
УДК 338.984,338.314

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ АДАПТАЦИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ К ИНВЕСТИЦИОННЫМ ВЫЗОВАМ В КОНКУРЕНТНОЙ СРЕДЕ

© 2019 г. Ф. В. Веселов¹, *, А. И. Соляник¹, **

¹Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

*e-mail: erifedor@mail.ru

**e-mail: andsolyanik@yandex.ru

Поступила в редакцию 30.08.2018 г.

В статье обобщаются результаты работы генерирующих компаний, созданных в ходе реформы электроэнергетики России, в условиях становления конкурентного рынка и реализации масштабных инвестиционных программ. Проводится сравнительная оценка адаптивности оптовых и территориальных генерирующих компаний к меняющимся правилам рынка и инвестиционным вызовам. Исследованы траектории изменения финансового состояния и инвестиционного потенциала отдельных генерирующих компаний в координатах рентабельности и кредитной нагрузки.

Ключевые слова: электроэнергетика, генерирующие компании, оптовый рынок, инвестиции, выручка, рентабельность, кредитная нагрузка

DOI: 10.1134/S0002331019010126

ВВЕДЕНИЕ

Вот уже десятилетие сектор тепловой генерации работает в “новой реальности”, контуры которой были сформированы в ходе реформирования РАО “ЕЭС России”. Создание и приватизация оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК) сопровождалась их “встраиванием” в постоянно изменяющуюся систему коммерческих отношений на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) [1]. Одновременно с этим генерирующие компании столкнулись с мощным вызовом по исполнению инвестиционных обязательств в рамках договоров на поставку мощности (ДПМ). Испытание “реалиями рынка” заставило его субъектов формировать индивидуальные стратегии адаптации бизнеса к волатильным внешним условиям и вызовам, в том числе и через процедуры слияния и поглощения¹. Результаты этой адаптации в виде изменения ключевых финансово-экономических показателей и инвестиционного потенциала ОГК и ТГК представляется важным оценить именно сейчас, когда, с одной стороны, пройден пик инвестиционной нагрузки по механизму ДПМ, а с другой – все ближе по времени становится точка входа в новый инвестиционный цикл, связанный с масштабным обновлением (реконструкцией и заменой) до 80–90% мощностей действующих тепловых электростанций (ТЭС) [2]. Уже со следующей пятилетки (после 2020 года) объемы инвестиций в обновление и развитие ТЭС будут сопоставимы с капиталовложениями в период осуществления программы ДПМ (табл. 1) [3].

¹ Наиболее значимыми слияниями стали: объединение “ОГК-2” и “ОГК-6”, формирование на основе “ОГК-1” и “ОГК-3” единой компании “Интер РАО – Электрогенерация”, объединение нескольких ТГК в компанию “Т-плюс”. Далее в статье финансовые показатели приведены именно по этим объединенным субъектам рынка.

Таблица 1. Инвестиции в обновление и развитие ТЭС, млрд руб. в ценах 2013 г.

	2011–15	2016–20	2021–25	2026–30	2031–35
Всего	1190	464	1053	1061	1363
Модернизация ТЭС	–	208	697	520	634
Новые ТЭС	–	256	356	541	729

Источник: оценки ИНЭИ РАН.

Таблица 2. Структурные изменения выручки тепловой генерации за 2008–2016 гг.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Выручка всего, млрд руб.	805	893	1085	1205	1252	1355	1446	1505	1619
в т.ч.:									
– конкурентный сегмент ОРЭМ	135	272	481	627	654	687	713	688	706
– тарифный сегмент ОРЭМ	376	308	252	200	210	255	285	343	407
– тарифная оплата тепла	294	313	352	378	388	413	448	474	506
то же в %									
– конкурентный сегмент ОРЭМ	17	30	44	52	52	51	49	46	44
– тарифный сегмент ОРЭМ	47	34	23	17	17	19	20	23	25
– тарифная оплата тепла	37	35	32	31	31	30	31	31	31

Источник: оценки ИНЭИ РАН с учетом данных ОАО “АТС”, ОАО “СО ЕЭС”, НП “Совет рынка”.

1. АДАПТАЦИЯ К ИЗМЕНЕНИЮ РЫНОЧНОЙ СИТУАЦИИ: РОСТ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БИЗНЕСА ОГК И ТГК

При всей идеологической нацеленности реформы рынка на создание конкурентной среды, эта задача была решена лишь частично, с созданием спотового (рынок на сутки вперед, РСВ) и балансирующего рынков электроэнергии. Уже создание конкурентного рынка мощности (конкурентный отбор мощности, КОМ) столкнулось с ограничением предельной цены отбора со стороны регулятора. В целях реализации социальной политики государства были сохранены тарифные механизмы поставки электроэнергии и мощности населению и приравненным к нему потребителям. Тарифное регулирование сохраняется также для тепла, отпускаемого от электростанций.

Трудность сочетания созданной в стране “гибридной” системы механизмов тарифного и свободного ценообразования с инвестиционными мотивациями новых рыночных субъектов привела к необходимости специальных решений регулятора по механизмам поддержки инвестиций на условиях гарантированного (по сути – также тарифного) возврата инвестированного капитала – договоров на поставку мощности (ДПМ) для ТЭС, которые позже были распространены и на другие сектора электроэнергетики. В результате, тепловая энергетика по-прежнему в значительной мере работает в сфере прямого или косвенного (через ценовые ограничения) тарифного регулирования (табл. 2). Доля тарифного сегмента, высокая в 2008 году, снижалась по мере роста РСВ в структуре продаж электроэнергии и стала сокращаться в последние годы, главным образом за счет роста тарифной оплаты мощности, вводимой в рамках ДПМ.

Одной из проблем “смешанной” системы ценообразования для ТЭС является неравномерная динамика изменения цен на электроэнергию, мощность и тепло. По отчетным данным Совета рынка, за период 2011–2017 гг. спотовая цена электроэнергии выросла на 26%, причем ее рост в первой ценовой зоне составил 21%, а во второй – 51%. Нарастающий объем оплаты мощности привел к тому, что одноставочная оптовая цена электроэнергии (с учетом мощности) за этот период выросла на целых 66%. Цена тепла, отпускаемого от электростанций, увеличилась по данным Росстата, на 46%. При этом цена газа выросла на 46%, а угля – на 40% [4].

Изменились и объемные характеристики рынка: по данным Системного Оператора рост годовых объемов электропотребления в ЕЭС России в 2011–2017 гг. составил 4%,

Таблица 3. Изменение структуры выручки для разных типов генерирующих компаний

	Выручка в % к 2008		Структура выручки, %		
	2012	2016	2008	2012	2016
Выручка ТЭС всего	150	180	100	100	100
– электроэнергия	132	142	63	54	48
– мощность	298	451	10	20	25
– тепло	149	185	26	25	26
Выручка ОГК всего	148	180	100	100	100
– электроэнергия	132	144	82	72	64
– мощность	256	405	15	25	33
– тепло	153	201	3	3	3
Выручка ТГК всего	151	180	100	100	100
– электроэнергия	132	138	51	43	38
– мощность	357	516	7	17	20
– тепло	149	185	42	40	42

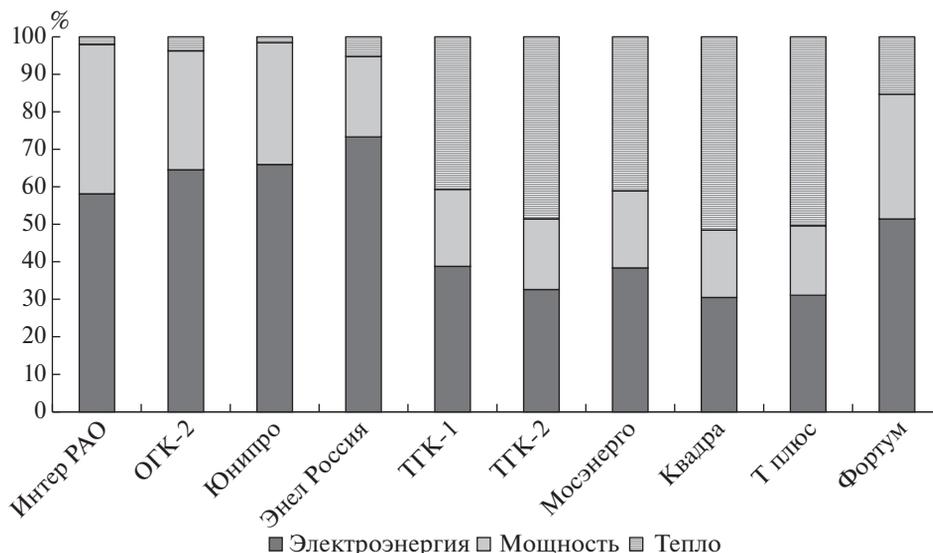
пиковая нагрузка (как основа формирования спроса на рынке мощности) увеличилась на 2.3%. Отпуск тепла от электростанций, напротив, снизился на 2.2%. Различная динамика роста объемов отдельных продуктовых сегментов и соответствующих цен были не единственными факторами, которые влияли на изменение выручки отдельных генерирующих компаний. Не менее важные последствия имела и реализация инвестиционных программ, позволившая, хотя и в разных масштабах, значительно увеличить объем выручки и во многих случаях повысить конкурентоспособность генерирующих мощностей ОГК и ТГК.

В целом по тепловой энергетике рост выручки преимущественно был связан с увеличением поступлений от продажи мощности (в основном за счет ДПМ), хотя доминирующим по объему сегментом оставалась продажа электрической энергии (табл. 3). Эти тенденции заметны не только для ОГК, но и для ТГК, где оплата мощности выросла в 4 раза, а ее доля в суммарной выручке увеличилась с 7 до 20%.

Следует обратить внимание также на довольно высокий (85%) прирост оплаты тепловой энергии ТЭЦ. Выручка от продажи тепла в 2008–2016 гг. росла значительно быстрее выручки от продажи электроэнергии, которая и у КЭС, и у ТЭЦ увеличилась примерно на 40–45%. Этот факт свидетельствует о постепенном пересмотре регулятором тарифной политики в теплоснабжении, которая уже долгое время препятствует обновлению теплогенерирующих и теплосетевых мощностей.

На уровне отдельных энергокомпаний проявляются неравномерности в структуре выручки (рис. 1). Среди ОГК наблюдается четкая корреляция между количеством ДПМ-проектов, реализуемых компаний, и величиной оплаты мощности. Наибольший удельный вес платежей за мощность (почти 40%) отмечается у “Интер РАО”, а наименьший – у “Энел Россия” (чуть более 20%). Похожая картина наблюдается и среди ТГК: наибольший объем выручки от реализации мощности имеет компания “Фортум”. Кроме того, в структуре выручки “Фортума” лишь 15% приходится на тепло, что сглаживает для компании последствия возможных необоснованных тарифных решений в этом сегменте. У прочих ТГК продажи тепла обеспечивают от 40 до 50% общей выручки, что делает их уязвимыми к рискам изменения регуляторной политики в теплоснабжении.

Различия в динамике роста совокупной выручки генерирующих компаний и их операционных (топливных и условно-постоянных) затрат сказывались на неравномерности показателей операционной рентабельности (табл. 4). В целом рентабельность работы тепловой энергетики устойчиво, хотя и медленно, росла. Если в 2008 году она составляла всего 9%, то к 2012 за счет либерализации цен РСВ выросла до 12%, а к 2016 – до 18%, в основном за счет денежного потока по ДПМ-проектам. При этом



Источник: данные бухгалтерской отчетности компаний

Рис. 1. Структура выручки отдельных ОГК и ТГК в 2016 г.

сохранился (хотя и сократился) разрыв в показателях рентабельности ОГК и ТГК: у первых она выросла с 14 до 22%, а у последних – с 4 до 15%.

Еще больше различия в рентабельности проявляются на уровне отдельных компаний. Среди ОГК мощный прирост в последние годы показали “Интер РАО” и “ОГК-2”, что связано с более поздним окончанием их корпоративных программ вводов мощности по ДПМ. “Юнипро” и “Энел”, наоборот, реализовали свои ДПМ-проекты еще в 2011–2012 годах, и с тех пор их рентабельность снижается. В отсутствие иных (кроме ДПМ) механизмов, обеспечивающих окупаемость вложений в развитие или модернизацию генерации, данные компании испытывают трудности с реинвестированием прибыли и не могут повысить свою операционную эффективность.

В сегменте ТГК дифференциация показателей еще более заметна. Прежде всего, обращает внимание стремительный рост рентабельности “Фортума”, опять же в силу больших объемов денежного потока по ДПМ-проектам. Заметно увеличилась рентабельность “ТГК-1”, “Мосэнерго” и “ТГК-2”. Компания “Т плюс”, созданная на базе четырех бывших ТГК, испытывала сложности с реализацией своей масштабной инвестпрограммы. Однако, во многом благодаря консолидации финансовых ресурсов в рамках единой компании, программа была завершена в 2015–2016 гг., что благоприятно отразилось на рентабельности. В наиболее сложной ситуации оказалась “Квадра”, неоднократно срывававшая плановые сроки ввода мощности по ДПМ-проектам и накопившая немало штрафов. Операционная рентабельность этой компании крайне волатильна и пока не демонстрирует роста. Тем не менее, уже в нынешнем году планируется запуск в эксплуатацию двух последних крупных ДПМ-проектов “Квадры”, что существенно улучшит ее показатели.

2. АДАПТАЦИЯ К ИНВЕСТИЦИОННЫМ ВЫЗОВАМ: МАСШТАБЫ ИНВЕСТИЦИОННОЙ И КРЕДИТНОЙ НАГРУЗКИ

Одним из наиболее серьезных недостатков программы ДПМ является административный принцип отбора проектов, не предполагавший состязательности между гене-

Таблица 4. Динамика операционной рентабельности генерирующих компаний, %

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<i>ТЭС всего</i>	9	12	12	12	12	13	13	14	18
<i>ОГК всего</i>	14	17	17	17	18	17	17	15	22
Интер РАО	13	14	10	10	11	11	12	16	29
ОГК-2	3	18	14	10	10	12	12	8	14
Юнипро	41	22	32	40	40	36	31	30	27
Энел	10	16	20	20	21	18	17	7	14
<i>ТГК всего</i>	4	8	8	7	6	8	10	13	15
ТГК-1	5	11	13	11	9	11	10	9	15
ТГК-2	-4	2	2	4	9	8	8	10	10
Мосэнерго	5	7	7	8	6	10	8	10	15
Квадра	14	19	12	12	4	10	7	14	5
Т плюс	6	12	6	3	3	4	6	9	14
Фортум	4	9	8	16	13	15	22	31	41

Источник: расчеты ИНЭИ РАН по данным бухгалтерской отчетности компаний.

рирующими компаниями. Следствием этого стало неравномерное распределение объемов ввода мощности по ДПМ между энергокомпаниями (рис. 2). Так, у компании «Фортум» объем новой мощности составил 50% суммарной установленной мощности на конец 2017 г. Компания «Энел», наоборот, оказалась «обделена» ДПМ-проектами (всего 2 блока, что составляет менее 10% мощностей компании). У прочих генерирующих компаний аналогичный показатель составляет порядка 20–25%.

При этом, как было отмечено выше, объем инвестиционных обязательств играет решающую роль в финансовом прогрессе компаний. Рентабельность производства компании «Фортум»,кратно выросшая за счет эффекта от большого удельного веса ДПМ-проектов, явно выделяется на общем фоне. Показатели остальных ТГК демонстрируют тенденцию к сближению, причем в последние годы наблюдается четкий восходящий тренд рентабельности. Исключение составляет компания «Квадра», проблемы которой связаны с задержками в реализации ряда проектов ДПМ.

Реализация основной массы инвестиционных обязательств, сопровождалась значительным улучшением операционных результатов генерирующих компаний и обеспечила снижение средней долговой нагрузки в тепловой генерации (табл. 5). В то же время, сегмент тепловой генерации крайне неоднороден с точки зрения операционной эффективности и закредитованности входящих в него компаний.

Средний уровень долговой нагрузки большинства ОГК даже на пике инвестиционной волны оставался достаточно низким. При этом если две из четырех компаний практически не привлекали внешнего финансирования, то другие две активно его использовали, и в отдельные годы показатель «долг/ЕБИТДА»² превышал 3.

Сегмент ТГК был гораздо более закредитованным на пике программы ДПМ: показатель «долг/ЕБИТДА» к 2012–2013 гг. достигал 4. Однако благодаря вводу новых высокоэффективных энергоблоков и выводу целого ряда старых неэффективных мощностей средняя кредитная нагрузка ТГК к 2016 г. снизилась до 2.4. Хотя кредитная нагрузка большинства ТГК (кроме «Квадры») снижается на протяжении последних лет, у ряда компаний она еще остается очень высокой. Характерный пример представляет компания «Т плюс» – крупнейшая частная генерирующая компания России. Из-за большой инвестиционной программы эта компания вынуждена была активно привлекать заемное финансирование, что привело к росту «долг/ЕБИТДА» до 6–6.5. Последующий эффект от реализации инвестпроектов позволил существенно увеличить де-

² Для расчета данного соотношения ЕБИТДА была очищена от влияния составляющих статьи «Прочие доходы/расходы», имеющих неденежную («бумажную») природу, а также разовых (нерегулярных) доходов/расходов.

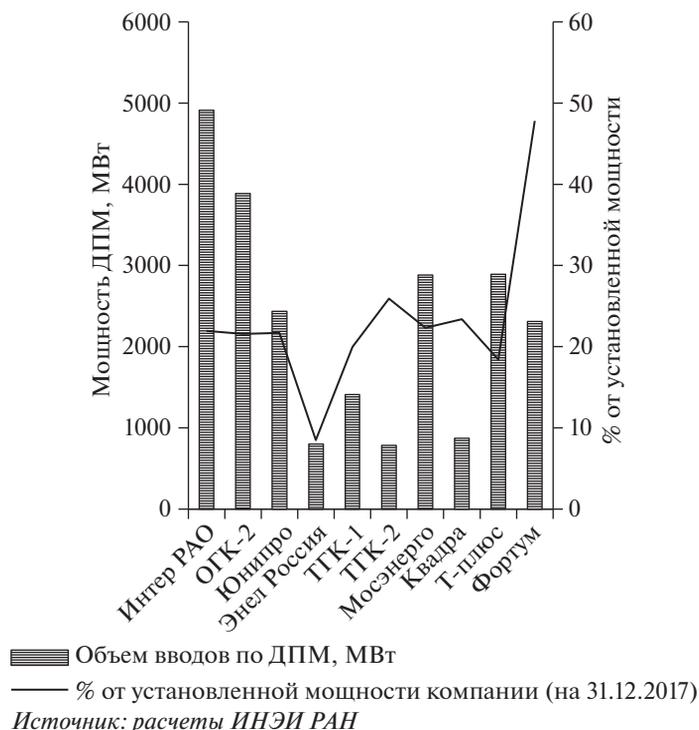


Рис. 2. Распределение вводов по ДПМ между ОГК и ТГК.

нежный поток по операционной деятельности, однако долговая нагрузка на конец 2016 г. остается высокой (около 4).

Еще более высокая долговая нагрузка приходится на компании “ТГК-2” и “Квадра”. Характерно, что именно эти компании испытывали наибольшие трудности с реализацией проектов ДПМ. В силу высокой долговой нагрузки, эти ТГК вынуждены тратить большую часть своей операционной (валовой) прибыли на выплату процентов по кредитам и займам (табл. 6). Так, у “Квадры” процентные платежи “съедают” почти 90% операционной прибыли, у “ТГК-2” – свыше 70%, у “Т плюс” – свыше 60%. Характерно, что компании с наиболее высокой долговой нагрузкой свыше 50% выручки генерируют от реализации тепла. Напротив, наиболее успешные компании сегмента (“ТГК-1”, “Мосэнерго”, “Фортум”) большую часть выручки получают от реализации электроэнергии и мощности. Кроме того, в регионах их работы платежеспособность потребителей ощутимо выше, что позволяет этим компаниям не накапливать дебиторскую задолженность.

Таким образом, несмотря на некоторое улучшение финансового состояния сегмента, отдельные компании продолжают испытывать трудности. Основной проблемой сегмента ТГК является высокий уровень долговой нагрузки целого ряда компаний, что делает их неготовыми к новой инвестиционной волне. Ситуация дополнительно осложняется низкими тарифами на тепло в ряде регионов России.

3. ТРАЕКТОРИИ БИЗНЕСА В “НОВОЙ РЕАЛЬНОСТИ”

Изменения финансового положения ОГК и ТГК за минувшее десятилетие можно отобразить в двухосевой системе координат “рентабельность/кредитная нагрузка”.

Таблица 5. Соотношение “долг/ЕБИТДА” по сегментам тепловой генерации и отдельным компаниям

	2008	2009	2020	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<i>ТЭС всего</i>	1.5	1.3	1.6	1.9	2.2	2.4	2.5	2.2	1.7
<i>ОГК всего</i>	0.7	1.1	1.4	1.1	0.8	0.9	1.1	1.4	0.8
Интер РАО	0.9	1.0	0.7	0.0	0.0	0.2	0.6	0.7	0.0
ОГК-2	2.5	1.3	1.3	3.7	2.1	2.5	3.4	6.3	2.6
Юнипро	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Энел	1.2	2.3	1.8	2.5	2.0	1.7	1.7	3.2	1.9
<i>ТГК всего</i>	2.5	1.5	2.2	3.4	4.1	3.6	3.6	2.7	2.4
ТГК-1	1.2	2.3	2.4	3.3	3.0	2.2	2.0	2.0	1.3
ТГК-2	-3.0	6.4	10.5	9.8	4.6	4.4	4.0	3.4	3.1
Мосэнерго	2.1	1.2	0.9	0.7	0.9	1.0	2.0	1.7	1.1
Квадра	1.9	0.4	0.7	1.1	6.0	4.9	8.4	5.0	7.7
Т плюс	2.0	1.7	3.0	5.2	6.1	6.2	6.3	4.9	3.9
Фортум	5.5	0.4	2.7	3.0	4.6	4.3	3.7	3.0	2.2

Источник: расчеты ИНЭИ РАН по данным бухгалтерской отчетности компаний.

Таблица 6. Соотношение операционной прибыли и процентных выплат ТГК в 2016 г.

	ТГК-1	ТГК-2	Мосэнерго	Квадра	Т-плюс	Фортум
Операционная прибыль, млрд руб.	9.5	3.2	24.7	2.2	26.2	17.5
Проценты по долгу, млрд руб.	2.0	2.3	3.0	2.0	16.5	6.1
То же в % от операционной прибыли	21%	72%	12%	89%	63%	35%

Источник: данные бухгалтерской отчетности компаний.

Такое представление не является единственно возможным (см., например, [5]), но в наибольшей степени подходит для целей настоящего анализа, позволяет связать показатели успешности операционной и инвестиционной деятельности, выделить лидеров и аутсайдеров среди компаний, оценить динамику их развития в постреформенном периоде и потенциал продолжения инвестиционной активности.

Среди ОГК наиболее уверенный рост показателей продемонстрировала “Интер РАО”, повысившая свою операционную рентабельность с 13 до 28% (рис. 3). Достаточно сильно улучшились и показатели “ОГК-2”, хотя долговая нагрузка по-прежнему остается довольно высокой. ОГК иностранных инвесторов (“Юнипро” и “Энел”), напротив, демонстрируют ухудшение финансовых показателей. Такие результаты подчеркивают неэффективность и нерыночность созданной в российской энергетике системы инвестиционного стимулирования: практически весь вклад в улучшение финансовых показателей компаний вносит реализация ДПМ; при этом компании, рано выполнившие свои инвестиционные обязательства, просто не имеют возможности реинвестировать полученную прибыль, что приводит к постепенной потере их рыночной доли.

Среди ТГК также наблюдается неравнозначность последствий адаптации к рыночным и инвестиционным вызовам. Как видно из рис. 4, основным бенефициаром программы ДПМ стал “Фортум”, совершивший колоссальный рывок за счет большого объема полученных обязательств по ДПМ и их своевременной реализации. Благодаря инвестиционной активности улучшились показатели таких компаний как “ТГК-1” и “Мосэнерго”. Другие ТГК выиграли существенно меньше: рентабельность “ТГК-2” и “Т-плюс” выросла, но долговая нагрузка по-прежнему остается высокой. Финансовые показатели “Квадры” вообще серьезно ухудшились, хотя ввод оставшихся двух ДПМ-проектов способен улучшить результаты компании в среднесрочной перспективе.

Таким образом, в сегменте ТГК также наблюдается значительное расслоение компаний по результативности, обусловленное в немалой степени особенностями распределения между ними инвестпроектов по программе ДПМ.

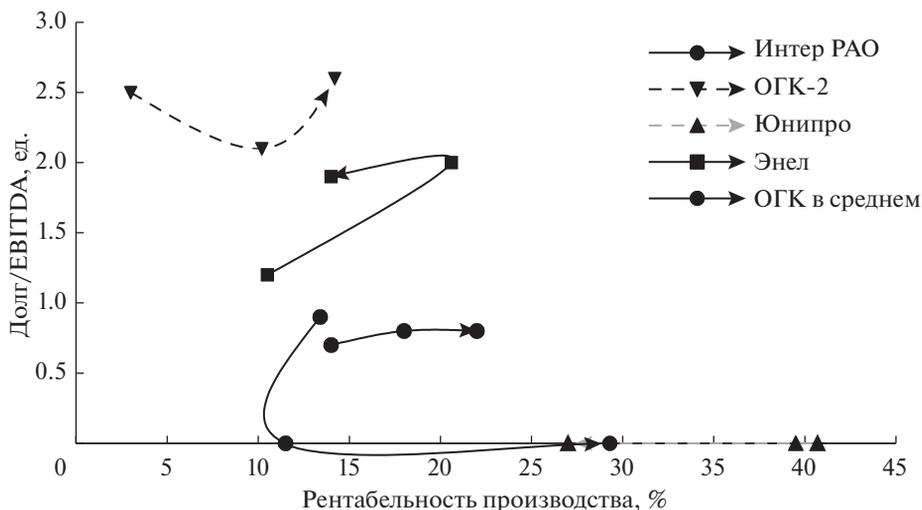


Рис. 3. Траектории изменения рентабельности и долговой нагрузки отдельных ОГК за 2008/2012/2016 гг.

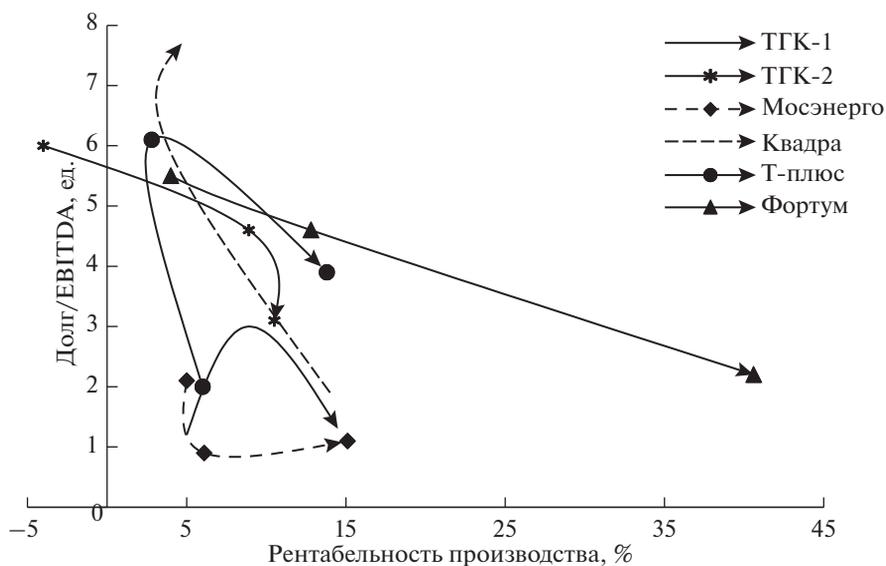


Рис. 4. Траектории изменения рентабельности и долговой нагрузки отдельных ТГК за 2008/2012/2016 гг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Созданная в отечественной электроэнергетике “гибридная” система рыночно-административных механизмов регулирования хозяйственной деятельности значительным образом повлияла на динамику финансовых показателей энергокомпаний. С одной стороны, либерализация рынка электроэнергии и внедрение механизмов гарантируемой доходности инвестиций в рамках ДПМ позволили существенно увеличить выручку и рентабельность тепловой генерации в целом и ее отдельных субъектов. С другой стороны, недостатки существующих “правил игры” привели к значительному расслоению финансового положения различных компаний. Проведенный в статье анализ показал, что основными факторами такой дифференциации в отчетном периоде являлись:

– несоответствие темпов реформирования ценообразования в сфере теплоснабжения динамике либерализации рынка электроэнергии, что де-факто законсервировало отставание финансово-экономических показателей ТГК от ОГК; среди самих ТГК наилучшие результаты демонстрируют компании с относительно низкой долей выручки по теплу;

– административный характер распределения инвестиционной нагрузки между компаниями в рамках ДПМ; как следствие, финансовая успешность/неуспешность той или иной энергокомпании на рассматриваемом отрезке определялась главным образом объемами корпоративной инвестпрограммы ДПМ и темпами ее реализации. Такой принцип стимулирования инвестиций во многом нивелирует качество корпоративного управления и толкает энергокомпании к тактике лоббирования своих интересов вместо развития полноценной конкуренции.

Вышесказанное особенно актуально в свете разработки новой инвестиционной программы, нацеленной на обновление оборудования в отечественной тепловой генерации. Опыт показывает порочность использования административных методов распределения инвестиционных обязательств между компаниями. Необходимо создание механизмов конкурентного отбора проектов модернизации ТЭС, по аналогии с уже запущенным механизмом конкурентного отбора новой генерации (КОМ-НГ). При этом важно обеспечить эффективную конкуренцию между разными вариантами обновления по интегральному критерию – минимальной приведенной стоимости киловатт-часа (levelized cost of electricity, LCOE).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Панина А. В ожидании перемен: взгляд на работу ОРЭМ со стороны тепловой генерации // Энергорынок. 2012. № 7. С. 23–26.
2. Веселов Ф. В., Ерохина И. В., Макарова А. С., Хоршев А. А. Комплексная оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5–14.
3. Веселов Ф., Соляник А. О механизмах реализации стратегии обновления теплоэнергетики // Энергорынок. 2017. № 3. С. 15–22.
4. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/tariffs/# (далее выбрать: “Цены приобретения”/ “Промышленными и другими предприятия-ми”, для просмотра требуется программа MS Excel).
5. Калайчев М. В. Анализ и проблемы повышения финансовой устойчивости и ликвидности предприятий энергетики // Вестник Ивановского государственного университета. Серия: Экономика. 2016. Вып. 4 (30). С. 81–87.

Financial and Economic Adaptation of the Russian Thermal Power Sector to the Investment Challenges in Competitive Environment

F. V. Veselov^{a, #} and A. I. Solyanik^{a, ##}

^a*Energy Research Institute of RAS, Moscow, Russia*

[#]*e-mail: erifedor@mail.ru*

^{##}*e-mail: andsolyanik@yandex.ru*

The paper concludes the financial and investment performance of the generation companies which were created in the process of the Russian electricity industry reform. We made a comparative assessment of the adaptive skills of wholesale and regional generation companies under inconstant market rules as well as major investment challenges. We also analyze the transition in financial statement and investment potential of different generation companies in terms of their profit margin and debt leverage.

Keywords: power industry, generation companies, wholesale market, investment, revenue, profit margin, debt leverage