

УДК 336.645.1

Е.В. Романенко, М.О. Какаулина, И.Н. Михальченко

ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ИНВЕСТИЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ РФ

В статье рассмотрены методы формирования тарифов в электроэнергетике, проведен сравнительный анализ методов «Затраты плюс» и RAB-регулирования, выявлены основные проблемы инвестирования в электросетевые компании РФ на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Ключевые слова: инвестиции, инвестиционное обеспечение, электросетевые компании, метод RAB-регулирования, метод «Затраты плюс», проблемы инвестирования, капитальные вложения.

FEATURES AND PROBLEMS OF INVESTMENT SUPPORT OF ELECTRIC GRID COMPANIES OF THE RUSSIAN FEDERATION

In the paper methods of tariff formation in electric power industry are considered, comparative analysis of methods «Costs plus» and RAB-regulation is carried out, main problems of investing in the electric grid company of the Russian Federation are revealed on the example of the branch of JSC «DRSK» «Amur electrical networks»

Key words: investments, investment support, electric grid companies, RAB-regulation method, method «Costs plus», investment problems, capital investments.

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики, играющей значительную роль в формировании бюджета Российской Федерации. Она обеспечивает электросетевую инфраструктуру практически для всех отраслей, и ее опережающее развитие может стать фундаментом для экономического роста страны. Вместе с тем электроэнергетика России уже длительное время остается одной из самых «проблемных» отраслей.

С 90-х гг. прошлого столетия электроэнергетическая отрасль страны работает в условиях государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию. Главным регулирующим органом в настоящее время является Федеральная антимонопольная служба (ФАС). Необходимая валовая выручка (НВВ) сетевых организаций определяется с использованием одного из следующих методов: экономически обоснованных расходов (затрат); индексации тарифов; сравнения аналогов; доходности инвестированного капитала; долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

До 2009 г. в России при формировании тарифов в электроэнергетике применялся только один из этих методов – метод экономически обоснованных затрат – так называемый метод «Затраты плюс». При такой системе ценообразования тарифы для распределительных сетевых компаний уста-

навливаются ежегодно, исходя из текущих затрат, которые региональные регулирующие органы включают в состав НВВ организации для осуществления ее деятельности в следующем году. Основными составляющими НВВ при данном методе являются операционные затраты и в незначительной степени – капитальные вложения, при этом объем выручки ограничивается предельным ростом тарифов для конечных потребителей, предварительно заданным регулирующим органом.

Следует отметить, что система ценообразования «Затраты плюс» характеризуется рядом существенных недостатков, которые в свое время оказали значительное влияние на сложившуюся ситуацию с уровнем износа основных фондов большинства электросетевых компаний, который, по некоторым оценкам, достигает порядка 60%. Причиной послужила острая нехватка инвестиций в отрасль.

Потребность в инвестициях до 2020 г. составляет 147 млрд. долларов, но государство не может вложить такие средства в развитие энергетики. А потому в целях реализации принципа реформирования отрасли приказом Федеральной службы по тарифам от 01 сентября 2010 г. № 221-э/8 были утверждены «Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала». Метод доходности инвестированного капитала, основанный на возврате осуществленных капиталовложений, был разработан для того, чтобы запустить процесс инвестирования в распределительный сетевой комплекс без кратного роста тарифов для потребителей. В виде пилотных проектов методика внедрялась в 2008 г., а в 2010 г. началось ее широкомасштабное использование по всей стране. В настоящее время уже можно говорить о первых результатах и проблемах практической реализации.

Целью нашего исследования является выявление особенностей и проблем инвестиционного обеспечения электросетевых компаний России.

В ходе исследования нами были поставлены и решены следующие задачи:

- 1) дать характеристику методам формирования тарифов в электроэнергетике;
- 2) провести сравнительный анализ методов формирования тарифов;
- 3) исследовать результаты применения RAB-регулирования на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»;
- 4) рассмотреть состав и структуру основных производственных фондов филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в зависимости от срока эксплуатации;
- 5) выявить основные проблемы инвестирования в электросетевые компании РФ.

История системы регулирования тарифов на основе возврата вложенных средств (RAB – Regulatory Asset Base) началась в Великобритании в начале 1990-х гг. Система была разработана в процессе приватизации электросетевого комплекса и либерализации рынка электроэнергии. Тогда государство выделило 14 сопоставимых по размерам распределительных сетевых компаний и предложило им ввести данную систему. RAB-регулирование оказалось очень эффективным: энергокомпании существенно сократили свои издержки при одновременном увеличении инвестиций в отрасль. На сегодняшний день система RAB считается в мире образцом тарифного регулирования, в первую очередь для распределительных электрических сетей, водоснабжения и связи.

Данная система, направленная на привлечение инвестиций в строительство и модернизацию сетевой инфраструктуры, предполагает долгосрочное тарифное регулирование. Тариф при RAB-регулировании в отличие от схемы «Затраты плюс» устанавливается не на один год, а на период 3-5 лет. И это принципиальная разница, обеспечивающая стабильность и прогнозируемость ситуации для инвесторов, снижающая их риски, а следовательно, и стоимость капитала для распределительных сетевых организаций.

В рамках реализации региональных инвестиционных программ сетевыми компаниями могут быть использованы как собственные, так и заемные средства.

Основой для расчета тарифа по методике RAB является инвестированный капитал, который состоит из двух частей: первоначальная база капитала – стоимость активов сетевой компании на момент введения RAB; новый капитал – стоимость инвестиционной программы, осуществляемой собственником.

НВВ должна быть такой, чтобы акционерам и инвесторам постепенно (в срок до 35 лет) вернулся весь инвестированный капитал (новый и первоначальный). Кроме того, на инвестированный капитал начисляется доход, средства на выплату которого также закладываются в необходимую валовую выручку.

Основными составляющими НВВ являются:

возврат инвестированного капитала (амортизация нового и первоначального капитала), что позволит инвесторам в срок до 35 лет вернуть весь инвестированный капитал;

начисление дохода на инвестированный капитал, средства на выплату которого закладываются в необходимую валовую выручку;

операционные расходы на содержание сетей, компенсацию технологических потерь и другие затраты.

Все эти составляющие метода доходности инвестированного капитала показаны на рис. 1.

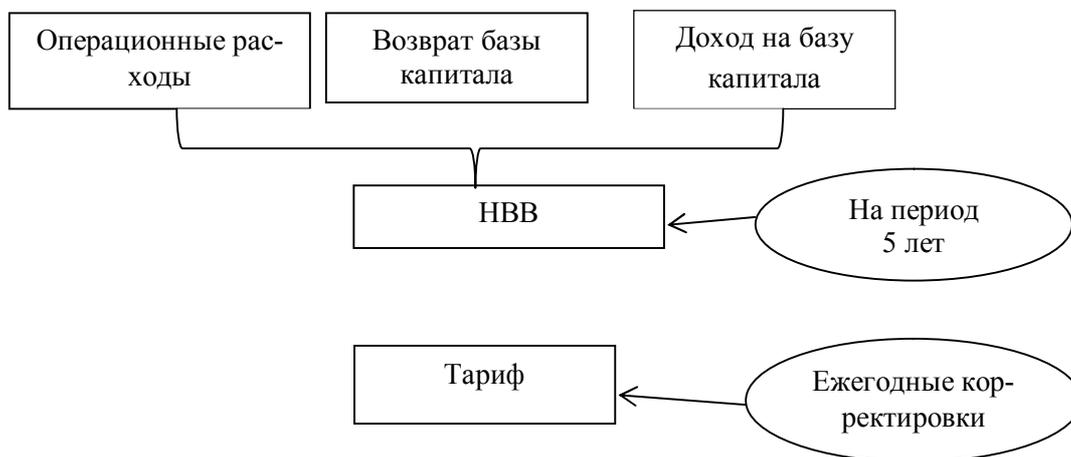


Рис. 1. Составляющие метода доходности инвестированного капитала.

Принципиальное отличие рассматриваемых систем тарифного регулирования заключается также в объемах привлекаемых инвестиций. По схеме «Затраты плюс» компания, получив прибыль на инвестированный капитал и затраты на амортизацию, именно ее инвестирует в течение года в свое развитие. При RAB-регулировании для формирования инвестиций можно использовать весь доход на инвестированный капитал и ту часть возврата инвестиционного капитала, которая покрывает амортизацию. При этом деньги, полученные в виде тарифа, не направляются напрямую на инвестиции, а идут на обслуживание заемных средств. Таким образом, кредитные деньги дают возможность осуществить мероприятия по обновлению оборудования, что в свою очередь снижает издержки и увеличивает доход.

Следует отметить, что RAB-регулирование не только позволяет предприятиям привлекать капитал в требуемом объеме и возвращать его не одномоментно, а в течение длительного периода, но и (что очень важно) стимулирует эффективность расходов сетевых организаций. Компания в течение 1-3 лет снижает свои издержки, но продолжает работать по утвержденному тарифу. Сэкономленные средства остаются в ее распоряжении и выступают в качестве прибыли. Это стимулирует компанию снижать операционные расходы.

Существенным фактором функционирования модели RAB- регулирования является то, что ее долгосрочные параметры подлежат ежегодной корректировке. Тариф может ежегодно индексироваться с учетом макроэкономических показателей (упрощенно говоря, исходя из уровня инфляции). Кроме того, корректировка НВВ производится с учетом ряда факторов, среди которых – исполнение обобщенных показателей надежности и качества оказываемых услуг. Тот факт, что исполнение показателей надежности и качества теперь напрямую влияет на величину НВВ регулируемой организации, несомненно, оказывает стимулирующее действие на обеспечение сетевой организацией заданного уровня электроснабжения. Таким образом, мы наблюдаем весьма интересный процесс: надежность электроснабжения и качество доставленной потребителю электроэнергии переходят из категорий сугубо технических в категории технико-экономические.

Сравнительные показатели эффективности применения методов регулирования тарифов «Затраты плюс» и RAB приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сравнение методов регулирования тарифов «Затраты плюс» и RAB

Показатели	Методы регулирования тарифов	
	«Затраты плюс»	RAB
Источник финансирования инвестиционных программ	Тариф	Тариф
Период регулирования	1 год	5 лет (3 года)
Корректировки на объективные отклонения	Нет	Ежегодные
Регулирование операционных расходов	Экономически обоснованные расходы	На основе методов сравнения аналогов
Стимулы снижения операционных расходов	Экономия за 2 года (при согласовании с регулятором)	Экономия за 5 лет остается в компании
Объемы инвестиций	Амортизация плюс прибыль текущего года	Возврат капитала (в расчете на 35 лет) + доход на капитал
Регулирование надежности и качества обслуживания потребителей	Нет	Инвестиционные программы и НВВ привязаны к уровням надежности
Инвестиционная привлекательность	Отсутствует	Повышается

Таким образом, общим для обоих методов является то, что источник финансирования инвестиционных программ – тариф на передачу электроэнергии. Однако внедрение системы тарифообразования на принципах RAB обладает рядом преимуществ:

сетевые организации получают возможность изыскивать значительный объем средств на капиталовложения;

появляются стимулы к снижению затрат, повышению надежности и качества энергоснабжения;

обеспечивается возвратность акционерного и заемного капитала на уровне рыночной доходности в отраслях с аналогичным уровнем рисков;

устанавливаются долгосрочные тарифы с ежегодной индексацией в зависимости от величины инфляции и с учетом других объективных причин, что способствует прозрачности и прогнозируемости денежных потоков компаний.

Рассмотрим предварительные результаты применения RAB-регулирования на примере крупнейшего на территории Амурской области электросетевого предприятия. Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» перешел на тарифообразование методом RAB в 2011 г. В 2012 г. произошло перерегулирование. Таким образом, первый долгосрочный период тарифного регулирования продлился до 2017 г. В результате предприятию удалось существенно увеличить объемы инвестиционной программы. В табл. 2 представлены объемы инвестиционной программы в период 2008 – 2016 гг., а также темпы их прироста по отношению к 2008 г.

Таблица 2

Объемы инвестиционной программы за 2008 – 2016 гг.

Год	Освоение капитальных вложений в тек. ценах без НДС, тыс.руб.	Темп прироста к 2008 г., %	Финансирование капитальных вложений в тек. ценах с НДС, тыс.руб.	Темп прироста к 2008 г., %
2008	132 998,59	-	168 991,61	-
2009	344 378,92	158,93	268 348,14	58,79
2010	495 644,39	272,67	538 366,10	218,58
2011	1 000 720,56	652,43	1 094 155,81	547,46
2012	667 796,30	402,11	812 140,30	380,58
2013	590 553,54	344,03	555 036,24	228,44
2014	666 818,73	401,37	854 360,59	405,56
2015	850 778,29	539,69	1 009 349,38	497,28
2016	1 475 955,85	1009,75	1 725 067,26	920,80

Тарифы на электроэнергию для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и городских населенных пунктах, в домах, оборудованных стационарными электронными плитами, темпы их прироста по отношению к 2008 г. представлены в табл. 3.

Таблица 3

Тарифы на электроэнергию для населения в 2008-2016 гг.

Год	Тариф руб/кВт.ч	Темп прироста к 2008 г., %
2008	1,13	-
2009	1,421	25,75
2010	1,576	39,47
2011	1,736	53,63
2012	1,841	62,92
2013	2,156	90,80
2014	2,142	89,56
2015	2,359	108,76
2016	2,38	110,62

На рис. 2 показано, как изменялись тарифы для населения за период с 2009 г. по 2016 г. по отношению к 2008 г. по сравнению с изменением объемов инвестиционной программы (ИПР) сетевого предприятия.

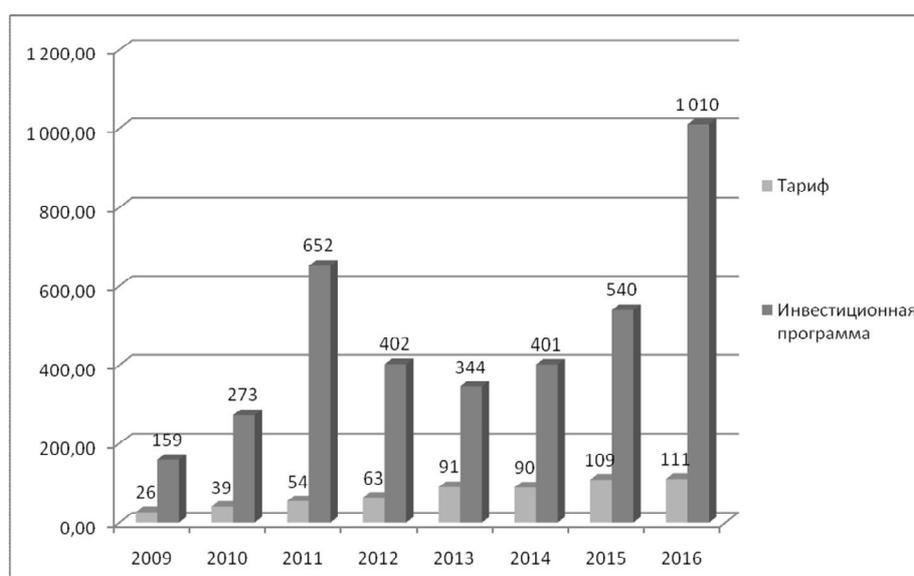


Рис. 2. Темпы прироста объемов ИПР филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в сопоставлении с темпами прироста тарифов по категории «Население» за период с 2009 г. по 2016 г. по отношению к 2008 г.

Диаграмма наглядно демонстрирует, как в отечественной энергетике реализуется механизм регулирования тарифов на основе возврата вложенных средств: на фоне проводимой государством политики тарифного сдерживания происходит увеличение объемов инвестиций в основные фонды сетевых компаний. Однако следует отметить, что до сих пор не реализована одна из составляющих этого механизма – привлечение притока частных инвестиций. Базовое соотношение между стоимостью строительства в пересчете на кВт мощностей и капитализацией компаний не позволяет в полной мере говорить об инвестиционной привлекательности. К тому же энергетика как объект инвестирования обладает существенной спецификой из-за необходимости выполнения ею социальных и инфраструктурных функций. В связи с этим целью инвестиционных проектов в сфере энергетики не может быть исключительно максимизация прибыли, отсюда доступ инвесторов к участию в таких проектах, как правило, ограничен, что также ведет к снижению привлекательности энергетических компаний как объектов инвестирования.

В результате, несмотря на определенный рост объемов инвестирования, кардинального изменения ситуации по состоянию основного парка оборудования и сетей у электросетевых компаний не происходит. Так, несмотря на явную тенденцию роста объемов инвестиционной программы, начиная с 2011 г., по состоянию на 01 января 2017 г. износ электросетевого хозяйства филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» составил 62,9%, в том числе по линиям электропередачи – 59,2%, по подстанциям – 66,6%. Значительная часть находящегося в эксплуатации оборудования имеет срок службы, превышающий нормативный более чем в два раза (табл. 4).

Таблица 4

Основные производственные фонды филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» по срокам эксплуатации по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование линий	Класс напряжения кВ	Протяженность всего		Срок службы					
				до 25 лет		25-40 лет		более 40 лет	
				км	%	км	%	км	%
ВЛ и КЛ всего	0,4-110	23266,8	100	5712,7	24,6	10760	46,2	6794,1	29,2
В том числе:									
ВЛ всего	0,4-110	22798,7	100	5616,9	24,6	10539,8	46,2	6642	29,1
КЛ всего	0,4-110	468,1	100	95,8	20,5	220,2	47	152,1	32,5
ВЛ и КЛ всего	0,4-10	18431	100	4954,6	26,9	8810,9	47,8	4665,5	25,3
В том числе:									
ВЛ всего	0,4-10	17969	100	4864,9	27,1	8590,7	47,8	4513,4	25,1
В том числе:									
	0,4	8942,5	100	2395,3	26,8	4019,8	45	2527,5	28,3
	6	392,2	100	138	35,2	140,8	35,9	113,5	28,9
	10	8634,3	100	2331,7	27	4430,2	51,3	1872,5	21,7
КЛ всего	0,4-10	4620	100	89,70	19,4	220,2	47,7	152,1	32,9
В том числе:									
	0,4	294,8	100	43,6	14,8	155,7	52,8	95,5	32,4
	6	9,0	100	7,8	86,7	1,2	13,3	0,0	0,0
	10	158,2	100	38,3	24,2	63,3	40,0	56,6	35,8
ВЛ и КЛ всего	35-110	4835,8	100	758,1	15,7	1949,1	40,3	2128,6	44,0
В том числе:									
ВЛ всего	35-110	4829,7	100	752,0	15,6	1949,1	40,4	2128,6	44,1
В том числе:									
	35	3418,1	100	491,1	14,4	1391,4	40,7	1535,6	44,9
	110	1411,6	100	260,9	18,5	557,7	39,5	593,0	42,0
КЛ всего	35-110	6,10	100	6,10	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
В том числе:									
	35	0,70	100	0,7	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0
	110	5,40	100	5,4	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0
ПС, ТП всего:	6-110	4562	100	1006,0	22,1	1577,0	34,6	1979,0	43,4
В том числе:									
	ТП 6-35/0,4	4356	100	975	22,38	1476,0	33,9	1905,0	43,7
	110	165	100	24	14,55	81,0	49,1	60,0	36,4
	35	41	100	7	17,07	20,0	48,8	14,0	34,1

На примере крупнейшего сетевого предприятия Амурской области мы наблюдаем очень непростую ситуацию, складывающуюся в российской энергетике. Несмотря на определенные капиталовложения в объекты энергетики, положение сетевых организаций на протяжении многих лет существенным образом не меняется: неудовлетворительное состояние электросетевого хозяйства в условиях ограничения финансовых ресурсов неизбежно приводит к низким показателям надежности и значительным потерям электроэнергии. Наряду с этим, в последнее время отмечается значительное усиление влияния на функционирование отрасли целого ряда внешних факторов: растущего энергопотребления в условиях ограниченности энергоресурсов, повышения требований к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, формирования государственной политики в сфере энергоэффективности, энергобезопасности, экологической безопасности и охраны окружающей среды, внедрения в электроэнергетику рыночных отношений. Продиктованные вызовами времени, новые требования к энергетике в нормативном виде закреплены в Стратегии ее развития на период до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. Основная проблема практической реализации стратегических целей заключается именно в том, что реальные возможности сетевых предприятий в сложившихся условиях оказываются несопоставимыми с масштабами поставленных задач. И здесь, на наш взгляд, очень важна роль государства в активизации инвестиционных процессов посредством правового, налогового механизмов, амортизационной политики, привлечения частного и иностранного капиталов, поскольку создание общего благоприятного инвестиционного климата как в стране, так и в регионах невозможно без обеспечения электросетевой инфраструктуры. Ее формирование должно стать частью целостной Концепции инвестиционной политики России, построенной исходя из ближайших и стратегических интересов страны.

-
1. Новиков, А.А. Повышение инвестиционной привлекательности электроэнергетической отрасли Российской Федерации // Экономика и управление народным хозяйством. – 2016. – № 10. – С. 29-34.
 2. Сидорович, В. Мировая энергетическая революция. Как возобновляемые источники энергии изменят наш мир. – М.: Альпина Паблишер, 2015. – 208 с.
 3. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: распоряжение Правительства РФ № 511-р от 03.04.2013 г. // Собрание законодательства РФ. – 2013. – № 14. – Ст. 1738.
 4. Баринов, В.А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. – М.: Изд-во ИНИП РАН, 2013. – 33 с.
 5. Малышев, Е.А., Кашурников, А.Н. Возможности привлечения инвестиций с использованием механизмов государственно-частного партнерства в электроэнергетику региона // Вестник Забайкальского гос. ун-та. – 2014. – № 6(109). – С. 121-129.
 6. Наумов, Э.Б., Лохманов, В.В. Как привлечь инвестиции в российскую электроэнергетику и обеспечить их эффективность // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. – № 3. URL: <http://www.endf.ru/45.php> (дата обращения: 5.09.2017 г.).