

ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭКОНОМИКИ

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Гибадуллин А.А.

аспирант Финансового университета при Правительстве Российской Федерации (Россия),
111524, г. Москва, ул. Мастерская д. 17/1 к.1 к. 77, 11117899@mail.ru

УДК 621.31
ББК 65.305.142

В статье анализируется электроэнергетика до и после реформенного периода. Автором рассчитывается себестоимость электрической энергии, вырабатываемую на разных типах электростанций, делается вывод о существенном завышении тарифа на электрическую энергию для потребителей. В конце статьи делается вывод, что одним из механизмов понижения тарифа на электрическую энергию может стать развитие малой генерации.

Ключевые слова: электроэнергетика, реформа, производство, тариф, себестоимость, малая генерация.

Gibadullin A.A.

ANALYSIS OF THE MODERN ELECTRIC POWER STRUCTURE

The article analyzes the electric power before and after the period of the reform. The author calculated the cost of electrical energy generated by various types of power plants, the conclusion of a significant overestimate of the tariff for electricity for consumers. The article concludes that one of the mechanisms for lowering the tariff for electric energy may be the development of small generation.

Key words: power, reform, production, rate, cost, small generation.

Электроэнергетика – одна из составляющих частей экономики, в которой реализуется процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Электроэнергетика влияет на все сектора экономики, обеспечивая их электроснабжением.

Единая электроэнергетическая система России – это система объединенных электрических объектов (электрических станций, электрических и тепловых сетей, линий электропередач, трансформаторных подстанций, распределительных устройств), связанных единым процессом производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в целях удовлетворения потребностей потребителей. Современная электроэнергетика России состоит из тепловых электростанций (мощностью 149,2 млн. кВт), гидравлических электростанций (мощностью 42,3 млн. кВт) и атомных электростанций (мощностью 22,4 млн. кВт), связанные высоковольтными линиями

электропередач (ЛЭП) общей протяженностью более 2,5 млн. км [1].

Российская электроэнергетика до 1992 года имела вертикально-интегрированную двухуровневую структуру управления: Министерство энергетики и электрификации, производственные объединения энергетики [2, с. 33].

В 1992 году был подписан Указ Президента РФ, регламентирующий управление электроэнергетикой в Российской Федерации в условиях приватизации, который установил порядок и особенности акционирования в электроэнергетике [3]:

1. Образовалось Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России») в уставной капитал вошло:

- Имущество магистральных линий электропередач напряжением 220 кВ и выше с подстанциями и общесистемными средствами режимной и противоаварийной автоматики;

- Имущество гидравлических электрических станций мощностью 300 МВт и выше, ГРЭС мощностью 1000 МВт и выше;

- Имущество центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС, семь объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) энергетических зон страны, производственное объединение (ПО) «Дальние электропередачи»;

- Региональные акционерные общества электроэнергетики и предприятия электроэнергетики, в которых Российская Федерация имеет не менее 49% акций.

2. В уставной капитал РАО «ЕЭС России» вносятся акции 70 региональных АО-энерго, 332 строительно-монтажных организаций отрасли, 75 научно-исследовательских и отраслевых проектно-изыскательских институтов, а также специальные учебные заведения отрасли.

3. ЦДУ, ОДУ энергозон, ПО «Дальние электропередачи», проектные и научно-исследовательские институты, учебные заведения отрасли преобразуются в акционерные общества без их приватизации. Это сохраняло за государством контроль над управлением и стратегией развития отрасли.

4. 295 магистральных линий электропередач напряжением 220 кВ и выше с подстанциями по 7 энергозонам страны.

5. 51 тепловая и гидравлическая электростанция по 7 энергозонам ЕЭС, а также энергетические объекты диспетчерского управления отрасли. Эти электростанции составляют основу ФОРЭМ (федеральный оптовый рынок электроэнергии (мощностей)) [4].

В период 1992 – 2008 годы электроэнергетика оставалась монополизированной отраслью экономики страны (рисунок 1).

Технологической основой работы являлась электрическая сеть РАО «ЕЭС России» и сети снабжающих организаций. Количество субъектов ФОРЭМ не ограничивалось, любая организация, которая соблюдала все правила, могла стать субъектом ФОРЭМ. В то время поставщиками электроэнергии и мощности на ФОРЭМ являлись 16 ТЭС, 9 ГЭС, 8 АЭС и 7 энергоизбыточных АО-энерго. Покупали электроэнергию с ФОРЭМ 59 АО-энерго, и пять потребителей – субъекты рынка. В пределах единого рыночного пространства осуществлялись поставки электрической энергии от производителей до потребителей при организованном руководстве РАО «ЕЭС России» и диспетчерского управления ЦДУ ЕЭС России.

Продажа электрической энергии (мощностей) каждым субъектом ФОРЭМ, осуществлялось только в границах балансовой принадлежности электрической

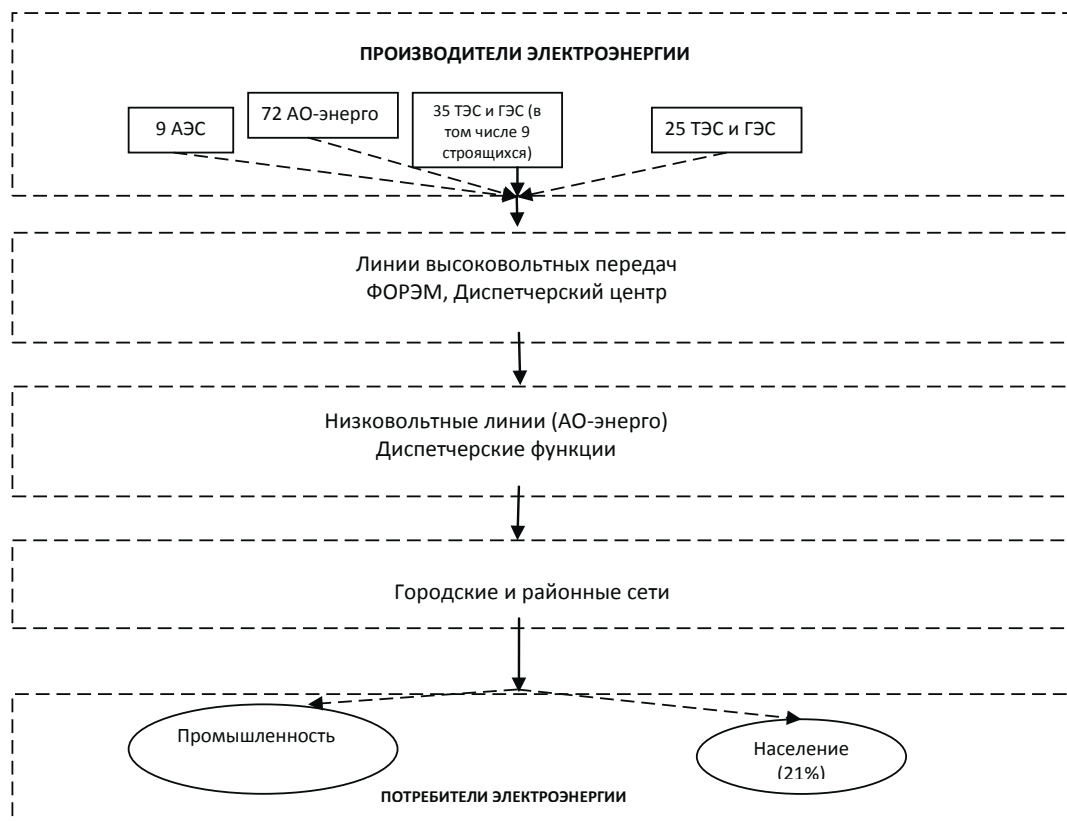


Рисунок 1. Структура электроэнергетики с 1992 по 2008 год

сети продавца по тарифам, установленным Федеральной службой по тарифам (ФСТ России).

На рынке ФОРЭМ складывалась такая ситуация, что электроэнергия распределялась на собственную территорию и фактически электростанция, производящая эту энергию, не могла выйти на рынок (рисунок 2) [5].

В представленных выше рисунках мы видим, что в стране существовало вертикально-интегрированное управление Единой энергетической системой [4].

Вертикально-интегрированная схема имела ряд особенностей:

1. Возможность оптимизации генерирующих мощностей;
2. Монополия на электроснабжение;
3. Государственное регулирование тарифов;
4. Снижение инвестиционных рисков для энергокомпаний;
5. Развитие элементов технологической цепи осуществлялось по единому плану;
6. Возможность концентрации финансовых ресурсов.

В 2000 году была задумана реформа в отрасли электроэнергетики, результатом которой являлось: низкая эффективность государственного регулирования отрасли, производства и потребления электрической энергии, снижение управляемости и эффективности функционирования, дефицит инвестиционных ресурсов, снижение надежности электроснабжения, кризисное состояние научно-технического развития, ухудшение показателей устойчивости, отсутствие эффективной системы корпоративного управления.

В качестве основы реформирования электроэнергетики была принята программа ее реструктуриза-

ции, с разделением всех видов деятельности на монопольные (передача электрической энергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентные (генерация, сбыт, ремонтное обслуживание, непрофильные виды деятельности).

Цель реформы отрасли электроэнергетики заключалась в образовании конкуренции, снижении тарифов на электроэнергию, в повышении энергетической безопасности страны, надежности энергоснабжения потребителей и эффективности работы отрасли, обеспечении инвестиционной привлекательности электроэнергетики и соблюдении экологических требований.

Предполагалось создание полноценного конкурентного оптового рынка электроэнергии, формирование розничных рынков электрической энергии, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей и обеспечивающих понижение тарифов на электроэнергию.

Передача электроэнергии по магистральным (системообразующим) и распределительным сетям, как монопольная деятельность, регулируется государством, а всем участникам рынка обеспечивается равный доступ к услугам естественных монополий (рисунок 3).

В ходе реформы электроэнергетики выделили компании специализированные на определенных видах деятельности:

Производство электроэнергии (генерация) – коммерческая деятельность хозяйствующего субъекта, занимающегося производством и продажей электрической энергии (мощности), компания направляет на оптовый или розничный рынок электроэнергию для дальнейшей продажи (покупки).

Передача электрической энергии (мощности) – оказание сетевыми организациями – субъектам опто-

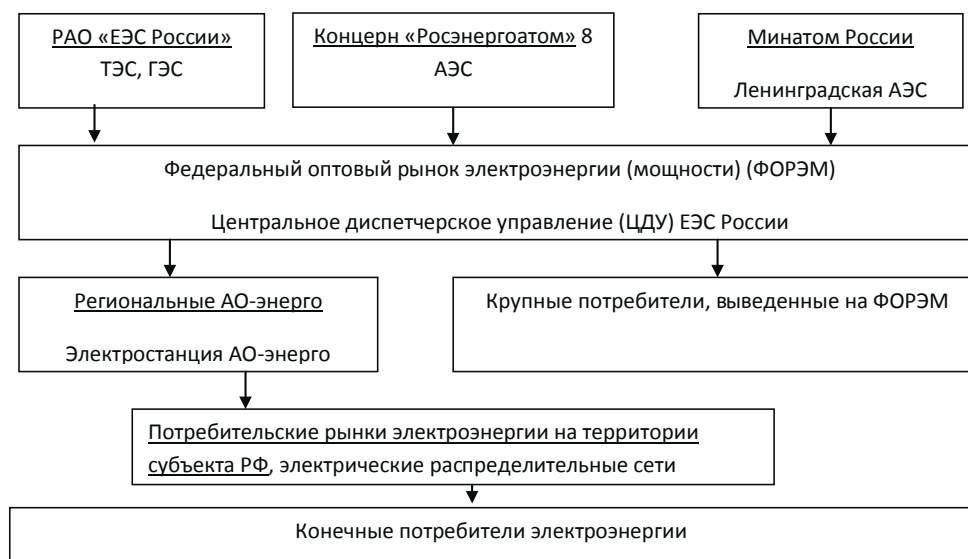


Рисунок 2. Структура рынка электроэнергии до 2008 года

вого рынка услуги по передаче электроэнергии (мощности) по магистральным линиям электропередач.

Распределение электрической энергии (мощности) – оказание коммерческими организациями – субъектам оптового и розничного рынка услуг по поставке электрической энергии (мощности) по сетям.

Сбыт электрической энергии (мощности) – продажа электрической энергии потребителям на основе договоров энергоснабжения, получающих электрическую энергию от генерирующих или сбытовых компаний.

Отношения на конкурентном оптовом рынке складывается на основе свободного коммерческого взаимодействия, но по установленным правилам.

Магистральные сети в результате перешли к образованной Федеральной сетевой компании, распределительные сети – под контроль Межрегиональной распределительной сетевой компании (МРСК), Системному оператору переданы активы региональных диспетчерских управлений.

Оптово и территориально генерирующие компании находятся в собственности частных лиц, а гидроэлектростанции объединены в компанию РусГидро, которая находится под контролем государства, эксплуатация и обслуживание АЭС доверены ОАО «Концерн Росэнергоатом», подразделению Госкорпорации «Ро-

сатом». ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве электрической энергии, в ТГК входят электростанции производящие как тепловую, так и электрическую энергию.

Для минимизации монопольных злоупотреблений все электростанции ОГК находятся в разных регионах страны. В процессе реформирования генерирующие компании (ОГК) стали крупнейшими участниками оптового рынка. Состав ОГК подобран следующим образом: по мощности, годовому доходу, по степени изношенности основных фондов и количеству потребляемых ресурсов.

Территориальные генерирующие компании (ТГК) объединяют электростанции нескольких соседних регионов, не вошедшие в ОГК – в основном теплоэлектроцентрали, производящие как электроэнергию, так и теплоэнергию. Данные генерирующие компании продают электрическую и тепловую энергию в своих регионах.

Все продавцы и покупатели электрической энергии, соблюдающие установленные правила и производящие электрическую энергию или являющиеся посредниками между производителями и покупателями, обеспечены правом выхода на оптовый рынок электроэнергии.

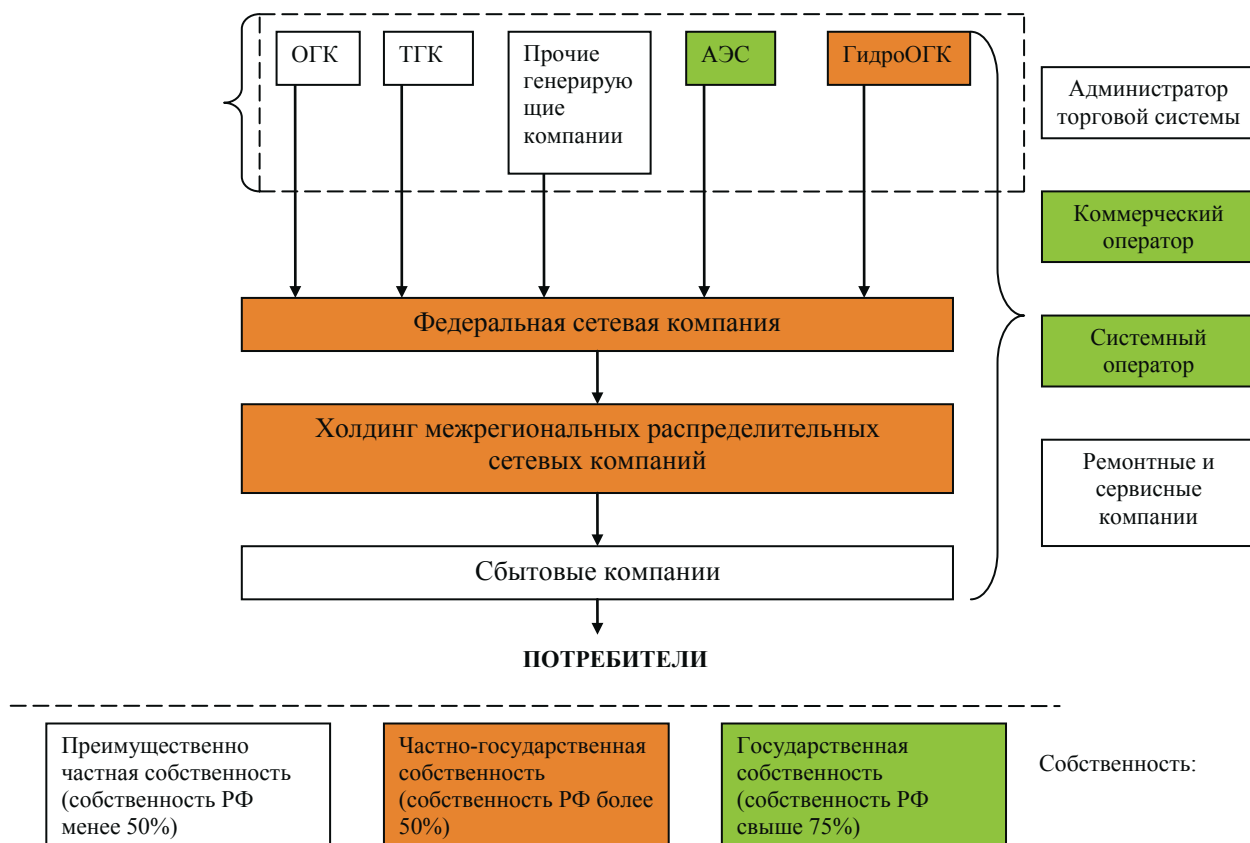


Рисунок 3. Рынок электроэнергетики России после завершения реформирования 2008 года

После реформирования акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) переданы в ведение региональных сетевых компаний, которым присвоен статус гарантирующих поставщиков. Они обязаны заключать договора на электроснабжение с любыми потребителями, находящиеся в их зоне. Гарантирующие поставщики до 2011 года осуществляли поставку электроэнергии на основе регулируемых тарифов, однако с 1 января 2011 года электрическая энергия в полном объеме поставляется по свободным (нерегулируемым) ценам, но это не касается населения, которое по-прежнему получает электрическую энергию по регулируемым тарифам.

Сбытовой деятельностью может заниматься коммерческая организация, удовлетворяющая установленным требованиям. Независимые сбытовые организации поставляют электрическую энергию потребителям по договорным ценам. Покупать электрическую энергию у независимой электросбытовой организации имеют права потребители, удовлетворяющие требованиям минимальному объему потребления электроэнергии и оснащенные приборами контроля и учета электрической энергии.

Магистральные линии электропередач являются основой энергетической системы России. С целью сохранения и укреплению технологического единства магистральные линии электропередач переданы Федеральной сетевой компании, которая обеспечивает:

- взаимодействие на оптовом рынке электрической энергии производителей и потребителей;
- подключение регионов к единой электрической сети;
- равный выход на оптовый рынок электрической энергии продавцов и покупателей.
- Федеральная сетевая компания является государственной компанией и услуги по передаче и распределению электрической энергии являются регулируемыми.

Прогнозирование производства и потребления электрической энергии обеспечивает Системный оператор и всем участникам рынка предоставляет услуги по управлению режимами работы энергетической системы. Деятельность системного оператора контролируется государством, и оплата услуг за его деятельность утверждается уполномоченным государственным органом. Задачами системного оператора является управление режимами работы Единой энергетической системы России, также может обеспечить баланс производства и потребления электроэнергии, контроля бесперебойности электроснабжения и качества электроэнергии.

Администратор торговой системы (АТС) осуществляет деятельность по организации торговли на

оптовом рынке электроэнергии (мощности), связанную с заключением и исполнением договоров на поставку электроэнергии [6].

На сегодняшний день в руках частных компаний находятся: сбыт, администрирование торговой системы и ремонтные (сервисные) организации. Из правоустанавливающих документов можно сделать вывод, что администратор торговой системы и сбытовые компании не производят и не передают электроэнергию. Администратор торговой системы отвечает за юридические составляющие при продаже электрической энергии, а сбытовые компании являются посредниками между производителями и потребителями электрической энергии. Остальные сферы деятельности в электроэнергетике, такие как: распределение и передача электрической энергии, атомные и изолированные электростанции, находятся в руках государства, однако каждый посредник между производителями и потребителями электрической энергии имеет свою составляющую в тарифе на электрическую энергию.

С 1 января 2011 г. электрическая энергия в полном объеме поставляется по свободным (нерегулируемым) ценам, то есть, рынок электроэнергии либерализован, но это не касается населения, которое по-прежнему получает её по регулируемым тарифам.

После реформирования отрасли цена электроэнергии устанавливается по наибольшему тарифу, который указывает последний отбираемый на оптовом рынке поставщик. В результате реформы предполагалось, что цены начнут снижаться из-за конкуренции в отрасли. На сегодняшний день продолжается рост цен на электроэнергию, что приведет к монополизации рынка.

Рассчитаем себестоимость электроэнергии для каждого вида электростанций – ТЭС, ГЭС и АЭС. Количество электроэнергии $\mathcal{E}^{отп}$, отпускаемой отдельной электростанцией на рынок, и объем электроэнергии $\mathcal{E}^{пол}$, получаемой потребителями с рынка, устанавливается в соответствии с балансом по субъектам рынка [7].

Возьмем средние показатели по каждой электростанции:

- ТЭС установленной мощностью 200МВт работает в полупиковом режиме с использованием установленной мощности в течение 4740 часов в год;
- ГЭС установленной мощностью 800 МВт работает в пиковой части графика нагрузки с использованием установленной мощности в течение 3570 часов в год;
- АЭС установленной мощностью 1000 МВт работает в базовой части графика электрической нагрузки с использованием установленной мощности в течение 6920 часов в год.

Годовой отпуск электроэнергии на рынок определяется путем умножения установленной мощности

Таблица 1

Технико-экономические показатели работы электростанций,
отпускающих электроэнергию на рынок за 2011 год [7]

Показатель	ТЭС	ГЭС	АЭС
1. Технические показатели:			
- установленная мощность $P_{уст}$, МВт	200	800	1000
- число часов работы t , тысяч часов в год	4,74	3,57	6,92
- расходы электроэнергии на собственные нужды СН, %	5	2	6
2. Показатели для расчета себестоимости производства электроэнергии:			
- удельный расход условного топлива v , г/(кВт*ч)	340	-	-
- цена угля Π , руб./т	1500	-	-
- затраты на ядерное топливо, млн. руб.	-	-	1600
- амортизация основных фондов $Z_{ам}$, %	3,5	0,5	3,5
- стоимость основных производственных фондов C , млрд. руб.	3	24	15
- затраты на производственные услуги $Z_{п.у.}$, млн. руб.	41	4,2	210
- затраты на вспомогательные материалы $Z_{в.м.}$, млн. руб.	68	6,4	420
- прочие затраты $Z_{пр.}$, млн. руб.	21	3,8	580
Ставки налогов, %			
- на добавленную стоимость	18	18	18
- на прибыль	20	20	20
- прочие	12	12	12
Платежи в государственные внебюджетные фонды, % от фонда оплаты труда			
- ПФР	26	26	26
- ФСС	2,9	2,9	2,9
- ФФОМС	2,1	2,1	2,1
- ТФОМС	3,0	3,0	3,0

электростанции и годового числа часов работы за вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции.

Рассчитаем себестоимость электроэнергии, вырабатываемую на электрической станции.

Затраты на топливо оцениваются по выражению:

$$Z_{т.оп.} = v \cdot \Pi \cdot \mathcal{E}^{от.п.} \quad (1)$$

где v – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт*ч);

Π – цена топлива, руб./т.

Годовое количество электроэнергии, отпускаемой электростанцией на рынок:

$$\mathcal{E}^{омн} = P \cdot t \cdot (1 - CH) \quad (2)$$

где $\mathcal{E}^{омн}$ – годовое количество электроэнергии, отпускаемой на рынок, млн. кВт*ч;

P – установленная мощность электростанции, МВт;

t – число часов работы в год, тысяч часов;

Топливные затраты на отпуск электроэнергии электростанцией на рынок:

$$Z_{мон} = v \cdot \Pi \cdot \mathcal{E}^{омн} \quad (3)$$

Амортизационные отчисления электростанции оцениваются в размере 3,5% от стоимости основных производственных фондов:

$$Z_{амр} = Z^{AM} \cdot C \quad (4)$$

где $Z_{амр}$ – амортизация основных фондов, %;

C – стоимость основных производственных фондов, млрд. руб.

Годовой фонд оплаты труда $Z_{от.т.}$ определяется, исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда и установленной мощности электростанции:

$$Z_{от.т.} = H \cdot P_{уст} \cdot Z_{от.т.} \cdot M \quad (5)$$

где H – нормативная численность персонала на 1 МВт установленной мощности, человек;

$P_{уст}$ – установленная мощность электростанции, МВт;

$Z_{от.т.}$ – среднемесячная оплата труда, тыс. руб.;

M – количество проработанных месяцев в году, месяц.

Платежи в пенсионный фонд, фонды социального страхования и занятости рассчитываются:

$$Z_{ПФР} = \Pi_{ПФР} \cdot Z_{от.т.} \quad (6)$$

где $\Pi_{ПФР}$ – платежи в ПФР, %;

$Z_{от.т.}$ – годовой фонд оплаты труда, тыс. руб.;

$$Z_{ФСС} = \Pi_{ФСС} \cdot Z_{от.т.} \quad (7)$$

где $P_{\text{ФСС}}$ – платежи в ФСС, %.

$$Z_{\text{ФФОМС}} = P_{\text{ФФОМС}} \cdot Z_{\text{о.т.}} \quad (8)$$

где $P_{\text{ФФОМС}}$ – платежи в ФФОМС, %.

$$Z_{\text{ТФОМС}} = P_{\text{ТФОМС}} \cdot Z_{\text{о.т.}} \quad (9)$$

где $P_{\text{ТФОМС}}$ – платежи в ТФОМС, %.

$$Z_{\text{ПЛАТ}} = Z_{\text{ПФР}} + Z_{\text{ФСС}} + Z_{\text{ФФОМС}} + Z_{\text{ТФОМС}} \quad (10)$$

Затраты на технологические нужды, представим в виде формулы:

$$Z_{\text{тех.н.}} = Z_{\text{в.м.}} + Z_{\text{п.у.}} + Z_{\text{пр.}} \quad (11)$$

где $Z_{\text{тех.н.}}$ – затраты на технологические нужды, млн. руб.;

$Z_{\text{в.м.}}$ – затраты на вспомогательные нужды, млн. руб.;

$Z_{\text{п.у.}}$ – затраты на производственные нужды, млн. руб.;

$Z_{\text{пр.}}$ – прочие затраты, млн. руб.

Себестоимость электроэнергии, производимой на электростанции в год:

$$СЕБ = Z_{\text{топ.}} + Z_{\text{ПЛАТ}} + Z_{\text{амр.}} + Z_{\text{тех.н.}} + Z_{\text{о.т.}} \quad (12)$$

Себестоимость электроэнергии за 1 МВт*ч, отпускаемой электростанцией на рынок, составляет:

$$T_{\text{ТЭС}}^{\text{омн}} = \frac{СЕБ}{\mathcal{E}^{\text{омн}}} \quad (13)$$

Рассчитаем себестоимость электроэнергии, вырабатываемую на тепловой электрической станции. Годовое количество электроэнергии, отпускаемой ТЭС на рынок:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{омн}} = 200 \cdot 4,74 \cdot (1 - 0,05) = 900 \cdot 10^6 \text{ кВт*ч} \quad (14)$$

Топливные затраты на отпуск электроэнергии ТЭС на рынок:

$$Z_{\text{топ.}} = 340 \cdot 1500 \cdot 900 = 459 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (15)$$

Амортизационные отчисления ТЭС оцениваются в размере 3,5% от стоимости основных производственных фондов:

$$Z_{\text{амр.}} = 0,035 \cdot 3000 \cdot 10^6 = 105 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (16)$$

Годовой фонд оплаты труда $Z_{\text{о.т.}}$ определяется, исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала, в размере 1,6 человек на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда в размере 18 тысяч рублей в месяц и установленной мощности ТЭС:

$$Z_{\text{о.т.}} = 1,6 \cdot 200 \cdot 18 \cdot 12 = 69,1 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (17)$$

Платежи в пенсионный фонд, фонды социального страхования и занятости составляют:

$$Z_{\text{ПФР}} = 0,26 \cdot 69,1 \cdot 10^6 = 17,9 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (18)$$

$$Z_{\text{ФСС}} = 0,029 \cdot 69,1 \cdot 10^6 = 2 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (19)$$

$$Z_{\text{ФФОМС}} = 0,021 \cdot 69,1 \cdot 10^6 = 1,4 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (20)$$

$$Z_{\text{ТФОМС}} = 0,03 \cdot 69,1 \cdot 10^6 = 2 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (21)$$

$$Z_{\text{ПЛАТ}} = 17,9 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6 + 1,4 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6 = 23,3 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (22)$$

Затраты на технологические нужды составляют:

$$Z_{\text{тех.н.}} = 68 \cdot 10^6 + 41 \cdot 10^6 + 21 \cdot 10^6 = 130 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (23)$$

Себестоимость электроэнергии, производимой на ТЭС в год:

$$СЕБ_{\text{ТЭС}} = 459 \cdot 10^6 + 23,3 \cdot 10^6 + 105 \cdot 10^6 + 130 \cdot 10^6 + 69 \cdot 10^6 = 768,5 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (24)$$

Себестоимость электроэнергии за 1 МВт*ч, отпускаемой ТЭС на рынок, составляет:

$$T_{\text{ТЭС}}^{\text{омн}} = \frac{768,5 \cdot 10^6}{900 \cdot 10^3} = 853,3 \text{ руб.}/(\text{МВт*ч}) \quad (25)$$

По аналогии рассчитаем себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС. Годовое количество электроэнергии, отпускаемой ГЭС на рынок:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{омн}} = 800 \cdot 3,57 \cdot (1 - 0,02) = 2800 \cdot 10^6 \text{ кВт*ч} \quad (26)$$

Амортизационные отчисления ГЭС оцениваются в размере 3,5% от стоимости основных производственных фондов:

$$Z_{\text{амр.}} = 0,005 \cdot 24000 \cdot 10^6 = 120 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (27)$$

Годовой фонд оплаты труда $Z_{\text{о.т.}}$ определяется, исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала, в размере 0,3 человек на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда в размере 18 тысяч рублей в месяц и установленной мощности ГЭС:

$$Z_{\text{о.т.}} = 0,3 \cdot 800 \cdot 18 \cdot 12 = 51,8 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (28)$$

Суммарные платежи в пенсионный фонд, фонды социального страхования и занятости составляют:

$$Z_{\text{ПЛАТ}} = (0,26 + 0,029 + 0,021 + 0,03) \cdot 51,8 \cdot 10^6 = 17,6 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (29)$$

Затраты на технологические нужды составляют:

$$Z_{\text{тех.н.}} = 3 \cdot 10^6 + 42 \cdot 10^6 + 3,8 \cdot 10^6 = 48,8 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (30)$$

Себестоимость электроэнергии, производимой на ГЭС в год:

$$СЕБ_{\text{ГЭС}} = 120 \cdot 10^6 + 51,8 \cdot 10^6 + 17,6 \cdot 10^6 + 48,8 \cdot 10^6 = 238 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (31)$$

Себестоимость электроэнергии за 1 МВт*ч, отпускаемой ГЭС на рынок, составляет:

$$T_{ГЭС}^{omn} = \frac{238 \cdot 10^6}{2800 \cdot 10^3} = 85 \text{ руб./}(МВт*ч) \quad (32)$$

По аналогии рассчитаем себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС. Годовое количество электроэнергии, отпускаемой АЭС на рынок:

$$\mathcal{E}_{АЭС}^{omn} = 1000 \cdot 692 \cdot (1 - 0,06) = 6500 \cdot 10^6 \text{ кВт*ч} \quad (33)$$

Амортизационные отчисления АЭС оцениваются в размере 3,5% от стоимости основных производственных фондов:

$$\mathcal{Z}_{амр} = 0,035 \cdot 15000 \cdot 10^6 = 525 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (34)$$

Годовой фонд оплаты труда $\mathcal{Z}_{от.}$ определяется, исходя из нормативной численности промышленно-производственного персонала, в размере 1 человек на 1 МВт, среднемесячной оплаты труда в размере 22 тысяч рублей в месяц и установленной мощности АЭС:

$$\mathcal{Z}_{от.} = 1 \cdot 1000 \cdot 22 \cdot 12 = 264 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (35)$$

Суммарные платежи в пенсионный фонд, фонды социального страхования и занятости составляют:

$$\mathcal{Z}_{ПЛАТ} = (0,26 + 0,029 + 0,021 + 0,03) \cdot 264 \cdot 10^6 = 89,8 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (36)$$

Затраты на вспомогательные материалы, производственные и прочие затраты устанавливаются в размере:

$$\mathcal{Z}_{тех.н.} = 210 \cdot 10^6 + 420 \cdot 10^6 + 580 \cdot 10^6 = 1210 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (37)$$

Себестоимость электроэнергии, производимой на АЭС:

$$СЕБ_{АЭС} = 1600 \cdot 10^6 + 264 \cdot 10^6 + 89,8 \cdot 10^6 + 525 \cdot 10^6 + 1210 \cdot 10^6 = 3688,8 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (38)$$

Себестоимость электроэнергии за 1 МВт*ч, отпускаемой АЭС на рынок, составляет:

$$T_{АЭС}^{omn} = \frac{3688,8 \cdot 10^6}{6500 \cdot 10^3} = 567 \text{ руб./}(МВт*ч) \quad (39)$$

Тариф за электроэнергию складывается из следующих составляющих: сумма оптовой цены электроэнергии, услуги передачи по магистральным сетям, услуги транспортировки электроэнергии по распределительным сетям, услуги поставщиков оптового рынка электрической энергии и мощности, услуги энергосбытовых компаний за передачу электроэнергии.

Таким образом, на сегодняшний день, тариф на электрическую энергию постоянно растет, и для некоторых групп потребителей достигает от 3-х до 5-ти рублей за кВт*ч. Повышение тарифа на электроэнергию, зависит от цены на электроэнергию на розничном рынке, а также от сетевой и сбытовой составляющей (рисунок 4,5).

Существенное повышение тарифа на электрическую энергию поднимает вопрос о необходимости поиска путей снижения тарифа для потребителей электрической энергии. Одним из направлений может стать строительство малой генерации. За счет строительства малой электростанции потребитель выигрывает от дальнейшей переплаты за электроэнергию сетевым и энергосбытовым компаниям, а также обеспечивает надежное и бесперебойное снабжение электрической энергией производство.

В последнее время в России появляются все новые потребители электрической энергии – это промышленные предприятия, предприятия малого и среднего бизнеса. Однако, для того, что бы присоединиться к электрической сети, необходимо заключить

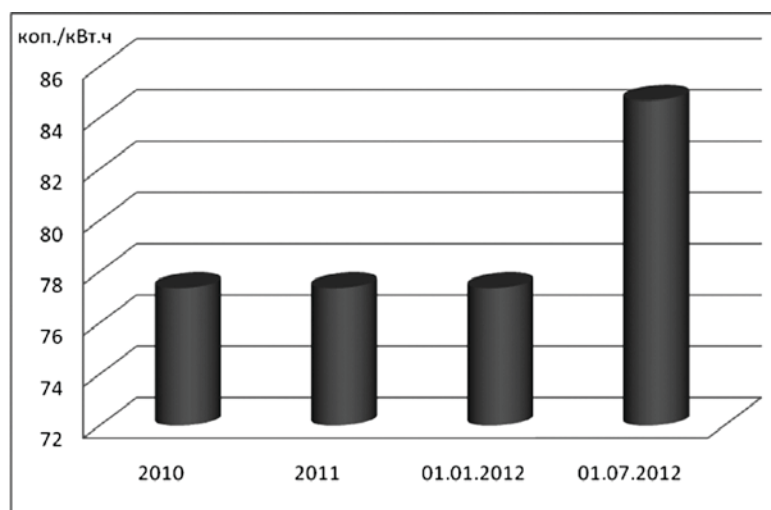


Рисунок 4. Тариф на передачу электрической энергии по Республики Татарстан, коп./кВт.ч

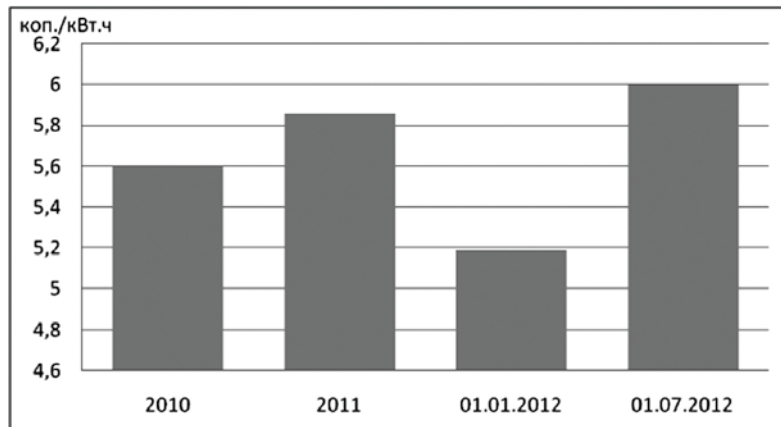


Рисунок 5. Сбытовая надбавка по Республики Татарстан, коп./кВт.ч

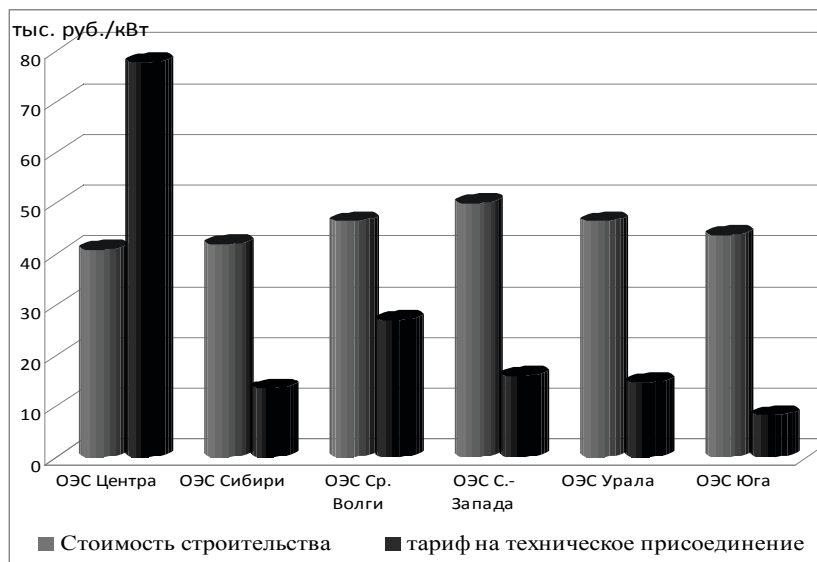


Рисунок 6. Тариф на техническое присоединение к сети и стоимость строительство малой генерации, тыс.руб./кВт.ч

договор на техническое присоединение. Тариф на техническое присоединение за последнее время существенно вырос (Рисунок 6).

Данные рисунка позволяют говорить, что техническое присоединение к сети и строительство новой генерации в Центральной части России различается примерно в два раза. 35% потребителей электрической энергии находятся в Центральной части России.

Определим себестоимость электроэнергии для малой электростанции мощностью 20 МВт, которая работает в базовой части графика нагрузки с использованием установленной мощности в течение 4740 часов в год. Стоимость основного оборудования возьмем из расчета 35 тыс. руб. кВт.

Годовой отпуск электроэнергии определяется путем умножения установленной мощности электростанции и годового числа часов работы за вычетом

расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции:

$$\mathcal{E}^{omn} = P \cdot t \cdot (1 - CH) = 20 \cdot 4,74 / (1 - 0,05) = 99,8 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (40)$$

Расход газа на производство 1 кВт*ч электроэнергии составит 0,3 куб.м., для 99,8 млн. кВт*ч потребуется 30 млн. куб. м. газа.

Затраты на газ оцениваются по выражению:

$$Z_{топ} = v \cdot \Pi = 30 \cdot 10^6 \cdot 4,5 = 135 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (41)$$

где v – удельный расход газа на отпуск электроэнергии; Π – цена топлива.

Амортизационные отчисления оцениваются в 5% от основных производственных фондов:

$$Z_{AMP} = 0,05 \cdot 700 \cdot 10^6 = 35 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (42)$$

Таблица 2

Конечные цены на электрическую энергию по Республики Татарстан
за 12 месяцев 2011 года (руб./МВт.ч)

	ВН (110кВ и выше)	СН-I (35кВ)	СН-II (20-1кВ)	НН (0,4кВ и ниже)
Средняя цена за электроэнергию	1833,83	2028,27	3140,91	4361,72
Отклонение от 2010 года (%)	9	8	3	-4

Таблица 3

Технико-экономические показатели малой электростанции

Показатель	
1. Технические показатели:	
– установленная мощность $P_{\text{уст}}$, МВт	20
– число часов работы t , тысяч часов в год	4,74
– расходы электроэнергии на собственные нужды СН, %	5
2. Показатели для расчета себестоимости производства электроэнергии. Переменные затраты:	
– удельный расход газа на 1 кВт (куб.м.)	0,3
– цена газа C , руб./куб.м.	4,5
Постоянные затраты:	
– амортизация основных фондов $Z^{\text{ам}}$, %	5
– стоимость основных производственных фондов, млн. руб.	700
– затраты на производственные услуги, $Z_{\text{п.у.}}$, млн. руб.	7
– затраты на вспомогательные материалы $Z_{\text{в.м.}}$, млн. руб.	5
– прочие затраты $Z_{\text{пр.}}$, млн. руб.	8

Затраты на производство 99,8 млн. кВт*ч электроэнергии составят:

$$Z_{\text{ТОП}} + Z_{\text{АМР}} + Z_{\text{П.У.}} + Z_{\text{В.М.}} + Z_{\text{ПР}} =$$

$$= 135 \cdot 10^6 + 35 \cdot 10^6 +$$

$$+ 7 \cdot 10^6 + 5 \cdot 10^6 + 8 \cdot 10^6 = 190 \cdot 10^6 \quad (43)$$

Себестоимость электроэнергии за 1 кВт*ч составляет:

$$T^{\text{омн}} = \frac{CEB}{\mathcal{E}^{\text{омн}}} = \frac{190 \cdot 10^6}{99,8 \cdot 10^6} = 1,9 \text{ руб./кВт*ч} \quad (44)$$

Из этого следует, что себестоимость электроэнергии произведенной на малой электростанции составляет 1,9 рублей/(кВт*ч) при использовании в качестве сырья – газ.

Зарубежные энергетические компании предлагают строительство малых электростанций из расчета 35 тысяч рублей/(кВт*ч), строительство электростанции установленной мощности 20 МВт обойдется примерно в 700 млн. рублей.

Покупка электрической энергии из сети в количестве 100 млн. кВт*ч, предприятием, на сегодняшний день обойдется примерно от 300 до 500 млн. рублей. Из этого можно сделать вывод, что строительство

малой электростанции перспективно и окупаемость составит не более 5 лет.

Литература:

1. Максимов Б.К., Молодюк В.В. Расчет экономической эффективности работы электростанций на рынке электроэнергии. М.: Издательство МЭИ, 2002. 121 с.
2. Фомина В.Н. Экономика энергетики. М.: ГУУ, 2005.
3. Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации: Указ Президента Российской Федерации от 15.02.1992 года [электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс».
4. Кузовкин И.А. Реформирование электроэнергетики и энергетической безопасности. М.: ОАО «Институт микроэкономики», 2006. 359 с.;
5. Бахтеева Н.З. Рыночные основы функционирования отрасли (на примере электроэнергетики). Казань; 2006.-364 с.;
6. О реформировании электроэнергетики Российской Федерации: Постановление Правительства

РФ от 11 июля 2001 года № 523 [электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс».

7. Российский статистический ежегодник 2007-2011, Стат. Сборник. М.: Госкомстат, 2012.

References:

1. Maksimov B.K., Molodyuk V.V. Cost-efficiency analysis of electric power stations in the electric power market. М.: MEI Publishing 2002. 121 p.

2. Fomin V.N. Energy saving. М.: SUM, 2005.

3. On managing the electric power complex of the Russian Federation in privatization: the RF Presidential

Decree of 15.02.1992 [e-resource]. Access from ref.-legal system «Consultant-Plus».

4. Kuzovkin I.A. Reforming the electric power sector and energy security. М.: «Institute of Microeconomics» OJSC, 2006. 359 p.

5. Bakhteeva N.Z. Market foundations of industry functioning (exemplified by electric power industry). Kazan, 2006.-364 p.

6. On reforming the Russian Federation electric power industry: the RF Government Resolution of 11 July 2001 N 523 [e-resource]. Access from ref.-legal system «ConsultantPlus».

7. Russian Statistics Yearbook 2007-2011, Stat. Book. М.: Goskomstat, 2012.