный момент правила ограничивают деятельность энергосбытов в ценообразовании сбытовой надбавкой, поэтому ценовые условия, как и варианты оплаты, у всех, фактически, одинаковы. До 2012 года существовал спорный, но достаточно интересный механизм ценовой градации потребителей по равномерности их графика потребления — ЧЧИ (число часов использования мощности), который впоследствии был отменен, как завышающей расходы на электроэнергию для отдельных категорий потребителей. Этот инструмент позволял энергосбытам, оптимизировавшим пул своих потребителей так, что ЧЧИ собственного закупочного графика было высоким, зарабатывать на разрыве в стоимости электроэнергии между оптом и розницей. В итоге, в отличие от зарубежных стран, опыт которых стал прообразом для нашей реформы и где энергосбытовые компании имеют возможность предложить потребителю различные «ценовые меню», российские энергосбыты просто не имеют возможности конкурировать за потребителя по цене. Добавим к этому

сложность перехода потребителя от одного энергосбыта к другому, а также тот очевидный факт, что для любой независимой энергосбытовой компании в качестве бизнеса интересны только крупные потребители, которые генерируют большой и стабильный денежный поток при низких расходах на биллинг.

Задолженность потребителей на розничных рынках электроэнергии

Ситуация с задолженностью на розничных рынках электроэнергии является еще более серьезной, чем на ОРЭМ (Таблица 6).

Таблица 6. Динамика задолженности на розничном рынке электроэнергии в 2012-2013 гг.

Период	Задолженность на конец месяца, млрд руб.	Изменение по сравнению с предыдущим месяцем, %	Изменение с начала года, млрд руб.
2012 год			
Март	111,4	11,9	+30,8
Апрель	104,9	-11,2	+24,3
Май	95,6	-5,8	+15,0
Июнь	92,8	-8,9	+12,2
Июль	107,9	-2,9	+27,3
Август	114,4	16,2	+33,8
Сентябрь	114,0	6,0	+33,4
Октябрь	119,3	4,6	+38,7
Ноябрь	128,6	7,8	+48,0
Декабрь	114,9	-10,6	+34,3
2013 год			
Январь	131,6	14,6	+16,8
Февраль	140,1	6,4	+25,2
Март	144,1	2,9	+29,2

Источник: Совет рынка

К 21 апреля 2013 года общая задолженность участников розничных рынков составила уже 160,3 млрд руб., увеличившись по сравнению с мартом почти на 16 млрд руб. или на 14,4% (на 55 млрд руб. или более чем в 1,5 раза выше, чем в апреле прошлого года). Масштабы задолженностей колоссальны, и, что самое главное, – задолженность в годовом выражении не сокращается, а только увеличивается, даже после начала реализации мер ручного регулирования со стороны властей.

В данном контексте важно понимать территориальную структуру задолженности на розничном рынке электроэнергии (Таблица 7). Самая высокая платежная дисциплина наблюдается в Сибирском и Уральском федеральных округах

(коэффициент платежной дисциплины³ 0,5 и менее). Умеренно низкий уровень платежной дисциплины в Дальневосточном и Приволжском федеральных округах (коэффициент платежной дисциплины близок к 1). Очень низкая доля оплаченной электроэнергии в объеме общей потребленной сохраняется в Южном (коэффициент платежной дисциплины составляет 1,8), Центральном (1,4) и Северо-Западном федеральных округах. И, наконец, единоличным лидером данного анти-рейтинга является Северо-Кавказский федеральный округ, в котором потребляется всего 2% от всей электроэнергии в стране, и который формирует целых 10% общероссийской задолженности на розничном рынке.

Таблица 7. Задолженность на розничном рынке электроэнергии в разрезе Федеральных округов

Регион	Задолженность на 01.04.2013 млрд руб	Доля в общей задолженности, %	Потребление электроэнергии, млрд кВтч	Доля в общем потреблении электроэнергии, %	Коеф-т платежной дисциплины
Россия	144,1	100	1038,3	100	1,0
ЦФО	43,4	30,1	215,9	20,8	1,4
ЮФО	15,5	10,8	63,8	6,1	1,8
СЗФО	17,1	11,9	106,7	10,3	1,2
ДФО	5,0	3,5	43,4	4,2	0,8
СФО	13,3	9,3	220,2	21,2	0,4
УФО	11,0	7,6	174,8	16,8	0,5
ПФО	24,7	17,1	190,7	18,4	0,9
СКФО	14,0	9,7	22,7	2,2	4,4

Источник: расчеты ИПЕМ по данным Совета рынка

Одна из ключевых причин ситуации с неплатежами – существование для ряда потребителей законодательно закрепленной возможности не нести ответственность за неоплату потребленной электроэнергии. В основном к таким «неотключаемым» потребителям относятся предприятия и организации, прерывание электроснабжения которых может быть связано с серьезными социальными или технологическими последствиями. Поэтому неудивительно, что у таких предприятий, как например водоканал в Ингушетии, задолженность копится годами и достигает астрономических сумм. Причина, на наш взгляд, в отсутствии чьей-либо ответственности за происходящее: пока ни один руководитель

³ Коэффициент платежной дисциплины - отношение доли в общей задолженности к доле в общем потреблении электроэнергии.

«неотключаемого» объекта не будет чувствовать риск длительной дисквалификации за систематическую неоплату счетов за потребленную электроэнергию, ситуация с неплатежами на розничном рынке будет ухудшаться и дальше. Также нельзя недооценивать и эффективность финансовых инструментов, способствующих повышению платежной дисциплины: предоплата, банковская гарантия и др.

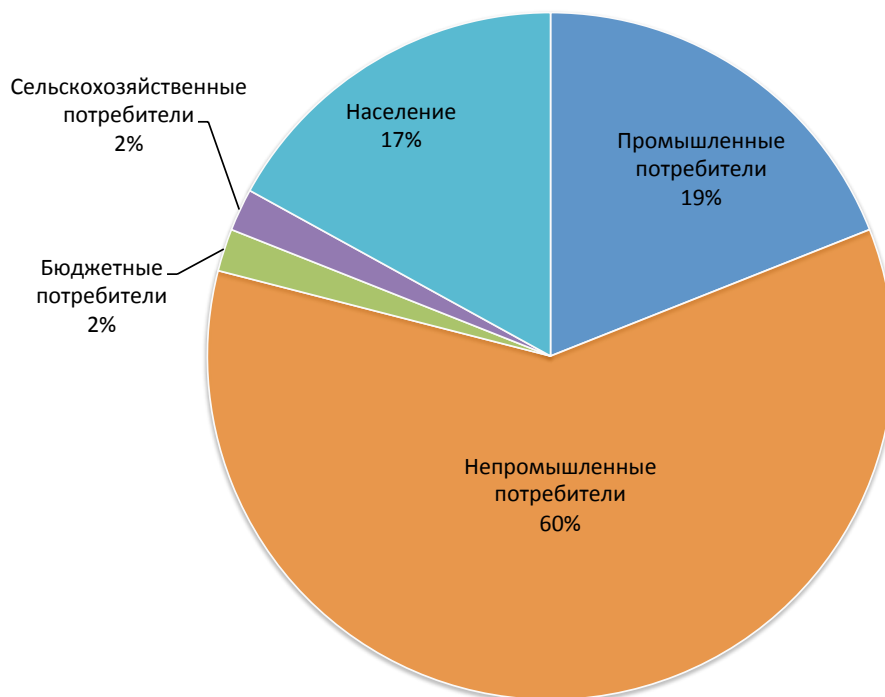


Рисунок 11 Структура задолженности на розничном рынке по группам потребителей

Источник: расчеты ИПЕМ по данным Совета рынка

Выводы

Результаты реформы российской электроэнергетики на сегодняшний день неутешительны: цены для конечных потребителей достигли неоправданно высокого уровня. Потребители, имеющие возможность построить собственную генерацию, все чаще прибегают к этому средству снижения издержек на электроэнергию, хотя общеизвестно, что единая энергосистема, как правило, производит электроэнергию с наименьшей себестоимостью за счет эффекта масштаба и соответствующего снижения себестоимости. Ключевые проблемы

российской электроэнергетики были заложены в ходе реформирования отрасли, они носят системный характер и для их решения необходим системный же, комплексный подход.

Системная проблема реформы электроэнергетики – ее неверное целеполагание. *Целью реформы должно являться полное удовлетворение спроса с учетом минимизации издержек потребителей на электроэнергию.* Привлечение частных инвесторов, модели рынка и их конкретные параметры – лишь возможные инструменты решения этой цели. Любое предложение по реформированию должно обосновываться именно тем, как оно способствует достижению цели минимизации издержек на электроэнергию для потребителя, а не мировым опытом, особенно без анализа его применимости в российских условиях, или чьими-то экономико-мировоззренческими идеалами.

Системная проблема *электросетевого комплекса*, препятствующая росту его эффективности, а значит и снижению темпов роста тарифов, – его *непрозрачность*. Непрозрачность, начинающаяся на этапе формирования инвестиционных программ, показателей необходимой валовой выручки (НВВ), продолжающаяся в региональном тарифном котле со всеми действующими механизмами перекрестного субсидирования, и достигающая пика при утверждении тарифов на местном уровне.

Решение этой проблемы находится в нескольких плоскостях:

- необходима большая подотчетность тарифных органов на местах федеральным структурам;
- необходимы действенный общественный и экспертный надзор за указанными процессами;
- необходимо создание четких и действенных механизмов ответственности всех участников, как самих электросетевых компаний, так и потребителей и местных властей;
- необходимо законодательное закрепление понятия «перекрестное субсидирования» и формализация всех его механизмов, реципиентов и расчет соответствующих объемов «перекрестки».

Только при выполнении всех вышеуказанных условий можно начать реальное решение проблемы перекрестного субсидирования там, где «перекрестка» не исполняет функций государственного регулирования и является лишь атавизмом системы тарифного регулирования переходного этапа.

Помимо вышеуказанных системных мер необходимо продолжать начатый процесс по типологизации стоимости инвестпроектов в сетевом комплексе и расчету тарифов с учетом обоснованности инвестиций и загрузки объектов. Также критически важным является наведение порядка на уровне регионального регулирования и формирования котловых тарифов: экспертиза «котла» и исключение из него сетей монопотребителей, секвестр необоснованно используемых льгот на технологическое присоединение и др.

Необходимо отметить, что многие актуальные проблемы электросетевого комплекса достаточно четко сформулированы в недавно представленной Стратегии его развития, поэтому на данном этапе необходимо лишь, чтобы ее реализации шла намеченным путем.

Системной проблемой *генерирующего сектора* спустя все годы реформы продолжает оставаться отсутствие механизмов, стимулирующих предпринимательскую инициативу и конкуренцию за потребителя, способствующих снижению издержек, а с ними и цен.

Очевидно, что ДПМ препятствует решению этой задачи – он создавался для решения других задач, к тому же, исходя из ложных представлений о перспективном спросе на электроэнергию и мощность. Использование нерыночного механизма ДПМ вкупе с ошибками прогнозирования привели к перерезервированию мощностей в энергосистеме, который приводит одновременно к переплате со стороны потребителей и к недополучению возможной прибыли со стороны генераторов. Предлагаемая в качестве основной альтернативы *модель двусторонних договоров* – конечно не лишена недостатков, ключевой из них, по мнению многих, то что прямой выигрыш от ее введения получают только крупные потребители. Но при сохранении механизма ДПМ положение малых и средних потребителей вряд ли окажется лучшим, чем в условиях новой модели. К сожалению иных, реальных способов переломить ситуацию на рынке в пользу потребителей на сегодня нет: продление

действия ДПМ будет означать лишь усиление позиций определенной части генераторов, за счет всей остальной экономики, и, в первую очередь промышленности, в особенности за счет таких ключевых для нее отраслей как, например, металлургия или химическая. Безусловно, новой модели еще предстоит пройти горнило как экспертных, так и общественных обсуждений, многочисленных согласований в министерствах и ведомствах. Очевидно одно: без модернизации рынка в пользу потребителей, у рынка нет будущего – не будет потребителей. Уже сегодня предприниматели задумываются о переносе производственных мощностей за рубеж. Дальнейший рост цен в электроэнергетике лишь заставит перейти промышленников от таких замыслов к их воплощению. Кто же тогда будет покупать электроэнергию если в России не станет промышленности? Кто выиграет от этого?

Системная проблема *сбытового сектора* – та же, что и в генерации, отсутствие реальных стимулов к конкуренции за потребителя. Тем не менее, проблема, которая может стать системной проблемой №1 в секторе, – платежная дисциплина. И это уже признано на самом высоком уровне. Решение у нее только одно – ужесточение ответственности и ее неотвратимость. Неприкасаемых быть не должно: да, не платит за электроэнергию конкретный «неотключаемый» водоканал, но у этого предприятия есть конкретное руководство, и именно оно должно нести персональную ответственность за действия подконтрольного ему предприятия, возможно в виде дисквалификации с запретом занимать руководящие должности в течение нескольких лет, а на «неотключаемых» предприятиях – пожизненно.

И, наконец, системная проблема *государственного подхода к регулированию инфраструктурных отраслей* – сохраняющееся на государственном уровне слабое внимание к тому факту, что чем более либерализованной и сложной становится система отношений в экономике, тем сильнее она нуждается в эффективном государственном регулировании. В настоящий момент сохраняется возможность использования пробелов в системе госрегулирования для получения необоснованных прибылей в электроэнергетике. Необходимо обратиться к мировому опыту и разработать критерии допустимой рентабельности для всей цепочки поставщиков электроэнергии и методы дальнейшего регулирования неадминистративными методами.

Все эти проблемы решаемы, но при условии полноценной вовлеченности в их решение государства. Именно рост качества и эффективности государственного регулирования в естественно-монопольных отраслях в целом, и в электроэнергетике в частности, является необходимым условием их дальнейшего успешного развития в интересах всей российской экономики.