

ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ РЕЙТИНГОВЫХ ОЦЕНОК ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Горюнов П.В., д.э.н., профессор
Жолудева Е.Г., к.э.н.,
ОАО РАО «ЕЭС России»

Государственный университет управления
Министерства образования РФ

ВВЕДЕНИЕ

Состояние научной разработанности проблемы. В настоящее время в экономической практике используется значительное количество систем рейтинговых оценок, которые используются для анализа состояния различных объектов: от отдельных ситуаций до уровня развития (состояния) экономики отдельных стран. Применительно к энергетическим объектам отдельные элементы рейтинговых оценок применяются в России АК&М, ООО «Тройка-Диалог», ИБГ «НИКОЙЛ», ИА «Эксперт-РА» и др. Как правило, применяемые ими системы оценок ориентированы на субъективный опыт биржевых дилеров, которые основу оценки формируют по ожидаемой реакции фондового рынка на те или иные изменения как на самих предприятиях, так и в экономике России [Ошибка! Источник ссылки не найден.,Ошибка! Источник ссылки не найден.,Ошибка! Источник ссылки не найден.,Ошибка! Источник ссылки не найден.,Ошибка! Источник ссылки не найден.]. В настоящее время в специальной и общеэкономической литературе отсутствуют работы, определяющие теоретические основы рейтинговых систем применительно к объектам электроэнергетики России.

Цель исследования состоит в научном обосновании и разработке концепции формирования системы рейтинговой оценки энергетических объектов с учетом их технико-экономических особенностей.

Достижение указанной цели предполагает решение следующих основных задач:

- анализ современного состояния, проблем и перспектив развития электроэнергетики России;
- оценку особенностей проводимой реструктуризации в отрасли и ожидаемых изменений в условиях деятельности и управления энергообъектами;
- анализ особенностей применения рейтинговых оценок в экономическом анализе;
- исследование практики применения рейтинговых оценок инвестиционной привлекательности энергетических предприятий России;
- обзор существующих методик по применению рейтинговых оценок в электроэнергетике России;
- разработку общих принципов применения рейтинговых оценок;
- разработку методических основ формирования групп однотипных энергетических объектов для применения к ним методов рейтинговых оценок;

- проведение апробации предложенных рекомендаций на примере групп однотипных энергопредприятий и энергообъединений России.

Объектом исследования является процесс формирования оценки крупных предприятий электроэнергетики России.

Предметом исследования являются организационно-экономические особенности процессов анализа технико-экономического состояния энергообъектов.

Методологической и информационной базой исследования служат научные методы системного анализа, научные и практические труды отечественных и зарубежных авторов в области экономического анализа и оценки, в том числе Шеремета А.Д., Барнгольца С.Б., Ковалева В.В., Глазова М.М., Майданчика Б.И., Савицкой Г.В., Хеддервика К., Хелферта Э. и др., а также информация, опубликованная статистическими органами РФ, Министерством энергетики РФ, РАО «ЕЭС России», научные и практические публикации, посвященные теме данного исследования.

Научная новизна реализации данного исследования состоит в решении проблемы формирования системы рейтинговых оценок технико-экономических, а также финансово-экономических характеристик действующих объектов электроэнергетики России. Предложенная методика расширяет и дополняет существующие научно-методические разработки по данной проблематике и учитывает особенности и перспективы развития электроэнергетической отрасли России.

Практическая значимость работы заключается в том, что результаты анализа доведены до конкретных практических рекомендаций по формированию групп однотипных энергетических объектов и энергообъединений и расчету рейтинговых оценок их состояния. Реализация предложений, базирующихся на применении разработанных автором методических разработок и результатов данного исследования, будет способствовать повышению обоснованности и достоверности принимаемых инвестиционных решений в электроэнергетике России.

Апробация работы. Результаты работы докладывались и получили одобрение на ряде научно-практических конференций и семинаров, в том числе на конференциях «Актуальные проблемы управления». Основные положения диссертации могут быть использованы энергетическими предприятиями для оценки эффективности собственной деятельности, а также для проведения сравнительного отраслевого анализа; учебными и научно-исследовательскими организациями при разработке учебных пособий и разработке методических указаний и рекомендаций по оценке энергетических объектов России. Разработанная автором методика построения и оценки инвестиционного рейтинга энергетических предприятий и результаты исследований была использована при создании бизнес единицы по электроэнергетике НК ЮКОС.

1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Эффективность любых экономических инструментов непосредственно зависит от того, в какой мере они соответствуют специфике исследуемых ими экономиче-

ских объектов. Это положение в полной мере распространяется на электроэнергетику – одну из наиболее специфических отраслей народного хозяйства.

1.1. Электроэнергетика как составная часть топливно-энергетического комплекса России

Электроэнергетика России в настоящее время представляет собой отрасль, деятельность которой непосредственно определяет эффективность всего народно-хозяйственного комплекса. Поскольку электроэнергетика является составной частью топливно-энергетического комплекса, непосредственное влияние на нее оказывают процессы, происходящие в этом важнейшем сегменте народного хозяйства.

Как отмечает А. Дьяков: «В разрабатываемой по решению Правительства РФ Энергетической стратегии России на период до 2020 г. развитие электроэнергетики страны ориентировано на темпы роста производства внутреннего валового продукта 5-6% в год при соответствующем устойчивом росте энергопотребления не менее 3% в год. В результате потребление электроэнергии к 2020 г. должно достигнуть 1 545 млрд. кВт./ч. С учетом увеличения объемов эффективного экспорта производство электроэнергии достигнет 1620 млрд. кВт./ч. из них 216 млрд. кВт./ч. будет выработано на гидроэлектростанциях». [149]

В настоящее время объем производства в отраслях (ТЭК) имеет устойчивую тенденцию роста [1, 95, 96, 157, 158, 195]. Суммарный объем добытых и произведенных первичных топливно-энергетических ресурсов в России в 2002 г. составил по данным Госкомстата России 1511,9 млн. т. условного топлива (т у т.), превысив фактический уровень 2001 г. на 44,5 млн. т. (3,3%). т у т. [96]

Поставка первичных энергоресурсов для внутриреспубликанских нужд в 2001 году увеличилась по сравнению с уровнем 2000 г. на 25,5 млн. т. условного топлива (2,8%), но уменьшилась на 14,8 млн. т. (1,5%) по сравнению с прогнозом 2001 г. и составила 950,7 млн. т. условного топлива.

Общий объем поставок нефтепродуктов потребителям Российской Федерации составил 87,2 млн. т., или 101,2% к 2000 г. [157]

Поставка угля электростанциям составила 128,6 млн. т, что на 2,9 млн. т. (2,2%) меньше уровня 2000 г. На 0,2 млн. т. (0,5%) также уменьшилась отгрузка угля на коксование. Однако поставка угля остальным отраслям промышленности и населению увеличилась против 2000 г. на 0,7 млн. т. (15%). [95, 157]

В 2001 году электростанции получили также 141,3 млрд. м³ газа – на 5,1 млрд. м³ газа больше (3,7%), чем за 2000 г. остальные отрасли промышленности, на коммунально-бытовые нужды и населению поставлено 219,9 млрд. м³ (рост на 5,5 млрд. м³, или на 2,6%). [95, 157]

На производство электроэнергии и теплотенергии на электростанциях РАО «ЕЭС России» в 2001 г. было израсходовано 245,9 млн. т у т. против 243,2 млн. т у т в 2000 г. При этом расход мазута и угля снизился соответственно на 2,2 и на 11,3%, расход газа возрос до 141,3 млрд. м³ (103,7%). [157]

Поставки топливно-энергетических ресурсов по импорту в 2001 г. составили 29,1 млн. т. условного топлива (на 28% ниже, чем в 2000 г.). Их основу составил ввоз из Казахстана угля и газа в объемах соответственно 26,8 млн. т. и 3,1 млрд. м³. [157]

Вместе с тем «Вывоз топливно-энергетических ресурсов из России в 2001 г. увеличился, превысив объем 2000 г. на 12,1 млн. т. условного топлива (2,3%), и составил 543,7 млн. т. Он был обусловлен ростом экспорта в дальнее зарубежье на 16,3 млн. т. условного топлива (3,8%) при снижении вывоза в страны ближнего зарубежья на 4,2 млн. т. условного топлива (4,1%).

Вывоз нефти за пределы России, согласно отчетному балансу ТЭР, возрос на 17,1 млн. т. (11,8%) и составил 161,5 млн. т. Экспорт дизельного топлива вырос на 1,2 млн. т. (4,9%) и составил 25,8 млн. т. Снизились экспорт автобензина и топочного мазута соответственно на 16,7 и 5,6% и составил 3,5 и 18,6 млн. т. Экспорт электроэнергии (общий сальдо-переток) увеличился на 5,7% и составил 14,9 млрд. кВт./ч. Экспорт угля достиг 48 млн. т. (рост на 8,8%), а газа снизился на 12,5 млрд. м³ (6,5%), со 192,6 млрд. м³ до 180,1 млрд. м³». [157]

Меры по улучшению снабжения топливно-энергетическими ресурсами отечественных потребителей, предпринятые Правительством РФ, заключались в следующем: лимитирование и финансирование потребителей газа – получателей средств федерального бюджета, ограничение поставок газа организациям-неплательщикам. Это значительно улучшило ситуацию с неплатежами внутри страны: задолженность за поставленный газ российских потребителей сократилась в течение года с 80 млрд. руб. до 65 млрд. руб. со 100% оплатой текущих поставок. [157]

«Полностью обеспечены топливом регионы, ранее относившиеся к числу «критических». Вместе с тем, проблема взаимоотношений РАО «ЕЭС России» и коммунальной энергетики остается одной из самых крупных проблем экономики страны». [157]

Таблица 1.1

СРЕДНЯЯ ЦЕНА ТОПЛИВА¹

Годы	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Средняя цена топлива (\$/тут) без НДС	4,1	18,0	20,4	35,6	48,1	46,7	27,5	11,5	13,8	17,5
В т.ч.	Газ	3,5	16,4	19,0	36,3	46,3	42,4	25,0	10,0	11,3
	Мазут	10,4	28,4	25,6	43,1	64,8	64,6	39,0	23,0	41,2
	Уголь	2,5	18,1	21,2	31,4	46,5	50,4	26,6	11,9	13,9

Производственный потенциал электроэнергетики определяется следующими данными:

- в целом по России за 2001 г. произведено 888,4 млрд. кВт./ч. электроэнергии (101,2% к уровню 2000 г.);
- в том числе на тепловых электростанциях – 576,3 млрд. кВт./ч. (соответственно 99,1%);
- гидроэлектростанциях – 175,1 млрд. кВт./ч. (105,9%);
- атомных электростанциях – 137,0 млрд. кВт./ч. (104,8%).

Тепла в стране выработано 1451,5 млн. Гкал, что на 7,5 млн. Гкал больше, чем в 2000 г.

Потребление электрической энергии в целом по стране за 2001 г. составило 875,4 млрд. кВт./ч., что выше уровня 2000 г. на 1,4%. [24]

При этом установленная мощность электростанций на 1/1 2002 г. составила 205,4 млн. кВт. В том числе ТЭС – 139,8 млн. кВт, ГЭС – 44,3 млн. кВт, АЭС - 21,3 млн. кВт. Сегодня гидроэлектростанции России производят 18% общей выработки электроэнергии, атомные электростанции – более 15%, остальные – почти 67%

¹Источник: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ [124]

приходятся на тепловые электростанции². Протяженность линий электропередачи 2 630,5 тыс. км. [22], [29]

Вместе с тем, в деятельности предприятий электроэнергетики стали проявляться новые тенденции. Как отметил Председатель Правления РАО «ЕЭС России» А. Чубайс: «Осенне-зимний период 2001-2002 г. был для российской электроэнергетики необычным. Прежде всего, впервые за последние три года отмечено сокращение объема электропотребления в стране и ещё более существенное сокращение общего объема выработки электроэнергии в РАО «ЕЭС России» (по сравнению с соответствующим предыдущим периодом этот объем сократился примерно на 4,5%). Причина не только в теплой зиме. Ведь реальное сокращение объема электропотребления было незначительным: 99,2% от уровня 2001 г.» [195]

Таблица 1.2

**ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РФ**

Годы	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Производство ЭЭ по РФ (млрд кВт·ч)	1 008,5	956,6	875,9	860,0	847,2	834,0	827,2	846,2	877,8	891,3
В т.ч.	ТЭС	716,3	662,2	601,1	583,2	567,1	564,0	562,9	581,7	578,5
	ГЭС	172,6	175,2	177,0	177,3	155,3	158,4	159,5	161,4	165,4
	АЭС	119,6	119,2	97,8	99,5	109,0	108,5	103,7	121,9	130,7
Потребление ЭЭ по РФ (млрд кВт·ч)	992,2	937,9	856,4	840,4	827,7	814,4 ³	809,1	832,1	863,7	875,4

По мнению А. Чубайса, «в топливном балансе тоже проявилась необычная для РАО «ЕЭС России» тенденция – существенное сокращение общего объема потребления условного топлива. Прежде всего, произошел заметный рост выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях. С другой стороны, мы резко сократили объемы потребления угля за зиму 2001-2002 гг. Сокращение по отношению к прошлому периоду превысило 12 млн. т., и это вполне объективный процесс. Кроме того, произошло фактическое сокращение, хотя и небольшое, объемов потребления газа». [195]

Однако представляется, что мнение руководителя РАО «ЕЭС России» о наличии тенденции замещения энергии, вырабатываемой на тепловых электростанциях, продукцией, полученной на ГЭС, недостаточно обоснованно, поскольку, как отмечает А. Чубайс: «Мы потеряли часть потребителей, которые тут же были достаточно профессионально «подхвачены» нашими конкурентами – «Росэнергоатомом», который нарастил объем выработки электроэнергии и получил дополнительный доход». [195]

Рост объемов электроэнергии, производимой на АЭС, вызван, в частности, снижением уровня готовности производственных мощностей в электроэнергетике, являющемся следствием ряда причин. Среди них – снижение уровня эксплуатационной готовности тепловых электростанций, вызванное хроническим недофинансированием ремонтов основного оборудования на ТЭС. Так, В. Беляев (представитель Минэнерго РФ) отмечает: «В течение 2001 г. электроэнергетика Российской

Федерации имела возможность полностью удовлетворять нужды экономики и быта населения в электрической и тепловой энергии. Однако из-за большой дебиторской задолженности и неполноты текущих платежей на протяжении всего года имели место ограничения в электро- и теплоснабжении потребителей». [130]

На сегодняшний день эксплуатационная готовность атомных электростанций вследствие больших мощностей, наличия производственных и финансовых ресурсов заметно выше аналогичных показателей тепловых электростанций, и, как следствие этого, растет привлекательность этих станций на оптовом рынке электроэнергии. К этому следует добавить, что появление оптового рынка электроэнергии сделало более прозрачной ситуацию с противостоянием предприятий тепловой и атомной энергии и в результате уменьшило монопольное влияние РАО на распределение нагрузок.

О том, что состояние объектов теплоэнергетики повлияло на использование их мощности, можно судить, в частности, по следующему выводу В. Беляева: «В ноябре - декабре 2001 года в ряде регионов страны происходили нарушения электро и теплоснабжения потребителей как вследствие аварийных ситуаций, связанных с неблагоприятными гидрометеорологическими условиями, так и по причине неправильной эксплуатации энергетического оборудования». [130]

С другой стороны атомная энергетика страны после периода спада стала наращивать объемы производства электроэнергии. Как пишет Б. Нигматулин (бывший заместитель министра атомной энергии РФ): «Атомная энергетика сегодня – это 15% электроэнергии, выработанной в России (точнее: в 1999 г. её доля составила 14,2%, в 2000 г. 15%, в 2001 г. – 15,5%). За два последних года половина роста электропотребления в стране обеспечена атомными электростанциями. В европейской части России атомная энергия играет еще большую роль: с учетом Урала это 20%, а без Урала – 28%». [168]

С другой стороны, и в тепловой электроэнергетике отмечались определенные достижения. Так, улучшились в 2001 г. показатели удельных расходов условного топлива на отпуск энергии: по электроэнергии удельный расход составил 338,5 г/(кВт·ч.) против 341,2 г/(кВт·ч.) в 2000 г., по теплу – 145,1 кг/Гкал вместо 145,4 кг/Гкал в 2000 г. [130]

Систематические ограничения подачи электроэнергии и тепла в 1998-2000 гг., вызванные неподготовленностью к осенне-зимнему периоду (ОЗП), заставили руководителей РАО «ЕЭС России» и региональных АО-энерго принять необходимые меры к своевременному и полному накоплению запасов топлива. В результате, как установило Минэнерго РФ, «впервые за последние 5 лет отмечено наибольшее накопление запасов топлива на объектах большой энергетики. На 1 января 2002 г. на электростанциях РАО «ЕЭС России» было запасено 19,1 млн. т. угля (больше задания на 34,5%) и 3,1 млн. т. мазута (на 3,5% больше задания). [130]

Оценивая деятельность предприятий электроэнергетики, руководители Минэнерго РФ отмечают: «На 1 января 2002 года годовая программа ремонтных работ по РАО «ЕЭС России» выполнена:

- по генерирующему оборудованию – на 96,5%,
- по энергетическим котлам – на 95%,
- по тепловым сетям – на 106,4%». [24]

² В мире доли ГЭС, АЭС и ТЭС в производстве электроэнергии составляют соответственно 19,17 и 62%.

³ Данными о структуре потребления электроэнергии по отраслям в Чеченской и Ингушской Республиках Госкомстат не располагает

Кроме того, впервые за последние десять лет появились признаки восстановления процесса развития энерго мощностей. Так, В. Беляев констатировал: «Суммарный ввод мощностей в 2000 году на электростанциях всех типов составил 1330 тыс. кВт. Из наиболее крупных объектов были введены в строй первый энергоблок Северо-Западной ТЭЦ мощностью 450 МВт, второй блок Харанорской ГРЭС (мощность 215 МВт) в Читинской области, второй гидроагрегат Ирганайской ГЭС в Дагестане (107 МВт) и др. Осуществлена пробная эксплуатация первого энергоблока уникальной электростанции Мутновской ГРЭС на Камчатке (25 МВт). Завершено строительство нескольких стратегически важных объектов». [130]

Руководство РАО «ЕЭС России» провело значительную работу по улучшению финансового состояния объединения и входящих в него предприятий. Так, А. Чубайс отмечает: «Ещё одно направление, которое мы постоянно держим под контролем и всегда анализируем очень подробно, – оплата реализуемой продукции». Безусловный лидер – когда-то одна из самых отстающих энергосистем – Калмэнерго (112% реализации), хорошо сработали Пензаэнерго (109%), Ивэнерго (109%), Мордовэнерго (108%), Тулаэнерго (107%). Вместе с тем, есть сильно отстающие: Курганэнерго (75%), Каббалкэнерго (76%), Карачаево-Черкессэнерго (81%), Севкавказэнерго (82%)». [195]

Сделанные выводы имеют весьма оптимистический характер: «Надо отметить радикальное улучшение финансового положения холдинга РАО «ЕЭС России» в целом. За четыре года выстроена система современного менеджмента с бюджетированием, казначейством, бизнес-планом, и результаты этого не замедлили сказаться. Мы не просто расчистили баланс, мы добились того, что с 1 января 2002 года у нас нет нерегулированных долгов перед Газпромом, концерном «Росэнергоатом», федеральным бюджетом и внебюджетными фондами. Валовая прибыль по российским стандартам учета выросла с 49 млрд. руб. в 2000 г. до 77 млрд. руб. в 2001 г., наша чистая прибыль, таким образом, за год выросла на 50%». [195]

Более сдержанной выглядит оценка специалистов Минэнерго РФ. «Впервые за последние годы энергетики полностью оплачивают текущее потребление топлива. Начато погашение ранее сложившейся кредиторской задолженности. Вместе с тем эта задолженность все еще высока: по состоянию на 1 января 2002 года общие долги энергетиков за поставленное топливо, покупку электроэнергии на оптовом рынке и по оплате налогов составляли 178 млрд. руб.» [130]

Таким образом, электроэнергетика России после десятилетия серьезного экономического спада сумела сохранить основной производственный, управленческий и трудовой потенциал и готовится к решению проблем нового этапа развития.

1.2. Проблемы электроэнергетики России на современном этапе

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики. Отрасль играет ключевую роль в комплексе мер по развитию промышленности, обеспечению экономической и социальной стабильности России, а ее надежное функционирование – важнейшее условие перехода страны к устойчивому экономическому развитию [1, 18, 22, 34, 125, 126, 128, 146 149 и др.]. Это определяется следующими причинами:

- высокой социальной значимостью электрической и тепловой энергии;
- особой интегрирующей ролью электроэнергетики как внутри государства, так и в масштабах СНГ;
- возрастающей потребностью общества в электрической и тепловой энергии в условиях неравномерного размещения по территории страны необходимых для ее производства топливно-энергетических ресурсов;
- необходимостью эффективного использования значительной доли валового национального продукта на совершенствование отраслевой инфраструктуры и технологий, энергосбережение, охрану окружающей среды и оптимизацию энергобаланса;
- возможностью реализации основных преимуществ совместной работы региональных энергетических систем в составе ЕЭС России, в том числе обеспечивающей условия взаимопомощи, сокращение резервов и потребности в установленной мощности электростанций, а также оптимизацию их структуры, разработку рациональной структуры топливно-энергетического баланса страны и развития рынка и др.

В настоящее время электроэнергетический комплекс включает около 500 тепловых, 9 атомных и более 100 гидроэлектростанций, которые объединены общим технологическим режимом работы и единым централизованным оперативно-диспетчерским режимным и планировочным управлением, единой системой предотвращения развития, технической политики, хозяйственными связями, информационными каналами, нормативно-технологическим и правовым регулированием и др. [34, 95, 96, 124]

Характерной особенностью Единой энергосистемы России (ЕЭС России) является существенно различающаяся структура генерирующих мощностей региональных энергосистем. Их сбалансированность по электрической энергии и мощности осуществляется в рамках ЕЭС, и это определяет ее интегрирующую роль как основы энергетической безопасности всех регионов и страны в целом. Неравномерное размещение энергетических ресурсов, а также условия развития энергетического комплекса в прошлом привели к тому, что сейчас только в 20-ти субъектах Российской Федерации (из 86-ти) энергетические мощности покрывают собственные потребности и способны вырабатывать дополнительную электроэнергию для передачи в энергодефицитные регионы страны.[124]

Наличие объединенной единой энергетической системы дает ощутимые преимущества, т.к. оптимальная работа всех электростанций в составе объединенных энергосистем (ОЭС) и ЕЭС в целом позволяет сэкономить до 10-12 млн. кВт установленной мощности за счет взаимоперетоков энергосистем и одновременности наступления максимальных нагрузок в регионах (широтный эффект). [18, 22, 34]

Именно «запас прочности», заложенный при создании ЕЭС России, позволил обеспечить устойчивое электроснабжение потребителей страны в сложный переходный период акционирования и разделения собственности в электроэнергетике. [1, 18, 22]

Функционирование и развитие ЕЭС России обеспечено богатейшими топливно-энергетическими ресурсами природного газа, нефти, угля, ядерного топлива, гидроресурсами и другими возобновляемыми источниками энергии. Российская электроэнергетика оснащена отечественным оборудованием, располагает значительным экспортным потенциалом, обладает высокоразвитым научно-техническим отраслевым комплексом, высококвалифицированными научными и инженерными кадрами, способными

ми осуществлять разработку и внедрение новых технологий и поступательное развитие отрасли.

Существенное значение в новых условиях приобретает развитие внешнеэкономической деятельности. [22, 146, 205]

После распада СССР в экономике России появился новый фактор, связанный с внешнеэкономической ситуацией, определяемой новыми условиями: потеря внешних рынков электрической энергии и мощности; чрезмерные масштабы импорта энергетического оборудования, материалов, комплектующих и запасных изделий; зависимость энергообеспечения некоторых пограничных регионов от сопредельных стран; значительная зависимость российского экспорта электроэнергии от условий их транспортировки через территории транзитных государств, возможность ограничений, дискриминационных мер, неприемлемых транзитных тарифов. [18]

Образование к 1990 г. на территории СССР суверенных независимых государств привело к расчленению Единой энергетической системы на национальные энергетические системы. В результате в России появились регионы, энергетически и режимно зависимые от сопредельных государств (Калининградская, Псковская и Омская области, Северный Кавказ), связь богатого энергетическими ресурсами для производства электроэнергии региона Восточной Сибири с центральной частью России оказалась возможной только через электрические сети Казахстана. [22]

Результаты оказались для электроэнергетики России весьма тяжелыми, т.к. отход от совместного планирования электрических режимов в рамках ЕЭС с выделением национальных энергетических систем выявил глубокую диспропорцию в структуре и топливной базе генерирующих мощностей: Эстония - сланцы, Казахстан – уголь; Украина – атомная энергетика, Россия – высокая концентрация в европейской части АЭС и ТЭС, а в Сибири – ГЭС. [171]

Раздельная работа национальных энергосистем и самостоятельное планирование ими режимов требуют создания в России дополнительных резервов мощности, проведения мероприятий по повышению надежности и безопасности энергоснабжения, решения вопросов целостности системы, диверсификации энергетических связей и повышения надежности топливоснабжения, замены оборудования, отработавшего свой срок и др. В переходный период эти проблемы ложатся дополнительным бременем на формирующуюся экономику России и других государств Содружества. [22]

ЕЭС России имеет межгосударственные электрические связи с энергосистемами стран СНГ, ОЭС Балтии и рядом сопредельных государств. Начиная с осени 2001 г. впервые осуществляется параллельная работа 11 государств Содружества Независимых Государств. Через вставку постоянного тока с ЕЭС работает энергосистема Финляндии. Осуществляется приграничная торговля электроэнергией с Норвегией, Монголией и Китаем. Это позволяет обеспечить достаточно высокий уровень надежности функционирования объединения энергосистем всех стран СНГ, а также энергосистем ряда сопредельных государств, и для ЕЭС России - играть интегрирующую роль в этом процессе.

Как показал многолетний опыт эксплуатации ЕЭС СССР, а затем ЕЭС России, за годы ее существования не было тяжелых системных аварий с нарушением электроснабжения крупных городов и регионов, по-

добных тем, которые потрясли страны Северной Америки (США – 1975, 1977, 1989, 1994, 1996, 2003 гг.; Канаду – в 1982, 1988 и 1989 гг.) и Западной Европы (Францию в 1978 и 1987 гг., Швецию – в 1979 и 1983 гг. Бельгию – в 1982 г.).

Осуществляемые в настоящее время процессы дальнейшей реструктуризации управления электроэнергетической отраслью страны, создания рыночных и конкурентных условий в электроэнергетике ни в коей мере не должны вести к снижению уровня надежности работы Единой энергосистемы России и, как следствие, к созданию угрозы для обеспечения энергетической безопасности страны.

Электроэнергетика России, как и другие отрасли народного хозяйства, после начала рыночных реформ претерпела существенные изменения. В переходный период электроэнергетический комплекс России преобразован из централизованно управляемой государственной системы в акционерные, частично приватизированные, структуры, в которых работает около 1 млн. человек. РАО «ЕЭС России» совместно с концерном «Росэнергоатом» в условиях отказа от централизованного планирования, практически полного отказа от государственного финансирования, высокой инфляции, сменившейся кризисом неплатежей, обеспечивает устойчивое и достаточно надежное снабжение потребителей тепловой и электрической энергией.

Новые условия не прошли для отрасли безболезненно. Ряд причин объективного характера (спад общего уровня промышленного производства, инфляционные процессы, сближение внутренних и мировых цен на энергоносители и др.) повлек ухудшение показателей работы отрасли (см. табл.1.3)

К настоящему времени все более очевидными становятся негативные явления в энергетике страны:

- начиная с 1991 года, темпы износа энергетического оборудования превышают темпы ввода новых мощностей, за эти годы суммарный износ в 2 раза превышает вводы мощностей. На электростанциях федерального уровня в период с 1991 по 2001 г. вводы мощностей сократились в 3 раза, составив при этом порядка 0,1% от общей установленной мощности электростанций России, а в 1992 г., 1994 г., и в 1997 г. новых мощностей на этих электростанциях не вводилось; [22]
- в условиях переходного периода, из-за сложностей обоснованного прогноза развития экономики и динамики спроса на энергию в стране, не удалось разработать и реализовать механизм гибкого вывода и ввода в действие энергетических мощностей, в том числе обеспечивающих оптимальный уровень резерва в системе;
- сформированная в предшествующий период инвестиционная политика в условиях ограниченных финансовых возможностей привела к началу строительства многих энергетических объектов, сооружение которых в настоящее время экономически неэффективно;
- за прошедшие годы потеряны позиции на европейских рынках электрической энергии. Если в 1990 году в Европейские страны экспортировалось 36,6 млрд. кВт./ч. с территории СССР, то в 1997 г. в эти страны из России поставлено только около 5,1 млрд. кВт./ч. [22, 146]

Переход России к рыночной экономике стал причиной серьезных изменений в управлении отраслью. «В 1992-1995 гг. в электроэнергетике России были осуществлены экономические и структурные преобразования. Акционирование и приватизация предприятий проводились по специальным Указам Президента Российской Федерации № 922 от 14.08.92 г., № 923 от 15.08.92 г., №1334 от 05.11.92 г., учитывающим специфику отрасли и ее ис-

ключительную значимость для народного хозяйства и жизнедеятельности населения.

В настоящее время структура производства и управления отраслью имеет следующие особенности: более 70 акционерных обществ энергетики и электрификации выполняют функции энергоснабжающих организаций. В качестве государственных предприятий работают 9 АЭС, из которых 8 объединяет концерн «Росэнергоатом». На базе 25 электрических станций федерального уровня созданы самостоятельные акционерные общества. Для управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации было создано ПАО «ЕЭС России». Организован федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности – ФОРЭМ. Формируется правовая база систем органов государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию. Созданная в электроэнергетике структура, а также система правовых и экономических отношений показали свою жизнеспособность.

Вместе с тем, ослабление системы государственного управления в России, характерное для периода 1992-1999 гг., отразилось на результатах перехода отрасли на новые условия.

Так, в процессе акционирования и приватизации электроэнергетического комплекса по различным причинам Указы Президента Российской Федерации были выполнены не в полной мере. Ряд районных энергосистем при поддержке местных администраций не передали свои электростанции, а также сетевые объекты межсистемного значения, на общий рынок. Не удалось также обеспечить в достаточной степени ликвидацию правового вакуума в управлении электроэнергетикой. Эти обстоятельства, а также ряд естественных проблем переходного периода создали определенные трудности в функционировании и развитии электроэнергетики, в формировании хозяйственных связей на рыночной основе, в эффективности инновационной деятельности в отрасли, в обеспечении ответственности за надежное электро- и теплоснабжение потребителей России.

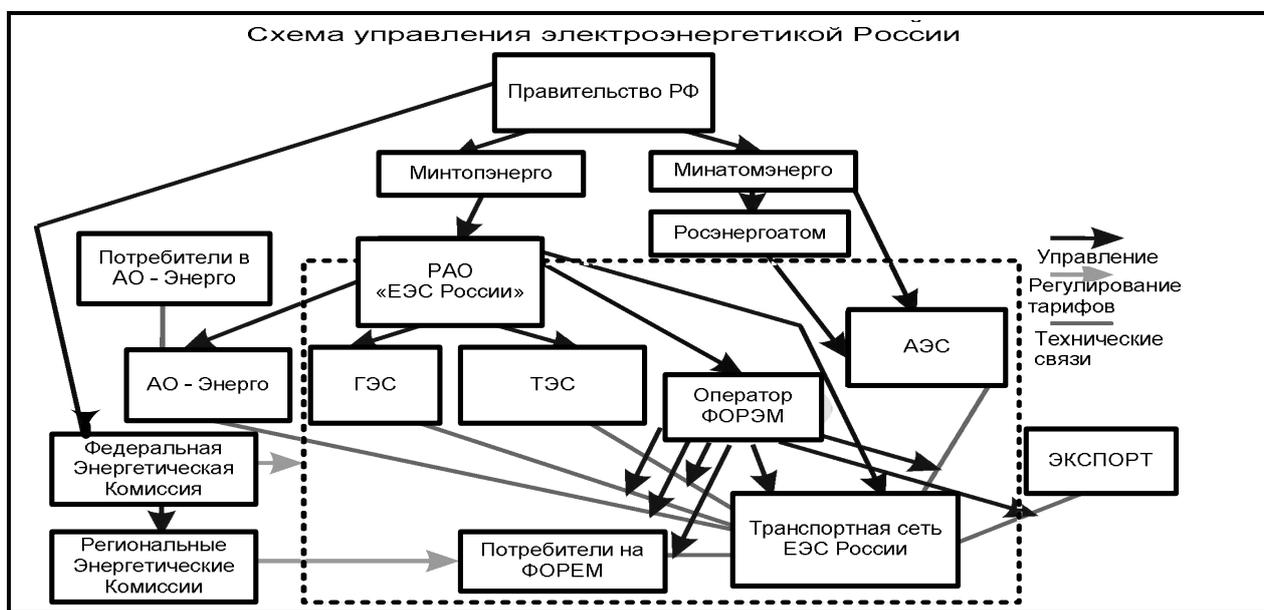


Рис. 1.1. Схема управления электроэнергетикой РФ в 2002 г.

Таблица 1.3

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ⁴

Год		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Установленная мощность РФ (тыс. МВт)		212,0	213,4	214,9	214,9	214,9	214,7	214,6	214,3	213,3	215,3
В т.ч	Тепловых	148,4	148,8	149,7	149,7	149,6	149,5	149,2	148,3	147,3	147,9
	Гидравлических	43,4	43,4	44,0	43,9	44,0	43,9	44,1	44,3	44,3	44,7
	Атомных	20,2	21,2	21,2	21,3	21,3	21,3	21,3	21,7	21,7	22,7
Абсолютный максимум нагрузки (тыс.МВт)		157	148	145	137	132	135	130	133	132	139
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,02	50,01	50,01	49,89	49,88	49,95	49,92	49,90	49,00	50,00
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд кВт·ч)		34,0	32,6	29,8	29,4	32,5	31,6	31,4	31,2	32,0	31,2
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд кВт·ч)		10,9	11,5	11,7	11,7	12,4	11,4	12,6	12,4	12,8	14,4
Уд. расход топлива на выработку ЭЭ - по электростанциям общего пользования (г/кВт·ч)		310,5	308,6	310,3	312,3/ 345,8 ⁵	345,3	343,8	343,4	341,7	341,2	338,5

⁴ Источник: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

⁵ С 1995 года величины удельного расхода топлива рассчитаны в соответствии с новыми «Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и АО энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования».

Год	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ - по электростанциям общего пользования (кг/Гкал)	173,3	173,3	174,0	174,2/ 147,5	148,0	147,1	147,1	146,4	146,1	145,5
Полезный отпуск э/э (млрд кВт·ч)	964,0	933,7	849,6	839,6	808,5	797,1	787,8	812,4	837,8	846,9

Как отмечают специалисты отрасли, в настоящее время имеются сложности с надежным электроснабжением ряда районов на Дальнем Востоке, в Забайкалье и на Северном Кавказе.

За последнее десятилетие накопление объемов физически изношенного и морально устаревшего оборудования намного превышает темпы вывода его из работы и замены новым, технически более прогрессивным, что приводит к недостаточной эффективности процесса производства электроэнергии и к снижению надежности энергоснабжения потребителей.

К 2000 году объем отработавших срок службы мощностей электростанций составил около 50 млн. кВт, к 2005 году – 80 млн. кВт и к 2010 году порядка 110 млн. кВт, в том числе на АЭС более 8 млн. кВт. 25 млн. кВт на ГЭС (по сроку службы турбинного оборудования свыше 40 лет) и 75 млн. кВт на ТЭС.

По мнению экспертов, угрожающими темпами растет износ производственных фондов холдинга РАО «ЕЭС России»: доля электротехнических аппаратов, выработавших свой ресурс, составляет от 30% (силовые трансформаторы) до 70% (электродвигатели); доля энергоблоков 150 - 1200 МВт с наработкой более половины паркового ресурса достигает 80%, около 23% блоков выработали свой ресурс полностью; износ основных фондов электрических сетей превышает 40%. Если добавить к этому рост потребления электроэнергии, начавшийся в 1999 г. и имеющий устойчивую тенденцию, то при сохранении прежней ситуации, по мнению ряда специалистов РАО «ЕЭС России», уже в ближайшее время мог бы реально наступить дефицит электроэнергии. [19]

Неотложных мер по обновлению и модернизации требуется неудовлетворительный технический уровень и износ электрических сетей. Без этого невозможно обеспечить надежную работу Единой энергосистемы и электроснабжение экономики и населения страны в рыночных условиях.

К числу ситуационных проблем отрасли можно с полным основанием отнести рост угроз технического характера. Рост угрозы возникновения аварий обусловлен быстро

нарастающим удельным весом физически изношенного оборудования, невыполнением по различным причинам. В том числе и из-за отсутствия денежных средств, планов и программ ремонта и модернизации оборудования, недостаточным, в ряде случаев, уровнем квалификации и подготовки кадров, трудовой и технологической дисциплины, недостаточным развитием систем технологических защит, мониторинга энергетического хозяйства, диагностики оборудования (роль последних двух систем особенно важна в связи с нарастающими объемами стареющего оборудования, так как увеличивается число технологических отказов, что может привести к тяжелым системным авариям и обесточиванию целых регионов).

Предотвращение и устранение угроз техногенного и природного характера в силу социальных, политических и экономических последствий их влияния на общество, требует самого серьезного внимания со стороны государства.

Вместе с тем наиболее существенная часть проблем электроэнергетики связана с тяжелым финансовым положением отрасли и ее подразделений.

Основными факторами, влияющими на неудовлетворительное финансовое состояние электроэнергетики, являются неплатежи (влекущие снижение надежности энергоснабжения народного хозяйства и населения), ухудшение социального климата на предприятиях отрасли, трудности с топливообеспечением, проведением ремонтных работ и поддержанием существующих основных производственных фондов (ОПФ) отрасли в работоспособном состоянии и дальнейшим их развитием; неудовлетворительное состояние расчетов на потребительском и оптовом рынке энергоресурсов, предопределяющих неустойчивость финансового положения подавляющего большинства предприятий электроэнергетики, их неспособность осуществлять платежи по обязательствам; увеличение дебиторской задолженности потребителей, вынужденное кредитование энергоснабжающими предприятиями других отраслей промышленности.

Таблица 1.4

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ⁶

⁶ Источник: Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, 2003 г.

Годы		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		657	2 404	2 395	1 132	1282	603	824	837	666	2 330	640
В т.ч.	На ТЭС	652	1 399	1 883	1 119	1150	602	537	586	346	1 036	272
	В т.ч. ПГУ и ГТУ					128		45	106	4	466	8
	На ГЭС	5	5	512	13	132	1.14	287	251	320	294	368
	На АЭС	0	1 000	0	0	0	0	0	0	0	1 000	0
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)		595	864	834	742	598	412	635	342	392	519	472
В т.ч.	На ТЭС	590	859	822	729	467	411	456	173	277	351	244
	В т.ч. ПГУ и ГТУ							45				
	На ГЭС	5	5	12	13	13	0,64	179	169	116	168	228
Выбытие мощностей на электростанциях России (оформлены протоколами о демонтаже изношенного оборудования) (МВт)		373	622	717	683	501	473	493	497	599	314	1221
В т.ч.	На ТЭС	373	622	717	683	501	473	493	382	484	264	1 106
	На ГЭС								115	115	50	115

Суммарная задолженность организаций, финансируемых из бюджетов обоих уровней, с учетом оптовых покупателей – перепродавцов составляет порядка 49,0% от общей дебиторской задолженности потребителей. В результате растет задолженность энергопредприятий перед бюджетом, пенсионным фондом, топливоснабжающими организациями, атомными электростанциями, создавая социальную напряженность, особенно в угледобывающих отраслях. Увеличение доли денежных средств в расчетах промышленных предприятий с энергоснабжающими организациями только на 10,0- 15,0% позволило бы увеличить поступления денежных средств на 20,0 –30,0 трлн. руб. и довести сбор денежных средств до 60,0 – 70,0 трлн. рублей.

Проведение жесткой политики по ограничению потребителей – неплательщиков (а их мощность составляет не менее 15%) должно сопровождаться серьезной работой с органами федеральной и региональной власти, так как ее последствия могут вызвать эскалацию социальной напряженности.

Практически полное прекращение выделения централизованных капитальных вложений на развитие ТЭК не удалось в полной мере возместить собственными средствами предприятий комплекса из-за неплатежей потребителей за поставляемую продукцию. На снижение капитальных вложений повлиял также общий неблагоприятный инвестиционный климат в стране, при котором вложение средств в отрасли ТЭК в большинстве случаев является экономически невыгодным как для российских, так и иностранных инвесторов. «Нехватка инвестиций – это проблема не только и не столько «внутриТЭКовская», сколько общеэкономическая. Нельзя говорить о привлечении инвестиций в страну, если отток капитала из нее достигает 20-25 млрд. дол. в год⁷».

Обеспечение благоприятного инвестиционного климата в отрасли во многом зависит от создаваемых местными органами власти условий по развитию региональной энергетики (от проводимой тарифной и налоговой политики). На региональном и федеральном уровнях приняты согласованные решения о финансировании строительства объектов регионального значения (теплоснабжение городов и населенных пунктов), которые в настоящее время РАО «ЕЭС России» вынуждено финансировать по решениям директивных органов (Кы-

зыльская ТЭЦ, Уссурийская ТЭЦ, Саранская ТЭЦ-2, ТЭЦ в г. Йошкар-Оле, ГТЭС в пос. Ноглики-Сахалин и др.).

Общий итог деятельности отрасли в результате проводимых реформ пока не дает повода для оптимизма: ряд объективных и субъективных факторов способствовал ухудшению ряда технико-экономических показателей отрасли, и только в последнее время в некоторой степени удалось преодолеть эту тенденцию.

Следует добавить, что в процессе структурных преобразований в электроэнергетике пока не удалось задействовать в достаточной мере механизмы конкуренции как в энергетическом производстве, так и в энергостроительстве, энергоремонте и т.д., и здесь имеются еще достаточные возможности развития антизатратных механизмов и, в конечной стадии, снижения тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Таким образом, наметившиеся негативные тенденции и, прежде всего, рост износа основных производственных фондов, недостаточный темп ввода нового оборудования, потеря позиций на европейских энергетических рынках и в странах СНГ, тяжелое финансовое состояние многих энергопредприятий – все вышеперечисленное предопределяет необходимость разработки перспективных планов развития отрасли, позволяющего в обозримом будущем изменить негативные тенденции в электроэнергетике.

1.3. Перспективные задачи развития электроэнергетики России

Достаточно очевидно, что масштабы и темпы развития электроэнергетики страны в рыночных условиях в период до 2020 года будут определяться условиями развития экономики, эффективностью энергоиспользования и динамикой цен на энергоносители.

Так, в одном из прогнозов развитие экономики страны рассматривается в диапазоне от низких темпов экономического роста: 2,5-3,3% в год, до развития с дальнейшим переходом к ускоренным темпам экономического роста (свыше 5% в год по ВВП).

В этих условиях прогнозируемый спрос на электроэнергию к 2010 году оценивается величинами от 1050 до 1 120 млрд. кВт./ч., что составит от 97,7% до 104,3% от уровня 1990 года.

Вместе с тем, по мнению ряда экспертов, сама существующая энергетическая база страны при надлежащем поддержании ее работоспособности способна обеспечить ожидаемую потребность в электроэнергии в целом по России до 2010 г.

⁷ Энергетическая стратегия России до 2020 г. /под. ред. Яновского А.Б., М.: Минэнерго РФ, 2001

Этот вывод представляется весьма важным, поскольку рядом энергетиков (и в том числе из менеджмента РАО «ЕЭС России») неоднократно выдвигались тезисы о недостаточности энергетических мощностей уже в настоящее время.

Исходя из приведенного положения, приоритетным направлением в этот период должна стать замена вышедшего оборудования, модернизация и техническое перевооружение действующих энергетических и электросетевых объектов, обеспечение надежного электроснабжения регионов России, связи с которыми ослабли в результате дезинтеграции ЕЭС бывшего СССР и, соответственно, первоочередное выделение на эти цели инвестиционных ресурсов.

Вполне очевидно, что поскольку отрасль испытывает острую нехватку инвестиций, сооружение новых объектов должно проводиться на основании тщательных технико-экономических расчетов при минимальных сроках окупаемости.

Стратегическими направлениями повышения эффективности и надежности работы Единой энергосистемы России – основы электроснабжения страны в ближайшие годы – является усиление ее внутренних транзитов, и в том числе:

- присоединение к Единой энергосистеме объединенной энергосистемы Сибири и затем Востока по линиям электропередачи напряжением 500 кВ;
- создание магистрали напряжением 1150 кВ Сибирь-Урал для передачи избытков мощности Сибири на Урал;
- усиление связей напряжением 500 кВ между Тюменьэнерго и энергообъединениями Урала, между энергообъединениями Урала и Средней Волги;
- усиление связей 500 кВ между энергообъединениями Средней Волги, Центра и Северного Кавказа.

Поскольку в ряде районов страны уже ощущается нехватка мощностей (как в пиковой, так и в базовой части нагрузки), вводы Бурейской ГЭС на Дальнем Востоке, Вилюйской ГЭС в Якутии, Хоронорской ГРЭС в Забайкалье, Ростовской АЭС, Ирганайской, Зарамагской и Зеленчукской ГЭС на Северном Кавказе должны быть обеспечены в первоочередном порядке.

Установленная мощность электростанций в России в перспективе оценивается в диапазоне 234-152 млн. кВт, в том числе АЭС 24,6 –27,6 млн. кВт, ГЭС 46,4 млн. кВт, ТЭС 161,4 –175,6 млн. кВт. Вводы генерирующих мощностей на электростанциях с учетом замены оборудования, выработавшего свой ресурс, в рассматриваемый период составят предположительно от 11 до 20 млн. кВт, что существенно улучшит экономические показатели работы отрасли.

Обеспечение надежной, бесперебойной и эффективной работы ЕЭС России и федерального рынка электрической энергии и мощности требует значительного электросетевого строительства. Протяженность линий электропередачи напряженностью 330 кВ и выше к 2010 году при намеченных планах развития отрасли должна составить более 50 тыс. км (увеличиться на величину около 20% по сравнению с 1997 г.).

Важной задачей развития электроэнергетики становится повышение технического уровня российской электроэнергетики за счет обновления мощностей ряда тепловых электростанций на базе современных технологий.

К таким технологиям, в первую очередь, относятся парогазовые установки для электростанций, работаю-

щих на природном газе, и угольные технологии для электростанций, работающих на твердом топливе.

Приоритеты для развития электроэнергетики, а также для обеспечения энергетической безопасности России, в настоящее время и на перспективу имеет газоугольная топливная стратегия. В соответствии с этой стратегией доля газа будет возрастать от уровня сегодняшнего дня до 2010 года с 62,6 до 65%, мазута снизится с 8,6 до 6,2%, угля сохранится на прежнем уровне – 28-29%.

Другим важным направлением развития электроэнергетики является максимально возможное вовлечение в энергобаланс гидравлических, атомных электростанций (ГЭС и АЭС) и станций, использующих органическое топливо.

В основу стратегии развития гидроэнергетики России положено своевременное проведение работ по перевооружению отработавших парковых ресурсов ГЭС. Это позволит сохранить существующую выработку электроэнергии на этом виде электростанций, а также окончание строительства 14 строящихся ГЭС, дальнейшее освоение гидроресурсов Сибири, Дальнего Востока (среди которых три наиболее крупных гидроэлектростанции – Богучанская, Бурейская и Вилюйская-3), Северного Кавказа и Карелии.

Основной стратегической линией в программе развития ядерной энергетики России должно быть сохранение доли АЭС в структуре генерирующих мощностей при обеспечении необходимой безопасности энергоблоков существующих АЭС. В соответствии с «Программой развития атомной энергетики России на перспективу до 2019 г.» предполагается продлить срок эксплуатации выработавших ресурс для блоков № 2 и 3 по 1000 МВт на Ленинградской АЭС, первых двух блоков по 440 МВт на Кольской АЭС и блоков №3 и 4 по 440 МВт на Нововоронежской АЭС. В период до 2005 г. предполагается достроить и ввести в эксплуатацию энергоблоки на строящихся АЭС (Курской, Ростовской и Калининградской), а также опытно-промышленного блока 640 МВт на Сосновоборской АЭС и блока № 6 на Нововоронежской АЭС.

Особенности развития отечественной электроэнергетики в перспективе определяются следующим:

В числе причин, определяющих необходимость реструктуризации электроэнергетики, в ряде публикаций называют ее критическое состояние. Их точку зрения разделяют и отдельные эксперты, которые много лет отдали работе в отрасли.

Это, по мнению бывшего заместителя министра энергетики и электрификации Ф. Сапожникова, подтверждается практическим прекращением ввода новых мощностей на тепловых электростанциях, увеличением удельных расходов топлива, повышением затрат на ремонт и эксплуатацию, приближением физического износа оборудования к пределу для 50% мощности». [26]

В целях концентрации сил и средств при решении проблемы обновления ТЭС автором предлагается выделить два этапа.

«В первый этап включить энергоблоки мощностью от 12 до 110 МВт, обеспечивающие электроэнергией и теплом города и поселки, оборудование которых устарело больше всего, предусмотрев восстановление их в 2002-2010 гг.

Во второй этап включить энергоблоки мощностью 200-800 МВт, которые в большинстве построены позд-

нее, запроектированы для работы на угольном топливе и поэтому требуют больше времени на подготовку, предусмотрев обновление в период 2004-2020 гг.» [26]

Ф. Сапожников полагает, что необходимо «...при разработке конструкций и проектов ТЭЦ четырех типов-размеров предусмотреть:

- повышение КПД и надежности;
- применение схем ПТУ (ГТУ);
- увеличение мощности на 20-60%;
- снижение удельных расходов топлива на 15-50%;
- в ряде узлов применить однотипные схемы и сократить число вспомогательного оборудования;
- обжатую компоновку и сокращение трубопроводов и кабелей;
- полную автоматизацию;
- постановку оборудования завершёнными монтажными блоками;
- сокращение затрат на ремонт». [26]

Ведущие эксперты считают, что выполнение всех предложений обеспечит создание энергоблоков нового поколения с уменьшением удельной стоимости установленного киловатта на 18-20% за счет сокращения затрат материалов и вспомогательного оборудования, а также значительного уменьшения продолжительности строительства. Эти проекты целесообразно применять для реконструкции, расширения и строительства новых ТЭЦ в течение 7-10 лет. Следует учитывать, что крупные изменения в конструкциях оборудования и проектах ТЭЦ происходили этапами через 7-10 лет. Это подтверждается опытом развития энергетики в СССР, Франции и других странах». [26]

В свою очередь: в [23] отмечается, что «совершенствование тепловой схемы энергоблоков, турбинной и котельной установок, вспомогательного оборудования поможет повысить эффективность топливостроительного (в условном исчислении) при производстве электроэнергии на 10-60 г./кВт.ч.) в зависимости от типов и параметров оборудования».

Авторы рекомендуют по пилотным установкам на 23 первоочередных ТЭС, подлежащих техническому перевооружению, без привязки к календарному времени. Для 13 ТЭС (Щекинской, Дзержинской, Конаковской, Ивановской, Клинцовской, Заинской, Краснодарской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1, Тюменской ТЭЦ-1, Пермской ГРЭС, Ленинградской ТЭЦ-5, ГРЭС-3 и ГРЭС-24 Мосэнерго) предложены ГТУ и ПГУ на базе отечественных газовых турбин ГТЭ-110, ГТЭ-180, НК-37. На Рязанской, Черепетской, Рефтинской, Назаровской, Троицкой ГРЭС рекомендована установка головных энергоблоков повышенной экономичности с турбинами К-330-240 и К-525-240 и блоков на суперсверхкритические параметры пара с турбинами К-300-300 и К-525-300, пилотные установки с ЦКС предложены для Черепетского, Несветай и Приморской ГРЭС, а на Верхне-Тагильской ГРЭС – установка ПГК с котлом КДС и ПГУ с газификацией угля. [23]

Концепцией также предусмотрено, что в число актуальных требований, которые следует учитывать при техническом перевооружении теплоэнергетики, должны быть включены:

- оптимизация топливного баланса ТЭС в соответствии с новой политикой ценообразования на природный газ и возможностями наращивания добычи и поставок энергетических углей;
- экономические требования, вытекающие из принятого в 1999 г. закона «Об охране атмосферного воздуха», взятых Российской Федерацией обязательств по повышению конвенции ЕЭК ООН о трансграничном загрязнении воз-

духа на большие расстояния (1979 г.) и протоколов к ней, рамочной конвенции ООН об изменении климата, вступившей в силу 21 марта 1994 г. и ратифицированной Государственной Думой РФ 14 октября 1994 г.;

- повышение маневренности ТЭС, работающих в ЕЭС России, как по скорости изменения нагрузки и точности регулирования частоты, так и по регулировочному диапазону, продиктованное изменением структуры мощностей в ЕЭС (снижением доли ГЭС и увеличением доли АЭС), а также требованиями потребителей в условиях конкурентного рынка;
- повышение эффективности топливостроительного (как природного газа, так и угля), снижение расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды ТЭС;
- безусловное и эффективное использование существующей социальной, технологической и рыночной инфраструктуры и отведенных площадок ТЭС, особенно с учетом принятого Госдумой РФ Земельного кодекса и перспектив повышения стоимости земли, с целью существенного повышения конкурентоспособности технического перевооружения ТЭС по сравнению с новым строительством;
- обеспечение в результате технического перевооружения значительного прироста мощности ТЭС, ликвидация на новой технологической основе существующих разрывов между установленной и располагаемой мощностью ТЭЦ и КЭС в размере 16 млн. кВт;
- техническое переоснащение теплоэлектроцентралей, повышение экономичности производства и транспорта тепла, особенно в увязке с предстоящим переходом на 100%-ную оплату населением тепла в результате реформы коммунального хозяйства;
- определение стартовых позиций и масштабов использования современных новейших технологий экологически чистого производства электроэнергии и тепла, как на природном газе, так и на твердом топливе в рассматриваемом 15-летнем интервале;
- постановка задач перед энергосистемами, технологическими, экономическими и проектными организациями как в центре, так и на местах по наработке эффективных технических и экономических решений проектирования технического перевооружения ТЭС;
- выработка концептуальных задач отраслевой науки и энергомашиностроения, в том числе по ускорению создания и освоения новейших энергетических технологий, по пересмотру ресурсной политики в отношении ТЭС;
- прогнозная оценка экономических результатов технического перевооружения ТЭС с учетом динамики тарифов на электрическую и тепловую энергию и цен на топливо по регионам России и по стране в целом». [23]

Перечисленные требования удачно дополняются предложениями Ф. Сапожникова. Он считает необходимым: «основными видами обновления станций принять реконструкцию и расширение их с применением новых проектов, предусматривающих коренные изменения в конструкции и компоновке оборудования, подтвержденные современным опытом или экспериментами:

- проекты реконструкции должны обеспечить уменьшение стоимости 1кВт на 20-25% за счет обжатия компоновки одноточечных схем, сокращения затрат материалов и продолжительности строительства;
- оборудование заказывать сериями по 30-60 комплектов, за счет чего сократить цену 1 кВт на 30%, что подтверждается опытом судостроения;
- заказы заводам и монтажным организациям выдавать на конкурсной основе;
- предусмотреть принципиальные изменения в организации ремонтов на ТЭС, что позволит сократить затраты на большее ремонтное хозяйство и число ремонтников. Это подтверждается опытом проектирования в США, Франции и частично в СССР;
- при заказе оборудования сериями обусловить увеличение гарантийных сроков и сервисное обслуживание, а

также обеспечить поставку ответственных узлов энергоблоков, например, ЦВД турбин, подогревателей, газовых турбин, насосов, конденсаторов и другого оборудования в собранном виде, испытанными на заводах-изготовителях и под пломбой». [26]

По гидроэнергетике необходимо иметь в виду, что:

- Гидростанции занимают особое место в электроэнергетике России. Их роль определяется не только сравнительной дешевизной производимой энергии. Не меньшее значение для обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения имеет исключительно высокая маневренность гидростанций и соответственно их участие в покрытии пиковой части графика нагрузки.
- Гидроэнергетика сыграла первостепенную роль в обеспечении растущих потребностей страны в эффективных и маневренных мощностях. Вместе с тем, исторический опыт развития гидроэнергетики в СССР позволяет сделать некоторые выводы, имеющие вполне актуальное значение для развития электроэнергетики в настоящее время и в обозримом будущем.

Так, история развития электроэнергетики в СССР показывает, что при определенных условиях (например, при низком уровне развития производительных сил или при определенных объемах финансовых и материальных ресурсов) решение таких масштабных задач, как строительство крупных гидроузлов, имеющих региональное и федеральное значение, не могло обойтись без участия государства. Только государство могло обеспечить строительство таких гигантских объектов, как система Волжских ГЭС, Красноярская, Братская, Иркутская и Саяно-Шушенская гидростанции и другие не столь крупные, но, тем не менее, весьма трудоемкие и капиталоемкие объекты. Несложно представить себе ситуацию, когда в современных российских условиях частные инвесторы взялись бы за решение аналогичных задач. Проблема не в том, могли бы они построить подобного рода объекты. В настоящее время и частные капиталы, и строительная база могли бы решить такого рода задачи. Однако это решение, в отличие от применяемых ранее, сопровождалось бы такими условиями, при которых использование огромных природных ресурсов России принесло бы высокие прибыли весьма ограниченному кругу людей, в то время, как расходы по содержанию такого рода объектов непосредственно или опосредованно несло бы все общество.

Другой вывод связан с тем, что в условиях плановой экономики строительство гидростанций, при всех значительных капиталовложениях, позволяло существенно снизить общую стоимость электроэнергии. Таким образом, гидроэлектростанции являлись, помимо их прямого назначения, объектами экономической и социальной политики государства по регулированию жизненных условий граждан.

Каковы же перспективы развития гидроэнергетики России в обозримом будущем? По мнению А.Дьякова: «Большие резервы для покрытия топливноэнергетической баланса страны заложены в гидроэнергетическом потенциале России, который в целом оценивается выработкой 850 млрд. кВт.ч. электроэнергии в год, но пока используется в среднем только на 19%. К тому же степень использования этого потенциала неоднородна: более высок этот показатель в европейской части страны – 46,4%, в Сибири он близок к среднему (19,7%), а на востоке России составляет лишь 3,3%». [22]

По степени освоения гидроэнергоресурсов Россия значительно отстает от других стран. Например, в США и Канаде гидроэнергоресурсы освоены на 50-55%, в европейских странах и Японии – на 69-80%. Если же говорить о мировой тенденции в развитии гидроэнергетики, то в перспективе доля ГЭС в выработке электроэнергии в мире будет снижаться, за исключением Китая и Латинской Америки, где ожидается увеличение этой доли. [22]

В настоящее время складывается благоприятная ситуация для наращивания генерирующих мощностей гидроэнергетики, это, как отмечает А.Дьяков, связано, во-первых, с ростом спроса на электроэнергию внутри страны и увеличением ее экспорта; во-вторых с обострением проблемы топлива в теплоэнергетике, вызванной дефицитом природного газа; в-третьих, тем, что вовлечение в топливный баланс новых объемов твердого топлива требует значительных затрат для переоборудования ТЭС на сжигание угля, решения экологических технологий; в-четвертых, предстоящая либерализация цен на газ и изменение ценовых соотношений для газообразного, нефтяного и твердого топлива приведут в перспективе к значительному росту тарифов на электроэнергию ТЭС и, разумеется, еще больше повысят конкурентоспособность ГЭС. [22]

Приведенное соображение представляется спорным по следующим причинам:

1. Рост спроса на электроэнергию, если исходить из приведенных выше показателей темпов роста производства валового национального продукта, в обозримом периоде может быть в значительной мере обеспечено за счет улучшения использования существующих мощностей. Проблема их догрузки (хотя бы до уровня 1990 года) исследована недостаточно, и в этих условиях говорить о необходимости введения нового дорогостоящего оборудования, по крайней мере, некорректно.
2. Мнение о возможности вытеснения тепловых электростанций из графика нагрузки за счет увеличения объемов выработки на ГЭС представляются малоубедительными в первую очередь в силу различия в условиях использования: базисную часть графика нагрузки экономически выгодно и целесообразно заполнять энергией, производимой на ТЭС или АЭС. Использование для этих целей ГЭС может быть оправдано только в случае постоянного избытка воды. Последнее условие для России совершенно нереально.
3. Каковы бы ни были затраты для перевода ТЭС на работу с непроектными параметрами топлива, они заведомо ниже (по крайней мере – на порядок), чем затраты на строительство гидроэлектростанций. Поэтому сравнительная эффективность обоих проектов заведомо не может быть в пользу строительства ГЭС.
4. С появлением парогазовых установок необходимой мощности конкурентоспособность ГЭС в части покрытия пиковых нагрузок существенно снизилась. Эта ситуация усугубилась развитием рыночных механизмов, которые предопределили отсутствие интереса у инвесторов к проектам со сроком реализации свыше 5 лет. Как следствие – при дефиците пиковых мощностей преимущества будут иметь проекты небольших, но быстро реализуемых парогазовых установок.
5. Соображения о повышении конкурентоспособности ГЭС при росте тарифов на электроэнергию и тепло достаточно сомнительны, поскольку рост тарифов является одним из главных факторов инфляции в стране, который непосредственно предопределяет рост цен на оборудование, строительные материалы, заработную плату и т.д.

В этой связи необходимо определить условия решения проблемы старения гидроэнергетических мощно-

стей, поддержания в рабочем состоянии действующих гидроэлектростанций.

В настоящее время на 87 российских гидроэлектростанциях достигнут нормативный срок службы, определенный в 30 лет, нуждаются в реконструкции и техническом перевооружении 335 гидроагрегатов. Такое состояние основного оборудования неизбежно увеличивает эксплуатационные и ремонтные затраты, снижает выработку электроэнергии и ограничивает пропускную способность ГЭС при прохождении паводка. [22]

Срок эксплуатации каждой пятой ГЭС превысил 50 лет. К 2010 г. через 50-летний рубеж перейдет каждая третья ГЭС. Эти гидроэлектростанции имеют суммарную установленную мощность 94 млн. кВт и годовую выработку около 40 млрд. кВт./ч. что составляет более 20% общей установленной мощности и свыше 25% общей выработки электроэнергии. [22]

Как утверждает А. Дьяков: «Срок 50 лет – принципиальный рубеж. Переход через него требует проведения серьезных исследований состояния гидроузла в целом и, прежде всего, – тщательной оценки надежности его гидротехнических сооружений».

Кроме того, как пишет А. Дьяков: «С выработкой нормативного срока службы оборудования связана и такая крайне важная проблема, как безопасность гидротехнических сооружений ГЭС. Свидетельство тому – участвовавшие в последнее время в мире техногенные аварии и катастрофы». [22]

Наряду со старением мощностей, серьезной проблемой гидроэнергетики являются долгостройки. В настоящее время в Сибири и на Дальнем Востоке, на северо-западе и юге России практически приостановлено строительство 16 гидроэлектростанций. Общая мощность ГЭС после ввода в эксплуатацию составит 9 млн. кВт, а годовая выработка электроэнергии достигает 35 млрд. кВт./ч. [22]

Отсюда можно сделать следующий вывод: в обозримом будущем (до 2010 г. развитие электроэнергетики должно осуществляться при ограниченных объемах инвестиционных ресурсов. В этих условиях сооружение новых и реконструкция действующих объектов должна проводиться на основании тщательных технико-экономических расчетов и научно обоснованного анализа реальных условий деятельности энергообъектов.

1.4. Реформирование электроэнергетики: цели, задачи, ожидаемые результаты

Проблемы, накопившиеся в электроэнергетике, определяют необходимость поиска и реализации системных мер, обеспечивающих выход отрасли на уровень, который бы гарантировал успешное развитие отечественной экономики.

Причины, определяющие необходимость реформирования отрасли, один из идеологов реструктуризации определяет следующим образом⁸:

«Во-первых, это обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы страны.

Во-вторых, Правительство ставит перед нами цель повышения эффективности производства и потребления электроэнергии. Поскольку в основе установления тарифов лежат затраты на производство, руководите-

ли энергокомпанией не заинтересованы в их снижении. Более того, они заинтересованы в том, чтобы деятельность компании была непрозрачна для регулирующих органов.

Перекрестное субсидирование различных видов деятельности, осуществляемое предприятиями отрасли, приводит к тому, что в действительности невозможно оценить реальные издержки по каждому виду деятельности и установить соответствующие тарифы, компенсировавшие эти издержки. Локальный монополизм препятствует конкурентным отношениям между производителями энергии, в результате чего потребители не имеют возможности оказывать влияние на их деятельность.

В то же время и эффективность потребления электроэнергии постоянно снижается. Так, за период с 1991 г. по 2000 г. электроемкость внутреннего валового продукта выросла почти на 30% - с 1,67 до 2,17 кВт ч./руб. Одним из основных факторов, вызывающих это явление, можно назвать старение оборудования у потребителей и связанный с ним рост потерь электроэнергии, поскольку оплачивать перерасход было гораздо выгоднее, чем модернизировать оборудование.

Третьей целью реформирования, как бы подводящей черту предыдущим, является обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей как в процессе реформирования, так и после его завершения⁹. [19]

Представляется, что названные цели, определяя необходимость реформирования и реализации мер по совершенствованию отрасли «электроэнергетика», не являются исчерпывающими и не охватывают необходимость столь масштабных и непредсказуемых (для условий нормального энергоснабжения) мер, как полное изменение системы управления отраслью.

Представляется, что необходимость изменений заключена в том, что созданная в условиях плановой экономики современная электроэнергетика России плохо приспособлена к рыночным условиям. Поэтому должны быть разработаны и реализованы меры к изменению условий ее деятельности на всех уровнях: от подстанции до отрасли в целом.

Основные принципы и особенности реструктуризации приведены в проекте концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003-2008 год. Концепция включает предложения и предпочтения компаний¹⁰.

Проект включает следующие 7 разделов:

1. Миссия в целом РАО «ЕЭС России».
2. Холдинг РАО «ЕЭС России» в настоящее время.
3. Общие цели и задачи реформ отрасли, законодательная база.
4. Основные аспекты реформ отрасли.
5. Реструктуризация РАО «ЕЭС России».
6. Стратегия оптимизации и развития холдинга ОАО РАО «ЕЭС России».
7. Этапы и механизм реализации стратегии ОАО РАО «ЕЭС России».

В первом разделе определено, что РАО «ЕЭС России» в интересах своих акционеров стремится к долгосрочному росту ценности своих акций и акций компаний, которые будут образованы в процессе реструктуризации, путем успешного осуществления реформы и

⁹ См. [19]

⁸ В. Синогин, заместитель председателя правления РАО «ЕЭС России» «Реформирование отрасли уже началось» Энергетик №3, 2002 [19]

¹⁰ См. [1-20] «Проект концепции Стратегия ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003-2005» «5+5». Москва 2003 г. Машинописный вариант концепции «5+5»[1-20]

повышения эффективности и прозрачности своей деятельности и деятельности компаний, созданных в процессе реструктуризации. [206]

Определение миссии РАО «ЕЭС России» представляется достаточно спорным, поскольку данная компания была образована государством для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения потребителей и нет серьезных оснований полагать, что ее миссия изменится до 2008 г.

Цели и задачи реструктуризации определены следующим образом:

- первоочередное внимание менеджмента компании к реформе и конкретным шагам по ее осуществлению;
- защита прав всех миноритарных акционеров при проведении корпоративных преобразований;
- особое внимание к разработке и внедрению справедливой и прозрачной системы регулирования сетевых активов;
- совершенствование принципов корпоративного управления и их приведение к передовым стандартам российских и зарубежных компаний;
- сохранение и развитие позиций компании на рынках тепла и электроэнергии;
- совершенствование структуры затрат компании;
- совершенствование профессионального уровня сотрудников и социально-трудовых отношений;
- совершенствование инвестиционной политики компании». [206]

Заметим, что целью реформирования нельзя считать «обеспечение реализации реформирования» или «активное участие в разработке предложений для правительства», поскольку все это – не цель, а средства для достижения цели. По существу, цель могла быть сформулирована проще: обеспечить рост эффективности энергопроизводства при условии надежного и качественного энергоснабжения в условиях рыночных отношений.

Электроэнергетика рассматривается как бизнес, нацеленный на повышение прибыли, а не как функция, обеспечивающая жизнедеятельность общества и безопасность государства. РАО «ЕЭС России» не может осуществлять свою деятельность только исходя из коммерческой целесообразности и задач извлечения прибыли.

В том же документе есть другие определения целей и задач реформирования, которые отвечают интересам экономики и страны в целом.

Основные цели и задачи реструктуризации РАО «ЕЭС России»:

- обеспечение реализации реформирования РАО «ЕЭС России», активное участие в формировании предложений для Правительства РФ в соответствии с законодательством РФ о реформировании отрасли, таким образом, чтобы это в полной мере соответствовало требованиям и целям, которые предъявляет государство, а также гарантировало соблюдение прав и максимизировало стоимость для акционеров РАО «ЕЭС России»;
- обеспечение надежности и бесперебойности электро- и теплоснабжения потребителей предприятий, входящих в РАО «ЕЭС России», в течение всего переходного периода;
- увеличение рыночной стоимости холдинга РАО «ЕЭС России» и компаний, создаваемых в ходе реструктуризации;
- выделение из состава РАО «ЕЭС России» в ходе реформирования эффективных, инвестиционно-привлекательных компаний;
- повышение текущей эффективности и развитие профильных бизнесов РАО «ЕЭС России»;
- повышение прозрачности компании, совершенствование системы корпоративного управления, превращение ее в бизнес-ориентированную компанию;

- соблюдение всех прав и законных интересов акционеров компании (как РАО «ЕЭС России», так и его дочерних и зависимых обществ), в том числе — миноритарных акционеров». [206]

В определении целей и задач авторы пишут: «При этом основными задачами реформы являются следующие:

- разделение отрасли на естественно-монопольные (в основном, передача и распределение электроэнергии, диспетчеризация) и конкурентные (производство электроэнергии, сбыт) виды деятельности;
- создание системы эффективных рыночных отношений в конкурентных видах деятельности;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественных монополий;
- эффективное и справедливое государственное регулирование естественных монополий, создающее стимулы к снижению издержек и обеспечивающее инвестиционную привлекательность монополий».

И только в числе заданных условий появляется то, что энергокомпания должна была считать для себя главным. РАО «ЕЭС России» будет стремиться к достижению указанных целей реформирования с учетом:

- обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения добросовестных потребителей электро- и теплоэнергии в кратко- и долгосрочной перспективе;
- обеспечения баланса между исполнением интересов собственников компании, государства и других заинтересованных субъектов, включая потребителей продукции и услуг, производимых в отрасли, и сотрудников компании». [206]

Из этого следует, что обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения – всего лишь условия, отнюдь не цель, и это в концентрированной форме отражает главный недостаток выбранной стратегии реформ.

Как пишет В. Синюгин: «Осуществить реформу энергетики предполагается в три этапа. Задача первого этапа реформирования заключается в создании условий для запуска конкурентного рынка электроэнергии. Реализация этого этапа разделена на две фазы.

Основными направлениями деятельности в рамках первой фазы, которая продлится до конца 2002 года, являются подготовка законодательной базы, создание участков оптового рынка электроэнергии и начало реформирования АО-энерго.

Всего же в рамках первой фазы намечается внесение изменений в Гражданский кодекс РФ, изменение Федеральных законов «О регулировании тарифов на электро- теплоэнергию», «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях», «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности», принятие около 14 постановлений Правительства РФ». [19]

В настоящее время, как пишет тот же автор: «Для организации работы конкурентного оптового рынка электроэнергии создан Администратор торговой системы (АТС) в форме некоммерческого партнерства участников оптового рынка электроэнергии.

В задачи АТС входят организация торговли на оптовом рынке, обеспечение расчетов на рынке, разработка и контроль за соблюдением правил рынка электроэнергии. С целью отработки конкурентных механизмов, формирования инфраструктуры рынка и определения с помощью рыночных механизмов реальной стоимости электроэнергии ведется работа по организации торговли электроэнергией по свободным ценам в рамках выделенного на ФОРЭМ сектора, составляющего 5-15% объема оптового рынка электроэнергии». [19]

В рамках создания субъектов оптового рынка электроэнергии предлагается осуществление реструктури-

зации РАО «ЕЭС России» и создание технологической инфраструктуры и компаний-поставщиков на оптовом рынке. На базе РАО «ЕЭС России» создается Федеральная сетевая компания, Системный оператор и генерирующие компании.

В состав Федеральной сетевой компании войдут все магистральные линии электропередач, составляющие единую национальную энергетическую сеть. Системный оператор будет выполнять функции оперативно-диспетчерского управления отраслью.

Что касается статуса новых организаций, то автор [25] сообщает следующее: «Указанные участники оптового рынка электроэнергии будут созданы в форме дочерних обществ со 100%-ным участием РАО «ЕЭС России», однако на последующих этапах реформирования предполагается увеличение доли государства в Федеральной сетевой компании и Системном операторе и выделение генерирующих компаний из РАО «ЕЭС России».

При этом: «Главной задачей, базовым требованием при реализации программы трансформирования ДЗО¹¹ мы считаем создание «живых» конкурентоспособных субъектов рынка, при этом важнейшим условием является безопасность перехода к рынку. Реформа не должна нарушать надежности и бесперебойности энергоснабжения, поэтому мы будем учитывать и предусматривать все возможные риски. Кроме того, все этапы и особенности реформирования ДЗО должны быть максимально прозрачными и разъясненными для акционеров и общественности». [19]

Далее, как пишет В. Синюгин: «В рамках второй фазы реформирования (до 2004 г.) предполагается завершение реструктуризации РАО «ЕЭС России» путем создания независимых акционерных обществ с контрольными пакетами акций, принадлежащих государству: Федеральной сетевой компании, Системного оператора, оптовых генерирующих компаний и холдинга АО-энерго. Будет продолжаться реформирование АО-энерго, в том числе создание территориальных генерирующих компаний, также участвующих в торговле на оптовом рынке электроэнергии.

Будут совершенствоваться правила работы оптового рынка, механизмы управления рисками и механизмы коммерческой диспетчеризации поставщиков электроэнергии и платежной системы рынка. Предполагается дальнейшее расширение числа субъектов оптового рынка электроэнергии, завершение формирования системы прогнозирования спроса, начало реформирования изолированных энергосистем.

Таким образом, на первом этапе будут созданы условия для функционирования и развития конкурентного оптового рынка электроэнергии. Более подробно мероприятия первого этапа реформирования изложены в распоряжении Правительства РФ от 3 августа 2001 г. № 1 040-р.

На втором этапе реформирования (2004-2006 г.) намечаются завершение нормативно-правовой базы электроэнергетики, распространение механизмов конкурентной торговли на весь оптовый рынок; предлагается создание независимых сбытовых компаний, действующих на розничном рынке. Возможно, будет рассмотрен вопрос о целесообразности объединения Федеральной сетевой компании и Системного оператора.

Таким образом, к концу второго этапа будет сформирован оптовый конкурентный рынок электроэнергии, и

будут созданы условия для расширения конкуренции на розничных рынках.

Третий этап реформирования электроэнергетики будет посвящен дальнейшему развитию рыночной инфраструктуры и развитию системы магистральных сетей с расширением сферы оптового рынка за счет включения в него изолированных систем; продолжается совершенствование нормативной базы рынка. В связи с предполагаемыми процессами адаптации участника рынка к условиям его работы, до оценки стоимости энергетических компаний, стабилизации системы ценообразования ожидается приток масштабных инвестиций в предприятия отрасли, прежде всего в генерирующие компании.

Предполагается, что к 2008 году будут завершены основные процессы реструктуризации электроэнергетической отрасли и полностью либерализованы оптовый и розничный рынки электроэнергии. К этому году закончатся основные преобразования, начатые РАО «ЕЭС России» в 2006 году (выделение компаний из РАО «ЕЭС России»), включая обеспечение прямого участия акционеров РАО «ЕЭС России» в выделенных компаниях. К 2008 году должна быть обеспечена независимость большинства генерирующих компаний друг от друга путем снижения доли государственного владения». [206]

В итоге реструктуризации холдинга РАО «ЕЭС России» и других предприятий отрасли должны сложиться следующие субъекты и структура собственности: [206]

- ФСК – Федеральная сетевая компания (единая национальная электрическая сеть).
- МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания.
- МРСК' – компания, выделившаяся из РАО «ЕЭС России» и владеющая акциями МРСК.
- РСК – распределительная сетевая компания.
- ОГК – оптовая генерирующая компания.
- ТГК – территориальная генерирующая компания.
- РГК – региональная генерирующая компания [206].

Представляется, что в данных предложениях достаточно много неясных положений, которые противоречат декларированным целям реструктуризации. Так, в частности, создание ОГК на базе ГЭС в форме интегрирующих компаний, переведенных на единую акцию, не отвечает условиям эффективного привлечения частных инвестиций, поскольку права собственников при такой схеме будут минимальными, и, следовательно, нет оснований рассчитывать на их благожелательное отношение к инвестициям в ОГК.

Особого внимания заслуживают предложения о создании ТГК. «ТГК (территориальные генерирующие компании) – это компании, созданные на базе генерирующих активов АО-энерго (за исключением станций, вошедших в ОГК и изолированных АО-энерго), укрупненные по региональному признаку. Перечень и состав ТГК определяются решением Совета директоров РАО «ЕЭС России». В 2006 году ТГК будут обособлены от РАО «ЕЭС России». При этом выделяемые ТГК будут представлять собой как операционные компании (переведенные на единую акцию), так и, возможно, холдинговые компании, находящиеся в процессе перехода на единую акцию (после перехода на единую акцию доля государства в них составит менее 51%). Предполагается, что государство будет снижать долю своего участия в ТГК, и к 2008 году оно может не иметь в собственности акций ТГК.

ТГК будут формироваться по принципу максимального увеличения размера новых компаний при обеспечении конфигурации, не препятствующей свободному ценооб-

¹¹ ДЗО – дочерние и зависимые общества

разованию на оптовом рынке электроэнергии. Базовым вариантом формирования ТГК является создание холдинговой компании – 100% дочернего предприятия РАО «ЕЭС России», в уставный капитал которой вносятся принадлежащие РАО «ЕЭС России» пакеты акций региональных генерирующих компаний (РГК). Сразу после создания ТГК предложат акционерам РГК обменять свои акции в РГК на акции ТГК (головной компании).

После этого акционеры ТГК могут в индивидуальном порядке принимать решение о присоединении РГК к головной компании ТГК либо о слиянии отдельных РГК, входящих в данную ТГК, между собой. При этом РАО «ЕЭС России», как один из акционеров данных компаний, готово способствовать проведению подобных мероприятий.

Ряд ТГК помимо генерирующих станций будет также включать активы тепловых сетей и котельных. Кроме того, возможна интеграция с муниципальными предприятиями в сфере теплоснабжения. ТГК также могут

впоследствии иметь в своем составе бытовые подразделения, образуемые в порядке диверсификации бизнеса в целях финансового хеджирования при колебаниях цен на рынке электро- и теплоэнергии». [206]

Из приведенного выше следует, что, забрав наиболее крупные электростанции, авторы концепции оставляет малые и средние станции на попечение регионов. Заметим, что, забрав самые прибыльные объекты, авторы реформ оставляют в региональных самые дорогие и трудоемкие в эксплуатации и ремонте объекты, которые не могут быть демонтированы из-за положительно важной роли в теплоснабжении. Необходимость обеспечения их деятельности приведет к росту тарифов на электроэнергию и особенно тепло до необъективно высокого уровня. При этом по причинам, названным выше, приток инвестиций будет маловероятным. Самым неожиданным в предложенном проекте можно считать идею о создании системы гарантирующего поставщика

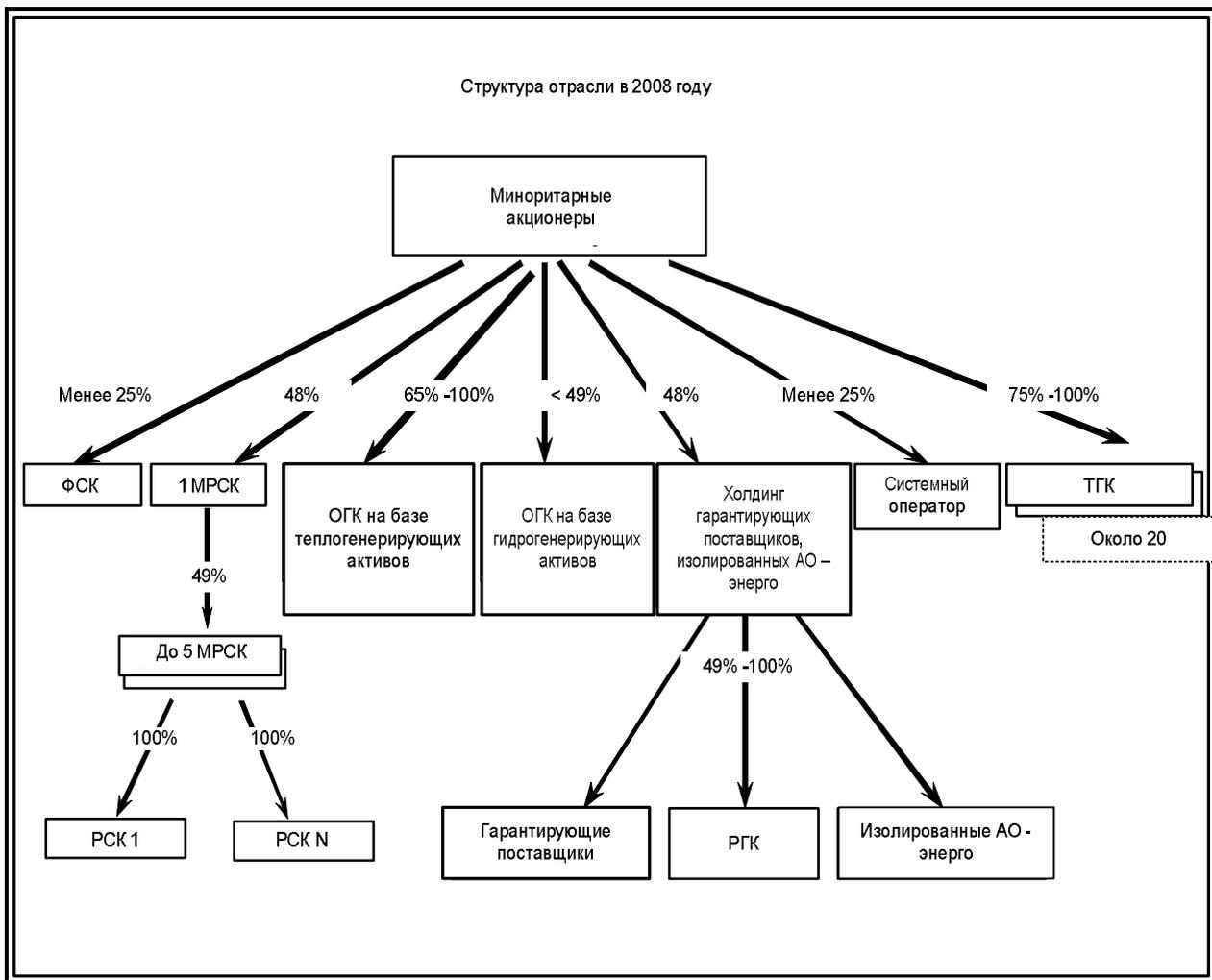


Рис. 1.2. Структура отрасли в 2008 г.

«Гарантирующий поставщик (ГП) является регулируемым бизнесом. При этом, в отличие от конкурентной сбытовой деятельности, деятельность гарантирующего поставщика возможно совмещать с деятельностью по распределению электроэнергии (распределительные сети).

РАО «ЕЭС России» готово (после принятия соответствующих нормативных документов о гарантирующем

поставщике) согласиться с тем, что ряду сбытовых компаний, выделенных из АО-энерго, будет присвоен статус Гарантирующего поставщика.

Предполагается, что к 2008 году большинство изолированных энергосистем будет реструктуризировано. Однако некоторые изолированные от Единой энергетической системы АО-энерго в 2008 году будут оста-

ваться вертикально-интегрированными компаниями, в которых сетевой, генерирующий и сбытовой бизнесы будут выделены в 100% дочерние компании». [206]

После реорганизации в 2006 году на месте РАО «ЕЭС России» останется холдинг, владеющий акциями изолированных АО-энерго и сбытовых компаний, выделившихся из АО-энерго и получивших статус гарантирующих поставщиков.

В данном холдинге также останется некоторое количество акций РГК, не выделенных из РАО «ЕЭС России», пакеты акций региональных генерирующих компаний, созданных в результате реорганизации АО-энерго и не объединенных в ТГК.

РАО «ЕЭС России» будет стремиться к минимизации количества РГК, не выделенных из РАО «ЕЭС России» в 2006 году.

Структура капитала этого холдинга будет идентична структуре капитала РАО «ЕЭС России» на момент реорганизации. Основной функцией холдинга будет управление активами, а источником дохода – дивиденды дочерних компаний». [206]

Таким образом, при всех заявлениях о разделении производства, авторы проекта, тем не менее, оставляют ряд энергообъединений вертикально-интегрированными. Более того, это означает, что, вопреки многим утверждениям, РАО «ЕЭС России» будет сохраняться в качестве холдинга неопределенно долгое время.

Таким образом, намеченные реформы в электроэнергетике должны обеспечить реализацию мер по реальному переходу электроэнергетики (созданной в период плановой, государственной экономики) к рыночным отношениям. В новых условиях эффективная работа энергообъединения предопределяет разработку и использование инструментов экономической оценки и анализа. Тем самым будут обеспечены условия реализации одной из основных целей – рост инвестиционной привлекательности акций РАО «ЕЭС России» и энергокомпаний.

2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕЙТИНГОВЫХ ОЦЕНОК И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭНЕРГООБЪЕКТОВ В РОССИИ

2.1. Рейтинговые оценки и их использование в современной экономике: зарубежный и отечественный опыт

Иностранное слово «рейтинг¹²» вполне прижилось в современном языке. Все привыкли к рейтингам телепередач, политических лидеров и т. д. Сегодня финансовый мир также прочно усвоил понятие «кредитный рейтинг» и воспринимает его синонимом словосочетания «оценка доверия» или, говоря языком финансистов, «оценка кредитоспособности». Часто при оценке преимуществ одной компании перед другой аналитики применяют ранжирование предприятий по определенному признаку.

Первый раз в 1909 году в США такие оценки появились в «Руководстве по ценным бумагам железнодоро-

рожных компаний» в авторстве Джона Муди. С оценок корпоративных облигаций началась история старейшего рейтингового агентства Moody's. Standard & Poor's было образовано в 1941 г. путем объединения Poor's Publishing Company и Standard Statistic Company и занялось построением рейтингов ценных бумаг. Новая индустрия рейтинговых услуг оформилась с 70-х годов. Её бурное развитие сопровождалось ростом числа агентств не только в США, но и по всему миру.

Что представляет собой кредитный рейтинг (рейтинг благонадежности)? Это есть некоторое заключение о возможности и готовности заёмщика в полном объеме и своевременно погашать свои долговые обязательства. В агентстве Moody's полагают, что предметом анализа должна служить вероятность невыполнения самых разнообразных обязательств относительно ценных бумаг. Рейтинги несут еще и информацию относительно вероятности и размера неплатежа по долговой ценной бумаге во время её обращения (в качестве неплатежа понимается и отказ от платежа, и его несвоевременность).

Современные международные агентства выставляют огромное число рейтингов. Каждый из рейтингов по своему уникален, их составители преследуют различные цели и, соответственно, используют различные методики. Среди них можно выделить два главных типа: рейтинг эмитента и рейтинг ценных бумаг. В первую категорию следует включить суверенный рейтинг государства, рейтинги административно-территориальных образований, рейтинги банков (финансовых институтов) и промышленных корпораций; во вторую группу – рейтинги конкретных ценных бумаг, как краткосрочные, так и долгосрочные. Есть разница между рейтингами обязательств в национальной и иностранной валюте¹³.

Процесс построения рейтингов у ведущих международных агентств обычно проходит приблизительно по одной и той же схеме и состоит из следующих шагов [48, 49]:

1. Эмитент обращается к рейтинговому агентству с предложением построить рейтинг долгосрочных облигаций. В некоторых случаях эмитента интересует, например, как изменится рейтинг, если он будет вынужден прибегнуть к публичному финансированию, или как повлияет на рейтинг старых облигаций выпуск дополнительных долгосрочных обязательств.
2. Эмитент заполняет различные рейтинговые формы, предусмотренные в данном агентстве.
3. Рейтинговое агентство назначает команду аналитиков для работы с компанией-эмитентом.
4. Команда аналитиков приступает к поиску, сбору и анализу всей относящейся к делу внешней и внутренней информации. Также они могут потребовать встречу с менеджером по выпуску ценных бумаг для решения различных вопросов. Например, в случае Standard & Poor's потенциальный эмитент даёт официальную презентацию, которая состоит из следующих элементов:
 - финансового отчёта компании за пять лет, включающего отчёт о прибылях и убытках, балансовый отчёт, анализ источников фондов и их использования;
 - сравнения с подобными компаниями;
 - других ключевых факторов, которые, по мнению эмитента, могут повлиять на рейтинг.
5. Команда аналитиков представляет полную информацию рейтинговому комитету. В Standard & Poor's дискуссия охватывает в основном следующие темы:
 - предложенный выпуск облигаций и сроки договора;
 - капитализация;

¹² Рейтинг (англ. rating)- оценка значимости, масштабности, важности исследуемого объекта, а также показатель кредитоспособности. – Райзберг Б.А. «Современный экономический словарь», М: Инфра-М, 1996

¹³ [3-3] М. Микскер. Кто стоит за кредитным рейтингом. / Новые Известия / 19.11.02

- сфера деятельности компании и её история;
 - данные по заработной плате и движению денежной наличности;
 - финансовое планирование;
 - коэффициентный анализ;
 - рекомендации по рейтингу.
6. Эмитент уведомляется о решении. Если он удовлетворён результатом, то рейтинг продвигается на рынок и доводится до широкого круга пользователей. Если же эмитент не согласен с решением, он может его оспорить. В этом случае предоставляется дополнительная информация в рейтинговый комитет, проходит более подробное обсуждение, которое приводит либо к подтверждению рейтинга, либо к его пересмотру.

Это – приблизительная схема действий при определении рейтинга облигаций различных компаний.

С другой стороны, ведущие рейтинговые агентства придерживаются разных подходов к изменению кредитного рейтинга. Так, Moody's придаёт большое значение амплитуде циклических колебаний в данной отрасли и, соответственно, устойчивости данного эмитента в периоды неблагоприятных изменений на рынках своей продукции либо в условиях инфляции. В то же время Standard & Poor's до сих пор определяла рейтинги облигаций, главным образом, на основе финансового состояния компании.

Кредитный рейтинг Российской Федерации, согласно оценке международного агентства Moody's, был равен Вa3. В конце 2002 года агентство огласило свое решение повысить его, что должно было позволить нашей стране приблизиться к рейтингам инвестиционной категории. Российская Федерация получает основное преимущество практического применения рейтинговой системы в виде права реализовывать заимствования на международном рынке капитала по льготным условиям и на длительные сроки, поскольку условия улучшаются пропорционально росту рейтинга.

Если величина кредитного рейтинга страны не слишком высока, сам факт его присвоения каким-либо авторитетным агентством увеличивает доверие потенциальных кредиторов и инвесторов. Это свидетельствует об открытости финансовых институтов во взаимоотношениях с инвестиционными и финансовыми институтами. Присвоенный кредитный рейтинг в целом представляет собой весомый аргумент заемщика в пользу собственной кредитоспособности, которым он может оперировать в отношении любых третьих лиц, участвующих в принятии на себя кредитных рисков по данному делу – будь то клиенты, партнеры, инвесторы, акционеры или кредиторы заемщика. Если же эмитент не имеет кредитного рейтинга, то некоторые страховые компании и пенсионные фонды вообще не будут иметь дела с его долговыми обязательствами ввиду юридически установленных прямых запретов на их приобретение.

В финансовом мире разработан язык символов для оценки кредитных рисков. Существуют различные рейтинговые обозначения и шкалы, по которым выносятся суждения об уровне кредитных рейтингов известных рейтинговых агентств. Это полезно знать для того, чтобы убедиться в надежности эмитента и его долговых обязательств (см., например, табл. 2.1.)

Агентства используют внутри каждой категории добавочные символы. Так, Moody's и Интерфакс назначают цифры от 1 до 3: «1» означает лучший, «3» – хуже среднего. С теми же целями агентства применяют значки «+» для лучших в категории и «-» для тех, кто хуже среднего.

Самые авторитетные рейтинговые современные компании действуют на коммерческих началах. К числу трех агентств-лидеров, обладающих статусом «официально признанной рейтинговой организации», который им предоставила американская комиссия по биржам и ценным бумагам¹⁴, относятся: Standard & Poor's, Moody's, Fitch – IBCA.

Таблица 2.1

ШКАЛА КРЕДИТНЫХ РЕЙТИНГОВ КРУПНЕЙШИХ РЕЙТИНГОВЫХ АГЕНТСТВ¹⁵

Уровень надежности долговых обязательств эмитентов	Standard & Poor's	Moody's	EA-Ratings	Интерфакс
Исключительный, максимальная надежность	AAA	Aaa	ruAAA	Aaa (rus)
Отличный, высокая надежность	AA	Aa	ruAA	Aa(rus)
Выше среднего	A	A	ruA	A(rus)
Ниже среднего	BBB	Baa	ruBBB	Baa(rus)
Спекулятивный	BB	Ba	ruBB	Ba(rus)
Высокоспекулятивный	B	B	ruB	B(rus)
Сверхспекулятивный	CCC CC C,	Caa,Ca, C	ruCCC, ruCC, ruC	Caa(rus), Ca C Ca(rus), C(rus)
Невыполнимые обязательства	D	Ca, C	ruSD, ruD	Ca(rus), C(rus)

Россия запаздывает с практикой присвоения кредитных рейтингов. Существует некоторое число рейтинговых агентств, действующих в сфере эмитентов и долговых обязательств. Сюда относятся: рейтинговое агентство «Эксперт», рейтинговый центр АО «AK&M», «Рейтинговое агентство Интерфакс».

Статистика подтверждает надежность кредитных рейтингов известных мировых агентств. Так, за истекшие 70 лет вероятность дефолта по обязательствам эмитента с рейтингом AAA приравнивается в первые пять лет к 0,1%, и составляет 2,2% в последующие 20 лет с момента присвоения рейтинга. Очевидно, что по мере ухудшения рейтинга и отдаления от срока его присвоения растет вероятность отказа в обслуживании долгового обязательства.

Никто не оспаривает тот факт, что крупные международные рейтинговые агентства обладают преимуществами в сравнении с российскими; ведь многолетний стаж работы на финансовых рынках позволил усовершенствовать методику оценки кредитоспособности.

С другой стороны, если приходится иметь дело с международными рейтингами внутри страны, то здесь возникает ряд «неудобств». По принятым в мире стандартам, рейтинг сверхнадежной компании не может обогнать суверенный рейтинг страны, в которой она зарегистрирована. Получается, что достойнейшая российская компания будет иметь рейтинг не выше спекулятивной категории, а именно такой (страновой) рейтинг закреплен за Россией. Более того, международные агентства все-таки далеки от внутренних тенденций и особенностей в деятельности конкретной страны. Они поневоле проигрывают местным агентствам, досконально осведомленным о реалиях российской действительности.

¹⁴ SEC

¹⁵Источник: Рейтинговые агентства Moody's Investor Servis, Standard&Poor's, Interfax

Так родилась национальная шкала кредитного рейтинга, по которой можно оценить кредитоспособность эмитентов внутри страны. Она явилась своеобразным симбиозом мирового опыта и практического знания российской специфики. Национальная шкала отражает на более глубинном уровне и более дифференцированно внутренних заемщиков по уровню кредитного риска, поскольку они сравниваются не с прочими мировыми банками, а, к примеру, с другими отечественными банками.

Нельзя рассматривать рейтинг как рекомендацию: вкладывать ли средства в тот или иной банк; продавать или покупать ценные бумаги данного эмитента. В процессе определения рейтинга ни одно агентство не проводит аудиторскую проверку финансового состояния заемщика. Можно сказать так: отсутствие рейтинга отнюдь не означает низкой кредитоспособности заемщика или высоких рисков по работе с ним; с другой стороны, наличие рейтинга у эмитента не страхует компанию от банкротства.

Автор [2-05] пишет: «Кредитный рейтинг любого инструмента складывается из анализа четырех компонентов кредитного риска. Или, как их называют, четырех «С» кредитного анализа: character (т.е. «характера» эмитента), capacity (способности эмитента обслуживать финансовые обязательства), collateral (обеспечения) и covenants (накладыванием на эмитента ограниченных условий)».

Из содержания указанного материала очевидно, что каждый из компонентов оценивается методами расчета экспертных оценок, связанных в рейтинговые показатели. При этом автор считает: «Особенности российского рынка долговых обязательств – практически полное соответствие рейтингового выпуска рейтингу эмитента. Таким образом, в России кредитный анализ в основном сводится к анализу эмитента или, говоря точнее, к способности и желанию эмитента обслуживать свои обязательства». [2-05]

Обращает на себя внимание тот факт, что Б. Гинзбург полагает: «Анализ кредитоспособности эмитента можно разделить на качественный анализ бизнес-рисков и количественный анализ финансовой устойчивости». [2-05].

Следовательно, такой сложный и достаточно ответственный инструмент, как анализ кредитоспособности включает как инструментальную часть анализа (количественную), так и экспертную (качественную). Подобное сочетание в экономическом анализе встречается достаточно часто, однако применительно к оценке кредитоспособности это сочетание выглядит достаточно рискованно. При этом, как пишет автор: «Анализ бизнес-рисков эмитента включает анализ таких параметров, как цикличность отрасли и общеотраслевой тренд, конкурентоспособность компании, степень регулирования рынка компании, структура компании, профессионализм менеджмента и кредитная история компании. Суть качественного анализа – в определении вероятности изменения финансовых показателей компании и тренда этих изменений». [2-05]

Заметим, что автор называет составляющие части анализа, однако ничего не говорит ни о методах анализа, ни об условиях расчета итоговых показателей, отражающих «вероятность изменения финансовых показателей компании и тренда этих изменений».

Более определенным представляется количественная часть анализа: «Анализ финансовой устойчивости, в ходе которого определяется текущий уровень долгового бремени компании, представляет собой анализ финансовых коэффициентов:

- прибыльности (норма EBITDA, денежные потоки от основной деятельности/объем продаж);
- ликвидности (текущие активы/текущие пассивы);
- кредитного рычага (долг/капитализация, долг/активы);
- уровня долгового покрытия EBITDA/проценты, долг/EBITDA, долг/CFO)».

Заметим, однако, что расчет отдельных коэффициентов должен быть закончен обобщенным показателем финансовой устойчивости, о котором автор ничего не пишет.

Далее Б. Гинзбург пишет: «Суммарный кредитный рейтинг компании складывается из комбинации бизнес-рисков и финансового риска. Так, например, эмитенты, осуществляющие свою деятельность в стабильной отрасли и имеющие низкий уровень бизнес-рисков, могут позволить себе более высокие финансовые риски, и наоборот. При высоких бизнес-рисках они должны ограничивать размер своего долгового бремени». [2-05]

Приведенное выше не проясняет, ни кредитных условий, ни адекватность мер, применяемых кредитной организацией.

По мнению автора [2-05]: «Кредитные рейтинги дают инвестору достаточно четкое представление о вероятности дефолта при покупке инструментов определенного кредитного рейтинга».

Предложенные методы Б. Гинзбург использует для определения эффективности рейтинговых агентств в предупреждении инвесторов в случае резкого ухудшения кредитного качества эмитентов. Проведенный им расчет показывает, что рассчитанные кредитные рейтинги недостаточно эффективны: «Приведенные примеры демонстрируют, что изменения кредитных рейтингов не всегда успевают отражать ухудшение кредитного качества. Особенно это относится к тем случаям, когда эмитент недобросовестно подготавливает свою финансовую отчетность, например, как компания WorldCom. Чем медленнее изменяется кредитное качество компании, тем лучше кредитные агентства это отслеживают». [2-05]

Из этого он делает общий вывод: «Рейтинги, присваиваемые кредитными агентствами, являются полезным и информативным инструментом, особенно при сравнении кредитного качества эмитентов на различных отраслевых и географических рынках, и достаточно четко предсказывают вероятность невыполнения эмитентом своих обязательств. Однако по сути кредитные рейтинги – «отстающие» индикаторы. Поэтому полностью полагаться на рейтинги при принятии инвестиционных решений нельзя». [2-05]

В конце 2002 года был опубликован рейтинг инвестиционных компаний России (см. табл. 2.2.)

Проблемы рейтинговых оценок в значительной мере связаны с деятельностью рейтинговых агентств. В российской экономике используются оценки ряда ведущих агентств.

Таблица 2.2

РЕЙТИНГ НАДЕЖНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ^{16,17}

Наименование	Регион	Прогноз
1	2	3
Группа надежности AAA (Максимальная надежность)		
«АТОН» ООО	г. Москва	AAA
«ЛУКОЙЛ-резерв-инвест» Группа	Тюменская область	AAA
«НИКОЙЛ» Группа	г. Москва	AAA
«ОФГ» ЗАО	г. Москва	AAA
«Ренессанс Капитал» Группа	г. Москва	AAA
«Тройка-Диалог» Группа	г. Москва	AAA
Группа надежности AA (Очень высокая надежность)		
«АБК» Группа	г. Санкт-Петербург	AA
«БКС» ООО Компания	Новосибирская область	AA
«Брансвик Ю Би Эс Варбург» ЗАО	г. Москва	AA
«Вэб-инвест» Финансовая группа	г. Санкт-Петербург	AA
«МЕТРОПОЛЬ» ООО ИФК	г. Москва	AA
«ОЛМА» Группа	г. Москва	A
«Пермская фондовая компания» ЗАО	Пермская область	AA
«ПРОСПЕКТ» ОАО ИК	г. Москва	AA
«РЕГИОН» ЗАО ИК	г. Москва	AA
«Солид» ЗАО ИФК	г. Москва	AA
«ЦентрИнвест Секьюритис» ООО	г. Москва	AA
Группа надежности A (Высокая надежность)		
«АЛОР ИНВЕСТ» ЗАО	г. Москва	A
«ВИТУС» ООО ИК	Пермская область	A
«ВЭО-Открытие» Группа	г. Москва	A
«Газпроминвестхолдинг» ООО	Московская область	A
«ГУТА-ИНВЕСТ» ООО	г. Москва	A
«Инвест-Центр» ОАО	Московская область	A
«Интраст» ЗАО ФК	г. Москва	A
«Ленстройматериалы» ЗАО БФ	г. Санкт-Петербург	A
«Лидер» ЗАО	Московская область	A
«Лэнд» ЗАО ТИК	Новосибирская область	A
«Мегатрастойл» ЗАО ФК	Тюменская область	A
«Нева-Инвест» ОАО ИК	г. Санкт-Петербург	A
«ПРОМСВЯЗЬИНВЕСТ» ОАО	г. Москва	BVB
«ПРОМСВЯЗЬИНВЕСТ» АОЗТ ИК	г. Москва	A
«Русские инвесторы» ОАО	г. Москва	A
«Русские Фонды» ООО	г. Москва	A
«РУСС-ИНВЕСТ» ОАО ИК	г. Москва	A
«ТАНТЬЕМА» ЗАО ЦФО	г. Москва	A
«Файненшл Бридж» ООО ИК	г. Москва	A
«Финанс-аналитик» ЗАО	г. Москва	A
«ЦЕРИХ Кэпитал Менеджмент» ОАО ИК	г. Москва	AA
«Элтра» ЗАО Инвестиционная компания	г. Санкт-Петербург	BVB
«Энергокапитал» ЗАО ИК	г. Санкт-Петербург	A
Группа надежности BVB (Достаточная надежность)		
«АБСОЛЮТ-ИНВЕСТ» ЗАО	г. Москва	BVB
«Аккорд-Инвест» ЗАО	г. Москва	BVB
«АКЦЕПТ-ЛТД» ЗАО	Московская область	BVB
«АМИ» ООО ИФК	г. Москва	BVB
«БИЗОН плюс» ОАО ИК	г. Москва	BVB
«Битца-Инвест» ЗАО ИК	г. Москва	BVB
«БМ-СЕКЬЮРИТИСЪ» ЗАО	г. Москва	BVB
«Бонус-Инвест» ООО	г. Москва	BVB
«БФА» ЗАО	г. Санкт-Петербург	BVB
«БФД» ЗАО	Иркутская область	BVB
«БФК» ООО	г. Санкт-Петербург	BVB
«Велес капитал» ООО ИК	г. Москва	BVB

Наименование	Регион	Прогноз
1	2	3
«ВИКА» ЗАО	г. Москва	A
«Газинвест» ЗАО ИК	Самарская область	BVB
«Гарант-М» ЗАО	г. Москва	BVB
«ГЕЛА» ЗАО ИФК	г. Москва	BVB
«ГЛОБАЛ-ИНВЕСТ» (бывш. «Комп.ру») ООО ИК	г. Москва	BVB
«Горизонт» ИК	г. Москва	BVB
«ЕВРОФИНАНСЫ «ОАО ИК	г. Москва	BVB
«Ермак» ОАО ИК	Пермская область	BVB
«ИКСИ» ОАО	Новосибирская область	BVB
«Интерспред-Инвест» ЗАО ФК	Новосибирская область	BVB
«Исеть-инвест» ИК	Свердловская область	BB
«КИК» ОАО ИК	г. Москва	BB
«КМ Инвест» ЗАО	г. Москва	A
«Ленмонтажстрой» ЗАО ИК	г. Санкт-Петербург	BVB
«НЕФТЭЛ» ОАО	Самарская область	BB
«Октан-Брокер» ЗАО	Омская область	BVB
«Перспектива Плюс» ОАО ИК	Самарская область	BB
«Приоритет» ОАО ФК	Тюменская область	BVB
«Пролог» ООО ИА	г. Санкт-Петербург	BVB
«Профит Хауз» ООО	г. Москва	BVB
«Регионфинанс» ООО	г. Москва	BVB
«РФЦ» ЗАО ИК	Челябинская область	BVB
«СТАТУС» ИК	г. Москва	BVB
«СахаИнвест» ОАО ИФ	Республика Саха (Якутия)	BVB
«Траст-Инвест» ЗАО ИК	Республика Хакасия	BVB
«ТРИНФИКО» ЗАО	г. Москва	BVB
«УНИВЕР» ЗАО ИК	г. Москва	BVB
«УНИКОМ Партнер» ООО	Свердловская область	BVB
«ФНДС» ЗАО	г. Москва	BB
«ФФК» АО	г. Москва	BVB
«Четвертое измерение» ЗАО ИФК	г. Санкт-Петербург	BVB
«Элементэ» ЗАО ИК	Республика Татарстан	BVB
«Энергия-инвест» ОАО Фонд	Иркутская область	BVB

В настоящее время деятельность рейтинговых компаний приобретает новые аспекты. В своей статье [2-09] Е. Миронов пишет об этом следующим образом: «В погоне за новыми источниками прибыли международные рейтинговые агентства подвергают себя существенному риску возникновения конфликта интересов. В предисловии к первому годовому отчету компании Moody's, которое до размещения на бирже своих акций, состоявшегося в конце 2000 г., являлось структурным подразделением фирмы Dun & Bradstreet, теперь обязано заботиться о том, чтобы не разочаровывать инвесторов. Standard & Poor's (S&P), другое ведущее рейтинговое агентство, хотя и не является акционерной компанией, не намерено отставать в деле освоения новых источников прибыли¹⁶». [2-09]

Относительно коммерческих условий деятельности рейтинговых агентств, автор пишет следующее: «Рейтинговые агентства и раньше не были благотворительными организациями и действовали на коммерческой основе. Но они также выполняют важную квазирегулирующую роль на мировых рынках долговых инструментов». [2-09]

Последнее объясняется достаточно просто: оценка рейтинговых агентств повсеместно используется в государственном регулировании рыночных институтов: «многие пенсионные и взаимные фонды просто не имеют права инвестировать средства в покупку тех или иных облигаций, если агентства присвоили им

¹⁶ [3-06] Рейтинг надежности инвестиционных компаний России. Известия 04.12.02

¹⁷ Источник: НАУФОР – специально для «Известий»

¹⁸ [2-9] Е. Миронов Международные рейтинговые агентства: странские игры. Рынок ценных бумаг № 1, 2003

рейтинги ниже инвестиционного уровня. Только в Америке эффективность применения более десятка нормативных актов, регулирующих деятельность на финансовом рынке, основывается на активном использовании оценок рейтинговых агентств». [2-09]

По мнению Е. Миронова: «В ближайшем будущем регулирующая роль последних должна возрасти еще больше. Так, в новых предложениях Базельского комитета по банковскому надзору, объединяющего представителей денежных властей промышленно развитых стран, предполагается использовать составляемые ими рейтинги в качестве одного из способов определения объема резервного капитала банков, формируемого для покрытия финансовых потерь, возможных в случаях неплатежеспособности клиентов». [2-09]

В результате рейтинговая деятельность приобрела глубоко монополизированный характер. Не удивительно, что проникновение новых конкурентов в сферу бизнеса рейтинговых агентств крайне затруднено. Регулирующие органы и инвесторы готовы иметь дело только с теми фирмами, которые обладают солидным опытом и достойными результатами в области кредитных рисков. Правда, принадлежащая французскому капиталу компания Fitch IBCA, образовавшаяся недавно в результате слияния ряда небольших рейтинговых агентств, смогла завоевать определенную долю на данном рынке. Но подавляющее превосходство Moody's и S&P сохраняется по-прежнему». [2-09]

В подтверждение соображения о монопольном характере рейтинговых агентств автор приводит следующие данные: «По данным Банка международных расчетов (BIS), в глобальном масштабе из всех компаний, которым присвоен кредитный рейтинг, на долю агентства Moody's приходится 80% банков и 78% небанковских корпораций. S&P проводит оценку рейтингов 37% банков и 66% компаний. Между тем ближайший конкурент этих американских гигантов – Fitch – представляет соответствующую информацию только о 27% банков и 8% корпораций». [2-09]

Серьезная проблема для рейтинговых компаний – перспектива расширения их деятельности: «Руководители как Moody's, так и S&P, убеждены в том, что перспективы дальнейшего развития агентства зависят от успеха попыток распространить их хорошо известные в финансовом мире брэнды на области, лежащие далеко за пределами освоенной ими ниши по оценке рейтингов долговых инструментов. Действительно, большинство компаний в Америке и Великобритании, которые хотели бы иметь кредитный рейтинг, на сегодняшний день уже обладают таковыми. В континентальной Европе спрос на подобные услуги гораздо ниже, чем в англосаксонских странах. Поэтому потенциал экстенсивного расширения бизнеса ведущих агентств на главных мировых рынках в значительной мере исчерпан. В результате они вынуждены заниматься такими экзотическими операциями, как составление рейтингов банковских займов, коммерческих бумаг, ценных бумаг, обеспеченных залогом активов (asset-backed securities), и других финансовых продуктов». [2-09]

История рейтинговых агентств насчитывает не один пример конфликтов, связанных с реализацией ими не только аналитических, но и консультационных услуг: «В 1996 г. антимонопольный отдел Министерства юстиции США провел расследование деятельности Moody's, подозревавшегося в том, что оно по собственному желанию публикует рейтинги тех компаний, которые вовсе не про-

сили об этом с целью заставить их оплатить свое полноценное обслуживание. Тогда разбирательство закончилось ничем. Сегодня крупные рейтинговые агентства стараются максимально привлекать компании, вместо того чтобы угрожать им.

В настоящий момент крупнейшие фондовые рынки мира охвачены волной скандалов, связанных с многочисленными случаями конфликта интересов в инвестиционных банках, аудиторских фирмах, квазирегулирующих организациях. Профессиональные участники рынка и эмитенты уже имели случай убедиться в том, насколько дорого может им обойтись потеря доверия инвесторов. В силу указанных выше причин сомнения в объективности оценок ведущих рейтинговых агентств могут иметь еще более серьезные последствия для рынка ценных бумаг». [2-09]

Доверие к международным агентствам было также подорвано скандалом с корпорацией ENRON и разорением вследствие этого одного из крупнейших международных агентств – Arthur Andersen.

Проблема контроля за деятельностью рейтинговых агентств становится все более актуальной. Требование об ужесточении административного контроля за деятельностью рейтинговых агентств впервые прозвучало после известных событий DENSON OM в конце 2001 г. Причина вполне объективна, поскольку за несколько дней до банкротства ее рейтинг не предвещал ничего негативного. Кроме того, деятельность рейтинговых компаний оценивается многими как сверхмонополизированная (говорят даже об олигополии), и все громче звучат требования о расширении числа компаний, действующих в этом секторе рынка услуг.

В [2-08] приводится следующая информация: «SEC¹⁹ обнародовала уже второй доклад о ситуации в секторе выставления кредитных рейтингов. Но ни к каким конкретным выводам не пришла. Первый доклад SEC на эту тему опубликованный в январе, абсолютно разочаровал, – говорит Лоренс Уайт, профессор экономики в Школе бизнеса Стерна при университете Нью-Йорка. – [SEC] не предприняла никаких действий, лишь подняла некоторые вопросы²⁰». [2-08]

Проблема заключается в том, что в соответствии с американским законодательством в нормах, регулирующих инвестиционную деятельность, используется термин «национально признанные статистические рейтинговые организации» (NRSRO). Как пишет автор [2-08]: «Комиссия намерена обсудить целесообразность отмены понятия «национально признанные статистические рейтинговые организации» (NRSRO) – их статус присваивается рейтинговым агентствам, однако в этом случае SEC, по ее словам, должна будет найти приемлемую альтернативу, поскольку термин NRSRO используется в нормах, регулирующих инвестиционную деятельность». [2-08]

При этом он напоминает: «В секторе выставления рейтингов сейчас доминируют три агентства: Moody's Investors Service, Standard & Poor's (на их долю приходится около 80% бизнеса) и Fitch Ratings. До недавнего времени лишь они имели статус NRSRO, в феврале 2003 г. он был присвоен также рейтинговому агентству Dominion Bond Rating Service из Торонто. Критики утверждают, что

¹⁹ US Securities and Exchange Commission – Комиссия по ценным бумагам и биржам США

²⁰ [2-8] Уингинс Дж. Рейтинги остаются без надзора. Ведомости 09.06.2003.

инвесторы, эмитенты и заемщики ориентируются лишь на рейтинг агентств, имеющих статус NRSRO, и это ограничивает доступ в сектор менее крупным агентствам, а рейтинги трех лидеров фактически служат инвестиционной рекомендацией покупателям облигаций». [2-08]

Однако рейтинговые агентства настаивают на том, что рейтинги – это отнюдь не рекомендации, а просто мнение, высказанное специалистами. Право высказывать это мнение им гарантировано свободой слова, а право принять или не принять рекомендации остается за компаниями-инвесторами, банками и т.д. Эту позицию всегда поддерживает суд в тех процессах, когда приходится рассматривать претензии к агентствам. [2-08]

Таким образом, рейтинговые оценки – инструмент, который в течение многих лет с успехом используется в рыночной экономике. На Западе накоплен значительный опыт в применении рейтинговых оценок для обоснования надежности экономических субъектов и отдельных видов ценных бумаг. Рейтинговые оценки получили широкое распространение и в практике анализа российских инвестиционных компаний.

2.2. Анализ применения рейтинговых оценок энергокомпаний России

В решении проблемы оценок электроэнергетических предприятий значимую роль играет сложившаяся практика Moody's оценок, применяемая в отношении энергокомпаний России различными инвестиционными компаниями и рейтинговыми агентствами. Особенности сложившейся практики в данной работе были рассмотрены на ряде примеров оценки, их трактовки ведущими специалистами информационно-аналитических агентств и инвестиционных компаний в период с мая 2002 по июнь 2003 г. При этом необходимо обратить внимание на содержание отдельных фактов и логику их трактовки аналитиками.

Так, 16 мая 2002 г. Финансовые Известия (приложение к газете Известия) был опубликован рейтинг инвестиционной привлекательности энергокомпаний²¹ (с ссылкой на Rus Energy – см. рис. 2.1.). Я. Длугий писала о фактической стороне дела следующее: «В мае совет директоров РАО «ЕЭС России» единогласно одобрил передачу активов в Федеральную сетевую компанию, которая будет заниматься транспортировкой электроэнергии по магистральным сетям. Тем не менее, это событие не вызвало единодушного одобрения со стороны отраслевых аналитиков. Не всегда гладко и в региональных компаниях, готовящихся к реструктуризации: «Мосэнерго» теряет прибыль, «Ленэнерго» фиксирует убытки по МСБУ²², а «Челябэнерго» сталкивается с угрозой потери основных производственных активов²³».

Из приведенного материала следует, что достаточно очевидный по своим последствиям факт – передача на баланс ФСК (дочернего предприятия со 100-процентной собственностью РАО) активов стоимостью 127 млрд руб. – был по-разному оценен экспертами разных инвестиционных компаний. Такое решение, по

мнению одних экспертов, свидетельствует о том, что реформа отрасли ускоряется. «Отставка В. Кудрявого с должности представителя государства в совете директоров РАО, состоявшаяся в прошлом месяце, позволяет рассчитывать на осуществление более решительных шагов в проведении реформы, – полагает А. Абрамов. – Представители миноритарных акционеров также проголосовали в пользу принятия такого решения. Создание ФСК – одна из основных предпосылок к дерегулированию отрасли». [2-01]

Заметим, что отставка В. Кудрявого с должности представителя государства в Совете директоров РАО на деле означает уход из Совета крупного специалиста-энергетика. Если учесть, что оставшиеся немногие специалисты в энергетике находятся в прямом подчинении А. Чубайса, на самом деле указанный факт имеет, скорее всего, негативный характер. Кроме того, отставка В. Кудрявого и создание ФСК – принципиально разные факты.

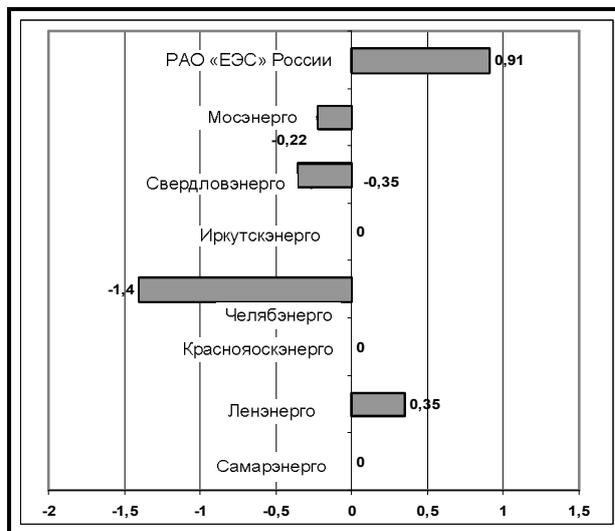


Рис. 2.1. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергокомпаний России на 16.05.2002

В отношении самого факта создания ФСК мнения достаточно разнообразны, и в [2-01] об этом вполне определенно сказано: «Не все эксперты уверены в том, что создание ФСК пойдет на пользу инвесторам. В результате передачи сетевых активов, принадлежащих РАО «ЕЭС России», акционеры монополии потеряют контроль над денежными потоками, которые сосредотачиваются в ФСК, – прогнозирует И. Нечаев, аналитик ИК «Русские инвесторы». – Так как дивиденды выплачиваются по результатам деятельности головной компании, а не по результатам консолидированной отчетности, то перевод денежных потоков в дочернее общество может привести к снижению размеров дивидендов в будущем». [2-01]

Представляется, что аналитик ИК «Русские инвесторы» прав, хотя он сказал только о некоторых (не всех) опасностях, связанных с формированием ФСК; так, показательное отношение к этому факту со стороны миноритарных акционеров объясняется очень просто: вместе с активами в ФСК будут переданы основные долги энергетикам (кроме долгов за топливо). Разумеется, это повысит инвестиционную привлекательность

²¹ В составлении рейтинга участвуют Яна Длугий (ИК «Атон»), Наталья Мильчакова (ИК «Финанс - Аналитик»), Михаил Зак (ИА «Пролог»), Денис Матрофанов (ИК «Центринвест»), Михаил Селезнев (ОФГ), Андрей Абрамов и Илья Зайцев (ИК «Перспектив»), Илья Нечаев (ИК «Русские инвесторы»), Юрий Байков (агентство Прайм-ТАСС). Рейтинг составлен агентством Rus Energy.

²² Международные стандарты финансовой отчетности.

²³ [2-01] Браславская М., Рейтинги энергокомпаний, Финансовые Известия. 16.05.2003 г.

основных генерирующих компаний. Однако долги будут необходимо платить. И это может стать формальной причиной резкого роста тарифов за передачу энергии.

Заметим, что по важнейшей для инвесторов характеристике – выплате дивидендов, как пишет М. Браславская: «Эксперты в целом нейтрально отнеслись к рекомендации правления РАО «ЕЭС России» выплатить дивиденды по итогам 2001 года в размере 0,025 руб. по обыкновенным и 0,1185 руб. по привилегированным акциям. Дивидендная доходность обыкновенных и привилегированных бумаг составит соответственно 0,6% и 3,0%. Рекомендованный уровень доходности оказался на нижней границе прогнозного диапазона. Дивидендные выплаты сократились до 8% от чистой прибыли, тогда как в 2001 г. они составили 10,3%».

Объясняя причины снижения доли прибыли, направленной на выплату дивидендов, И. Нечаев замечает, что из-за недостаточного повышения тарифов РАО пытается выполнить свою инвестиционную программу за счет акционеров. «Государству, как основному акционеру, проще с политической точки зрения без лишнего шума субсидировать инвестиции за счет уменьшения дивидендов, чем повышать тарифы», – полагает эксперт. [2-01]

Многие эксперты расценивают как реальные шаги по усилению инвестиционной привлекательности меры, специально подготовленные для оценки компаний: «Решение правления о назначении независимого оценщика активов было воспринято с пониманием. Правление рассмотрело вопрос о формировании комитета для наблюдения за назначением и работой консультанта по оценке, который должен быть выбран на конкурсной основе. Я. Длугий, аналитик ИК «Атон», считает решение об оценке важным элементом обеспечения гарантий в том, что условия продажи активов, слияния и поглощения компаний будут устанавливаться, исходя из единых, справедливых и экономически обоснованных правил». [2-01]

Представляется, что проведение конкурса по такой важной проблеме, как оценка должно осуществляться государством при использовании для этого накопленного опыта соответствующих работников Мингосимущества и, при необходимости, привлекая независимых экспертов. Проведение конкурса самим РАО «ЕЭС России» означает, что полученные результаты оценки будут иметь весьма субъективный характер и устраивать в первую очередь руководство РАО «ЕЭС России».

О том, что реальные результаты деятельности многих компаний не соответствуют данным официальной отчетности, можно судить по данным «Ленэнерго», которое опубликовало долгожданные финансовые результаты по МСБУ²⁴ за 2000 и 2001 год. Аудит отчетности компании и перевод ее на МСБУ осуществил Pricewaterhouse Coopers. Отчетность показала операционные убытки (\$ 135 млн. в 2000 г. и \$62 млн. в 2001 г.), в то время как по РСБУ «Ленэнерго» зафиксировала в 2001 г. определенную прибыль в объеме \$ 69 млн» [2-01]

Другими словами, результаты работы вместо положительных были отрицательными. «Тем не менее, эти цифры не вызвали особых переживаний в стане экспертов. Как указывал М. Селезнев, аналитик ОФГ²⁵, расхождение значений по различным бухгалтерским системам объясняется, главным образом, разницей

между амортизационными затратами по МСБУ (\$ 142 млн) и РСБУ²⁶ (\$ 20 млн). В целом в 2001 году финансовое состояние «Ленэнерго» существенно улучшилось: зафиксирован рост выручки на 31% в долларовом выражении. Между тем рост затрат на топливо и себестоимость закупаемой электроэнергии был умеренным и составил 7% и 22% соответственно. «Приведенные результаты, – комментирует Селезнев, – мы считаем в целом позитивными для «Ленэнерго». Д. Матафонов, аналитик ИК «Центринвест» полагает, что «Ленэнерго» остается одной из наиболее прозрачных компаний в отрасли, имеет лучшую команду менеджеров и показывает неплохие финансовые результаты». [2-01]

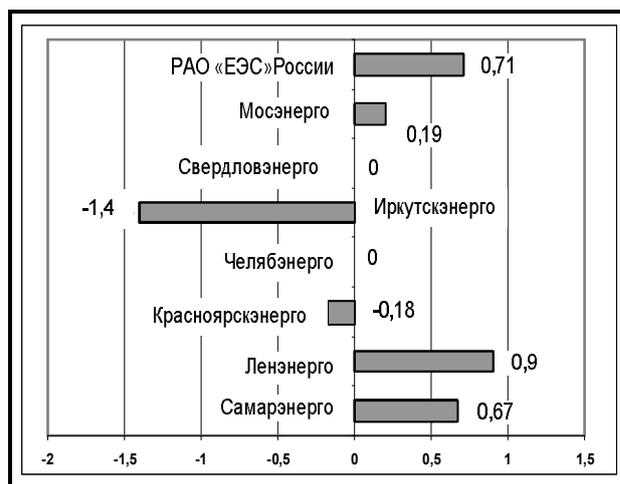


Рис. 2.2. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергокомпаний РФ (по данным на 30.05.2002)

«Еще одним разочарованием для инвесторов стала дивидендная политика «Свердловэнерго» (рейтинг инвестиционной привлекательности составил минус 0,35). Совет директоров компании рекомендовал акционерам на годовом собрании 6 июня утвердить дивиденды за 2001 г. в размере 13,65 коп. на одну обыкновенную акцию и столько же – на одну привилегированную». [2-01]

Аналогичная оценка рейтинговой привлекательности энергокомпаний была приведена в Финансовых Известиях через две недели²⁷. Общие результаты приведены на рис. 2.2.

По мнению М. Браславской: «Невыразительные финансовые результаты энергетических компаний в первом квартале нынешнего года и сохраняющаяся неопределенность сценария и темпов реформы энергетического сектора стали основными причинами снижения темпов роста рейтинга инвестиционной привлекательности большинства энергокомпаний за прошедшие две недели». [2-02]

Как было указано выше, важным вопросом следует считать распределение долгов в процессе реструктуризации. Отметим, что аналитики, приводя реальные

²⁶ Российский стандарт бухгалтерского учета

²⁷ [2-02] Браславская М. Рейтинги энергокомпаний / Финансовые Известия 30.05.2002 г. В сопоставлении рейтинга участвуют Яна Длугий (ИК «Атон») Георгий Иванин (ИК «Вика»), Андрей Абрамов и Илья Маршак (ИБГ «НИКОЙЛ»), Михаил Селезнев (ОФГ), Михаил Зак (ИА «Пролог»), Алексей Зайцев («Проспект») Илья Нечаев (ИК «Русские инвесторы»), Наталья Мильчакова (ИК «Финанс-Аналитик») Денис Матафонов (ИК «Центринвест»), Рейтинг составлен агентством Rus Energy.

²⁴ Международный стандарт бухгалтерского учета

²⁵ Инвестиционный банк «Объединенная Финансовая группа»

цифры, делают общий вывод, который вполне соответствует фактическому положению дел.

Вместе с тем, между рассуждениями о положительных фактах работы «Ленэнерго» и ростом инвестиционной привлекательности (+0,35) не видно реальной (функциональной или экспертно-аналитической) связи. Другими словами, кроме самих экспертов никто не может подтвердить или оспорить изменение рейтинга, исходя из реальной методики и конкретных расчетов. Как пишет сам автор [2-01]: «Компания «Мосэнерго» (минус 0,22) несколько разочаровала инвесторов снижением финансовых показателей в начале года. Заместитель генерального директора «Мосэнерго» И. Горюнов заявил, что прибыль компании за 1 квартал 2002 года по РСБУ составит 700 млн. руб. (\$22 млн), что значительно ниже аналогичного показателя за 1 квартал 2001 г., составившего 2,8 млрд. руб. (\$96 млн)». [2-01]

Отметим, что прибыль компании упала более чем в четыре раза. Соответственно должна была измениться ее стоимость (по методике «дивидендной оценки»). На этом фоне, уменьшение рейтинга инвестиционной привлекательности только на «0,22» единицы означает, что в оценке аналогов размер прибыли (важнейший показатель деятельности энергокомпании) был учтен в самой незначительной мере.

Более существенной была реакция специалистов на перераспределение изменения собственности в АО «Челябэнерго». «Теряет позиции в рейтинге и «Челябэнерго» (минус 1,4). Металлургическое предприятие «Мечел» объявило, что намерено приобрести 51% акций Челябинской ТЭЦ-3 после ее выделения в отдельное АО в результате реструктуризации «Челябэнерго». «Похоже, что предприятие растащат на куски. Риски миноритарных акционеров «Челябэнерго» чрезвычайно высоки», – замечает М. Зак (ИК «Пролог»). [2-02]

Еще раз стоит обратить внимание на то, что дивидендная политика не оказывает существенного влияния на уровень оценки энергоемкости, что достаточно очевидно из оценки АО «Свердловэнерго». «Комитет по вопросам реформирования при совете директоров РАО «ЕЭС России» рассмотрел вопрос о подходах к распределению кредиторской и дебиторской задолженности в процессе реструктуризации региональных АО-энерго. Пока речь идет о разработке общих принципов распределения долгов региональных АО-энерго перед РАО и долгов самого РАО перед АО-энерго в процессе реструктуризации. [2-02]

Заметим, что речь идет не о самих долгах, а о подходе к их распределению. Не имеющие необходимой информации от РАО «ЕЭС России» инвестиционные компании положительно реагируют даже на слабую надежду о возможности решения финансовых вопросов. При этом автор [2-01] надеется, что «Общие принципы будут со временем конкретизироваться в методики, которые и найдут применение при реформировании АО-энерго. По мнению И. Нечаева, аналитика ИК «Русские инвесторы», наличие единой методики распределения кредиторской и дебиторской задолженности между выделяемыми компаниями сокращает риски акционеров и вносит ясность в процесс реструктуризации.

Г. Иванов, старший аналитик ИК «Вика», назвал распределение долгов одним из важнейших вопросов в ходе реструктуризации отрасли, поэтому, по его мнению, рассмотрение само по себе является позитивным фактом. [2-02]

На оценку экспертов оказывает влияние любая информация, которую они получают от весьма непрозрачной РАО «ЕЭС России»: «Еще одной важной новостью стала публикация неконсолидированной отчетности РАО «ЕЭС России» за 1 квартал текущего года. Как отмечает А. Абрамов, аналитик ИБГ «НИКОЙЛ»²⁸, внеоперационная неконсолидированная прибыль РАО «ЕЭС России» в 1 квартале 2002 года выросла в основном за счет доходов от сделки с задолженностью России правительству Чехии». [2-02]

Отметим, что аналитики не дают объективной оценки последнему факту, поскольку РАО «ЕЭС России» с разрешения правительства РФ провело переговоры, в результате которых компания (и в первую очередь – ее менеджеры) заработала несколько миллионов долларов, в то время как государство – потеряло не менее 18-20 млн. долларов. Разумеется, с точки зрения миноритарных акционеров РАО «ЕЭС России», эта информация вполне положительна. Вопрос – можно ли считать такого рода операции допустимыми с позиции населения страны?

Как пишет автор [2-02], «Эксперты анализируют и консолидированные финансовые результаты РАО «ЕЭС России» по МСБУ за 2001 год (в которые, тем не менее, не были включены внутрикорпоративные транзакции, что несколько искажает отчетность). РАО удалось повысить прибыльность на 43% благодаря тому, что рост тарифов опережал рост стоимости топлива, считает М. Селезнев, аналитик ОФГ. [2-02]

Практика повышения тарифов стала неотъемлемой чертой политики РАО «ЕЭС России». Этому свидетельствует ряд утверждений руководства РАО «ЕЭС России» о том, что цену на электроэнергию необходимо повышать из-за роста цен на топливо²⁹. Из приведенного очевидно, что на самом деле рост тарифов был (за анализируемый период) необоснованным.

Это подтверждается и в [2-02]: «По сравнению с 2000 г. средний тариф по России на электроэнергию вырос в долларовом выражении в 2001 г. на 30%, достигнув 0,49 руб. (\$ 0,17) кВт/ч. Наиболее заметным был рост тарифов для сельскохозяйственных потребителей и населения, составивший около 50% в рублевом выражении. В настоящее время тариф для населения составляет 65% от тарифа для предприятий (в 2000 г. – 57%).

В анализируемом периоде по-прежнему неясна ситуация с ожидаемыми результатами от реструктуризации. Так, на конец мая 2002 года предполагалось, что оптовые генерирующие компании должны будут контролироваться управляющими компаниями.

«Тот факт, что оптовые генерирующие компании – наиболее ценный актив из тех, которые должны получать акционеры РАО, будут контролироваться управляющими компаниями, может вызвать озабоченность среди портфельных инвесторов, которые опасаются, что управляющие компании могут вывести активы или размыть доли акционеров,» – указывает Абрамов. Вместе с тем предлагаемая модель выглядит весьма рационально с точки зрения привлечения в оптовые генерирующие компании инвестиций и эффективности их управления. Мы опять сталкиваемся с ситуацией, когда стратегические задачи отрасли конфликтуют с интересами миноритарных акционеров». [2-02]

²⁸ Инвестиционно-банковская группа «НИКОЙЛ»

²⁹ Цитата

Эта фраза во многом определяет суть предложений реформаторов: то, что не выгодно миноритарным акционерам, может быть (гипотетически) выгодно стратегическим инвесторам.

Поскольку и для тех и для других источник прибыли один – генерирующие компании, аналитик считает, что инвестиции могут иметь противоречивый характер. По его мнению, стратегические инвесторы не обратят внимание на отношение в компании к миноритариям и смело отдадут деньги тем, кто пытается игнорировать права собственности.

По мнению аналитиков, РАО «ЕЭС России» рассматривает возможность не распределять акции тепловых генерирующих компаний среди акционеров в 2004 году, а передать их холдинговой компании, которой будут принадлежать доли реструктуризированных энергосистем. В реальности это означает, что холдинговая компания РАО «ЕЭС России» сохранится на более долгий срок, чем изначально ожидалось, считает аналитик ИБГ «НИКОЙЛ». «Новое РАО «ЕЭС России» останется практически в прежнем виде, только без сетевых мощностей. Такая структура не вызывает доверия миноритарных акционеров. По сумме событий рейтинг РАО «ЕЭС России» составил плюс 0,71». [2-02]

Оценки региональных АО-энерго достаточно неоднородны. Среди региональных АО-энерго лидерство по-прежнему сохраняет «Ленэнерго» (плюс 0,90). «Мосэнерго» (плюс 0,19) не слишком порадовало акционеров финансовыми результатами по РСБУ за 1 квартал 2002 года. На фоне других энергокомпаний «Самараэнерго» (плюс 0,67) в квартале 2002 года показала позитивную динамику прибыли, что стало следствием соответствия темпов роста тарифов на электроэнергию и цен на газ. Средний тариф на электроэнергию в долларовом эквиваленте вырос по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года на 22,9%, с 1,34 цента/кВт.ч. до 1,65 цента / кВт.ч. [2-02]

Представляет интерес следующее мнение аналитика: «Иркутскэнерго» (минус 1,4) обнародовала слабые финансовые результаты за 1 квартал 2002 года, что объясняется недостаточным повышением тарифов на электроэнергию для алюминиевых комбинатов, принадлежащих «РусАлу» и САУЛу, которые контролируют порядка 40% акций энергокомпании.

Из сказанного следует, что в электроэнергетике России стали проявляться новые тенденции: с переходом даже части акций региональных АО-энерго в руки частных компаний (в данном случае – крупных компаний), которые вместе с тем являются потребителями энергии этой компании, рост тарифов на электроэнергию останавливается. При этом, по мнению аналитиков, инвестиционная привлекательность компаний снижается. Портфельные инвесторы-потребители постоянно заинтересованы в сохранении оптимальных цен на энергию, что игнорируется отсутствием роста капитализации принадлежащих им акций.

Мнение аналитиков о ситуации в АО «Красноярскэнерго» следующее: «Своеобразный способ борьбы с диктатом акционера продемонстрировала компания «Красноярскэнерго» (минус 0,18), добившаяся высокого роста выручки. Как отмечает М. Селезнев из ОФГ: «оказавшись бессильной значительно повысить тарифы для своего основного потребителя – Красноярского алюминиевого завода, энергокомпания пошла на существенное увеличение тарифов всех ведущих групп потреби-

телей. Это помогло, и выручка «Красноярскэнерго» в долларовом выражении возросла на 37% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года – самый высокий показатель роста среди региональных энергокомпаний. Впрочем, скачок внебюджетных расходов на 1000% свел на «нет» тот рост, которого компания добилась на уровне операционной прибыли. Представитель компании заявил, что более 70% внебюджетных затрат в I квартале 2002 года составила списанная безнадежная задолженность». [2-02]

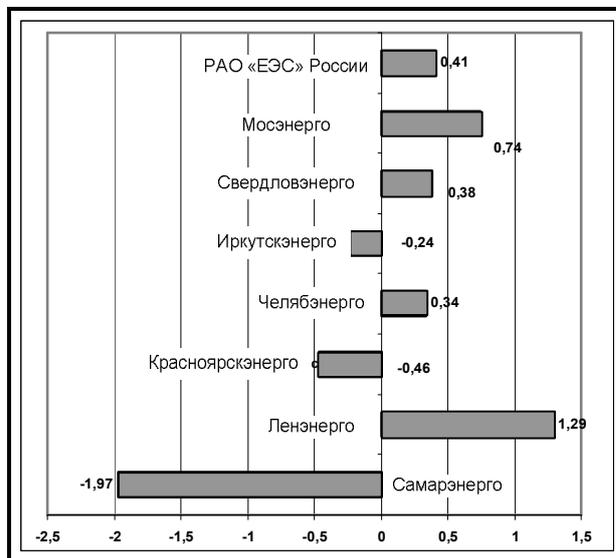


Рис. 2.3. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергетических компаний (на 20.02.2003 г.)

Экономический смысл приведенного означает, что энергокомпания негативные результаты деятельности списала: т.е. «безнадежные долги» провела, заложив их в тариф и, следовательно, заставив тех, кто платит за электроэнергию, расплачиваться за неэффективную работу менеджеров АО «Красноярскэнерго».

Следующий пример расчета экспертных оценок энергокомпаний на 20.02.2003 приведен в [2-03]³⁰. См. рис. 2.3.

Момент, в который проводилась оценка, по мнению авторов [2-03] был характерен для электроэнергетики следующим: «Реформа энергетики, хотя и не без потерь, преодолела наиболее сложный барьер – второе чтение законопроектов в Госдуме. Таким образом, правовые возможности для реструктуризации РАО «ЕЭС России» появятся в ближайшие месяцы. Однако воспользоваться ими в полной мере не удастся до 2008 года. Это, впрочем, не помешает правительству начать перестройку отрасли уже в нынешнем году». [2-03]

Как отметили М. Боков и Р. Симоненко: «Полугодовая пауза в продвижении реформы энергетики, наконец, завершилась. 14 февраля 2003 года. Депутаты Государственной Думы приняли пакет законов по электроэнергети-

³⁰ [2-03]: Боков М., Симоненко Р. Рейтинг энергокомпаний. Известия от 02.02.2003 г. В составлении рейтинга принимают участие Александр Корнеев (ИК «Атон»), Дерек Уивинг (ОФГ), Марат Авлеев (ИК «Брокеркредитсервис»), Алексей Зайцев (ИК «Проспект»), Михаил Бакулев (ИК «АВК»), Михаил Армяков (ИК «Русские Инвесторы»), Наталья Мильчакова (ИК «Финанс -Аналитик»), Андрей Гадасин (ИК «Пролог»), Александр Якубов (Группа ЦентрИнвест), Михаил Зак (КБ «Вэб-инвест Банк»). Рейтинг составлен агентством RusEnergy.

ке во втором чтении. Третье чтение может состояться уже 21 февраля 2003 года. На фоне этих новостей рейтинг РАО «ЕЭС России» вырос до 0,41. «Принятие законопроекта во втором чтении может повысить привлекательность акций РАО и в долгосрочной перспективе, несмотря на негативный эффект некоторых поправок, в частности изъятия из законов даты либерализации рынка электроэнергии», — говорит А. Якубов, аналитик группы «Центр-Инвест». [2-03]

Представляется, что во мнении аналитиков о том, что сама реформа является причиной роста стоимости акции РАО «ЕЭС России», есть определенная нелогичность. Поскольку известно, что в результате реформы само РАО «ЕЭС России» должно быть ликвидировано, рост стоимости его акций не может быть связан с самой реформой. Причина, по всей видимости, в другом: известно, что вместо АО-энерго должен быть создан ряд компаний и, в первую очередь, — генерирующие, сетевые и т.д. Поскольку известно, что собственником сетевых компаний должно стать государство, фонды генерирующих компаний будут заведомо дороже, чем фонды АО-энерго. Возможность получить за те же акции более дорогую стоимость и повысить инвестиционную привлекательность акций РАО «ЕЭС России» (что не адекватно стоимости самого РАО) представляется сомнительным.

Аналитик ИК «Пролог» А. Гадасин отмечает, что «сама по себе задержка с прохождением законопроекта через Госдуму уже принесла значительные жертвы в качестве реформ: начало функционирования конкурентного рынка электроэнергии затягивается как минимум до 2008 года, а перекрестное субсидирование сохранится в течение трех лет после начала работы рынка. Тем не менее, сам факт одобрения законопроекта позволяет считать: процесс создания рыночной среды в электроэнергетике запущен». [2-03]

На самом деле этот процесс запущен достаточно давно. По мнению авторов [2-03]: движение к рынку началось и в региональных энергокомпаниях. Так, правление «Мосэнерго» (плюс 0,74) одобрило вхождение столичной компании в некоммерческое партнерство АТС. Окончательное решение должно быть принято на одном из ближайших заседаний совета директоров «Мосэнерго».

По мнению М. Армякова, аналитика ИК «Русские инвесторы», членство в АТС позволит «Мосэнерго» с большей эффективностью участвовать в формировании и развитии конкурентного рынка электроэнергии. [2-03]

Есть достаточно оснований считать, что это мнение эксперта недостаточно обоснованно. Для АО «Мосэнерго» выгодно вхождение объединения в рынок. Необходимо провести сопоставительные расчеты предполагаемых изменений в объемах и стоимости производимой электроэнергии в «Мосэнерго» при активном участии мощностей этого объединения в оптовом рынке. Есть определенные основания считать, что улучшение использования мощностей АО-энерго вполне возможно, однако этот вывод требует расчетов такого рода, которые явно не были выполнены экспертами.

По поводу «Ленэнерго» авторы [2-03] пишут следующее: «На рейтинге «Ленэнерго» (+1,29) положительно сказались два события: увеличение доли финской Fortum Oy в капитале компании и получение согласия от ЕБРР о выделении кредита да достройку ТЭЦ-5. «Не сбылись опасения руководства «Ленэнерго» по поводу продажи немецкой компанией BON Energie своей доли капитала. Произошло лишь увели-

чение доли другого партнера и акционера ОАО — финской Fortum Oy, — говорит А. Гадасин. — Такое перераспределение может лишь упрочить позиции «Ленэнерго». [2-03]

В том, что выделение кредита ЕБРР положительно повлияло на стоимость акций, нет ничего убедительного, однако мнение о положительном влиянии продажи крупнейшей мировой энергетической компании EON Energie пакета акций «Ленэнерго» и ее покупки финской компанией явно необоснованно. Сравнение немецкой и финской компаний показывает, что их роль в энергетике Европы несопоставима, и нет оснований считать, что такая сделка будет способствовать росту экспорта электроэнергии из «Ленэнерго» за рубеж.

Более обоснованным представляются соображения специалистов об изменении стоимости акций «Челябэнерго»: «Рейтинг «Челябэнерго» снизился (минус 0,34), несмотря на рост акций компании, который, как оказалось, не имеет отношения к эффективности компании. «Колебания курса акций «Челябэнерго» говорят о том, что кто-то целенаправленно занимается скупкой ценных бумаг энергокомпаний», — говорит аналитик ИК «Брокер-КредитСервис» М. Авлеев.

«Как объект биржевой спекуляции акции «Челябэнерго» интереса не представляют, но для предприятий с энергоемким производством, например «Мечел», контроль над энергокомпанией может иметь значение» [2-03]. По сведениям некоторых источников, более 25% акций «Челябэнерго» через подставных лиц скуплены Группой МДМ, которая, в свою очередь, является одним из владельцев ОАО «Мечел».

Еще одной причиной интереса Группы МДМ к «Челябэнерго» может быть намерение поглотить «Челябинскую угольную компанию» (ЧУК), которая в настоящее время контролируется структурами, близкими к челябинской региональной администрации. По мнению Н. Мильчаковой, эксперта ИК «Финанс-Аналитик», иного способа добраться до активов ЧУК, кроме как через энергетиков, у МДМ нет. В то же время «Челябэнерго» и ЧУК должны друг другу, и между ними постоянно возникают трения». [2-03]

Стоит отметить, что снижение стоимости акций «Иркутскэнерго» происходит по причинам, отмеченным в анализе за 30.05.2002 г. Негативным остается рейтинг «Иркутскэнерго» (минус 0,24). «На компании ущербно сказывается влияние ведущего акционера — компании «Русский Алюминий», — утверждает М. Авлеев. — Выгода от дешевой генерации через низкие тарифы целиком уходит в алюминиевую промышленность». [2-03]

Схожая с «Иркутскэнерго» ситуация сложилась и в «Красноярскэнерго» (минус 0,46). После того, как крупные потребители завершили скупку акций компании (по предположениям, «Норильский никель» собрал 40%), бумага значительно потеряла в ликвидности. Между тем, администрация Красноярского края по предложению руководителей промышленных предприятий края инициировала аудиторскую проверку компании. Ее цель — определить реальные затраты «Красноярскэнерго» и разработать прозрачные и экономически обоснованные тарифы для предприятий и бюджетных организаций. [2-03]

Однако представляется, что даже из приведенных соображений причины снижения стоимости акций в «Иркутскэнерго» и «Красноярскэнерго» не идентичны: в одном случае речь идет о сдерживании тарифов владельцами

крупного пакета акций (которые являются и крупнейшими потребителем электроэнергии), а в другом – цена акций упала из-за отсутствия в продаже свободных акций. Кроме того, на снижение стоимости акций «Красноярскэнерго» несомненно повлияла гипотетическая возможность уменьшения затрат и тарифов в результате проверки администрации Красноярского края³¹.

Интерес представляют и мнения аналитиков о стоимости акций «Самараэнерго». Рейтинг «Самараэнерго» снизился (минус 0,97) после того, как стало известно о финансовых проблемах компании, связанных с неплатежами со стороны потребителей Самары. По словам А. Гадасина, долги города перед энергетиками растут с декабря 2002 года и достигли 330 млн. рублей. «В результате энергосистема не имеет достаточного уровня средств для закупок топлива в необходимых объемах и обеспечения бесперебойного энергообеспечения Самары». [2-03]

Стоит отметить, что РАО «ЕЭС России» проводит эксперимент по проверке управления «Самараэнерго» специально созданной управляющей компанией. На момент анализа результаты работы управляющей компании явно не относятся к позитивным.

Пример рейтинговых оценок энергокомпаний на 17.04.2003 г. приведен на рис. 2.4. [2-04]³².

Особенности момента проведения анализа комментировались следующим образом: «После того, как завершилось формирование правовой основы для реформы энергетики, выяснилось, что темпы реформирования отрасли за последний год были потеряны. Чтобы вновь привлечь внимание стратегических инвесторов, менеджерам РАО «ЕЭС России» приходится предлагать им дополнительные гарантии. Но далеко не все миноритарии готовы их приветствовать». [2-04]

Далее авторы [2-04] пишут следующее: «Владимир Путин 7 апреля 2003 года подписал законопроект об экономии электроэнергии – шестой и последний из пакета законопроектов по реформе электроэнергетики. Теперь на первый план выходят конкретные меры по реформированию отрасли и компаний, считает аналитик ИК «АВК» М. Бакулев. Комитет по реформированию возобновил слушания по проектам. Совет директоров РАО «ЕЭС России» представил на суд общественности стратегию развития компании на следующие пять лет – все это подогревает интерес инвесторов к электроэнергетике». [2-04]

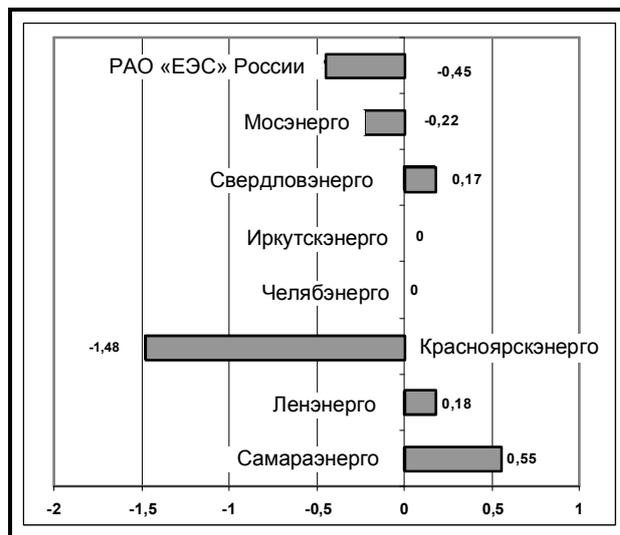


Рис. 2.4. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергетических компаний (на 17.04. 2003 г.)

Стоит отметить, что концепция «5х5», предложенная РАО «ЕЭС России» далеко не первая (в частности были программы «3х3», «4х4» и не только они). Весьма вероятно, что эта программа не последняя. Что можно сказать о концепции, которая меняется каждые три месяца? Вполне очевидно, что степень продуманности концепций, предлагаемых руководством РАО «ЕЭС России», оставляет желать лучшего. Тем не менее, действительно любая концепция, предлагаемая РАО «ЕЭС России» вызывает интерес у инвесторов, так как вносит некую определенность в ситуацию.

Отметим, что у РАО «ЕЭС России» появилась еще одна идея, о которой пишут авторы: «Идея РАО «ЕЭС России» о предоставлении зарубежным компаниям права на управление ОГК с последующим правом выкупа акций этих ОГК вызывает много споров. Для зарубежных инвесторов одним из главных условий для вложения в энергетику является скорейшая либерализация цен. Согласно последним принятым решениям правительства она будет проходить постепенно в течение 5 лет». [2-04]

Представляется, что подобного рода предложения должны вызвать у потенциальных инвесторов только негативную реакцию (что и произошло на самом деле). Негативный характер имеют и другие новости о РАО «ЕЭС России»: «Д. Уивинг, аналитик ОФГ, обращает внимание на то, что А. Чубайс вновь заговорил о финансовых гарантиях для инвесторов, которые будут вкладывать средства в строительство новых генерирующих мощностей. Руководство РАО ведет переговоры с правительством по вопросу создания специального фонда, за счет средств которого планируется гарантировать инвестиции в создание новых мощностей. В результате могут быть ущемлены права инвесторов, уже владеющих акциями генерирующих предприятий, поскольку гарантии по их инвестициям предоставляться не будут». [2-04]

Помимо «виртуальных» факторов, связанных с реструктуризацией РАО «ЕЭС России», были отмечены реальные факты, свидетельствующие о качестве работы менеджмента РАО «ЕЭС России». «Мы понизили рейтинг РАО, – говорит М. Авлеев, аналитик ИК «Брокер»

³¹ Отметим, что гибель А. Лебеда – губернатора Красноярского края (которая произошла когда он был в инспекционной поездке энергетическим объектам края) возможно изменит ситуацию и аудиторская проверка объединения не будет иметь реальных результатов

³² [2-04] Боков М. Симоненко Р. Рейтинг энергокомпаний. Известия 17.04.2003. В составлении рейтинга принимают участие Александр Корнеев (ИК «Атон»), Дерек Уивинг (ОФГ), Марат Авлеев (ИК «Брокеркредитсервис»), Алексей Зайцев (ИК «Прспект»), Михаил Бакулев (ИК «АВК»), Михаил Армяков (ИК «Русские инвесторы»), Андрей Гадасин (ИК «Пролог»), Наталья Мильчакова (ИК «Финанс-Аналитик»), Александр Якубов (группа «ЦентрИнвест»), Рейтинг составлен агентством RusEnergy

кредитсервис». Среди заметных новостей по РАО выделим опубликованные отчетности по МСФО. Данные отчетности оказались негативными, но в целом были предсказуемыми». При росте выручки на 17% снизилась операционная рентабельность с 15,8% в 2001 году до 14,5%. Чистая прибыль РАО за 9 месяцев 2002 года по МСФО снизилась на 35% по сравнению с аналогичным периодом 2001 года. По сумме событий рейтинг РАО «ЕЭС России» составил минус 0,45». [2-04]

Действительно, ряд аналитиков в своих оценках ориентируются, в первую очередь, на реальные финансовые показатели, что делает их анализ понятным и объективным. По поводу АО «Мосэнерго» авторы [2-04] пишут следующее: «Не все аналитики высказали одобрение дивидендной политике «Мосэнерго» (минус 0,22). Совет директоров компании рекомендовал акционерам утвердить дивиденды за 2002 год в размере 1,837 коп. на обыкновенную акцию номиналом 1 рубль. Всего предполагается выделить на выплату дивидендов 519 млн. рублей. Причем миноритарные акционеры настояли на том, чтобы на выплату дивидендов было направлено около 80% от прибыли». [2-04]

Отметим, что данный случай достаточно редок, поскольку для большинства других АО-энерго руководство РАО «ЕЭС России», владеющее контрольным пакетом акций, обычно выделяет на выплату дивидендов такие суммы, которые совершенно не стимулируют инвесторов на капиталовложения в энергетику.

Оценка «Ленэнерго» комментируется аналитиками следующим образом: «Снижается воздействие на рейтинг «Ленэнерго» (плюс 0,18) негативного фона, вызванного конфликтом с руководством Санкт-Петербурга. 11 апреля 2002 г. Арбитражный суд Санкт-Петербурга отложил до 25 апреля слушания по иску с требованием аннулировать результаты проведенной в 1992 году приватизации «Ленэнерго». [2-04]

Очевидно, что изменение рейтинга Ленэнерго связано с пониманием того, что иск администрации Санкт-Петербурга будет либо отозван, либо отклонен.

Интересна ситуация, которая сложилась в «Свердловэнерго»: «Аналитики разошлись во мнениях, оценивая новость о том, что «САУЛ-Холдинг», управляющая компания АО «САУЛ», консолидировал 25,5% акций ОАО «Свердловэнерго» (плюс 0,17). А.Зайцев из ИК «Перспект» уверен, что владение акциями энергокомпании необходимо «САУЛУ», чтобы иметь возможность снизить цены и сделать тарифную политику энергокомпании максимально выгодной для алюминиевого холдинга. В то же время, по мнению М. Бакулева, «САУЛ» сконцентрировал блокирующий пакет акций «Свердловэнерго», чтобы извлечь максимальную выгоду при реструктуризации компании». [2-03]

Однако мнение аналитиков относительно акций «Самараэнерго» представляется сомнительным. Так, М. Авлеев предсказывает повышение интереса инвесторов к «Самараэнерго» (плюс 0,55). «Мы повысили рейтинг данной компании, – говорит аналитик. – На наш взгляд, «ЮКОС» крайне заинтересован в покупке акций «Самараэнерго», что в перспективе положительно скажется на его капитализации. Примечательно, что котировки по данной компании «стоят» уже в течение полугода, хотя к аналогичным энергосистемам интерес гораздо существеннее». [2-04]

Из опыта аналогичных ситуаций в «Иркутскэнерго» и «Красноярскэнерго» известно, что после скупки одним

инвестором крупного пакета акций, как правило, их цена падает.

Относительно «Красноярскэнерго» авторы [2-04] пишут следующее: «Рейтинг «Красноярскэнерго» снизился до минус 1,48 на фоне негативных финансовых результатов компании в 2002 году. Чистый убыток составил \$71 млн. Для сравнения: 2001 год компания завершила с чистой прибылью в размере \$0,7 млн. Столь резкое ухудшение показателей, по объяснению аналитика ИК «Атон» А. Корнеева, объясняется списанием безнадежных долгов и аккумулированием резервного фонда на покрытие безнадежной задолженности. В результате этих проводок дебиторская задолженность в 2002 году снизилась на 48% – до \$56 млн, тогда как в 2001 году она составляла \$107 млн. [2-04]

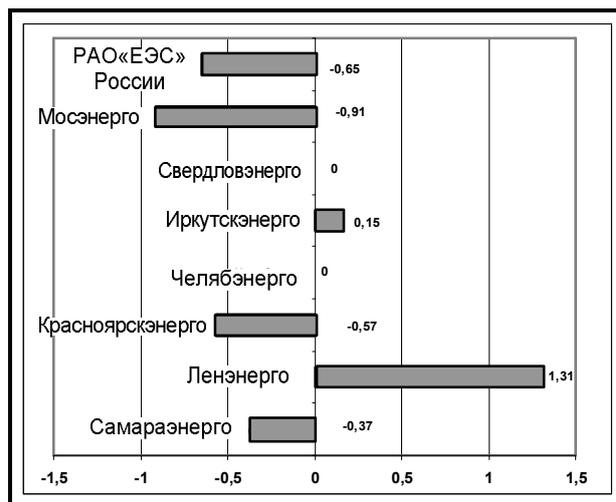


Рис. 2.5. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергетических компаний (на 05.05.2003 г.)

Перейдем далее к рассмотрению рейтинга инвестиционной привлекательности, опубликованном 5 мая 2003 г. (см. рис. 2.5).

Особенностью анализируемой ситуации было, по мнению авторов [2-10], следующее положение: «На фоне снижения рейтинга РАО «ЕЭС России» отдельные региональные «дочки» энергохолдинга демонстрируют неплохой результат. «Ленэнерго» в первом квартале заработала прибыль больше, чем за весь 2002 год. Аналитики пытаются понять причины этого роста, но пока не склонны повышать рейтинги долгосрочной инвестиционной привлекательности энергокомпаний». [2-10]

Как пишет М. Боков и Р. Симоненко: «На рейтинге РАО «ЕЭС России» негативно сказалось решение совета директоров компании уменьшить выплаты по дивидендам на обыкновенные акции на 30%. С точки зрения аналитика группы «Центр-Инвест» А. Якубова, дивидендная политика РАО выглядит вполне логично. Из-за недостаточного повышения абонентской платы, которое составляет основную статью доходов головной компании, дефицит бюджета РАО «ЕЭС России» на 2003 год оказался равным 2,6 млрд. руб. [2-10]

Непосредственно влияние на оценку РАО «ЕЭС России» оказала дивидендная политика: «По первоначальному варианту выплаты по дивидендам должны были также составить 2,6 млрд. руб. Однако после принятия решения об уменьшении выплат по обыкно-

венным акциям общие выплаты по дивидендам составят 2 млрд. руб. Таким образом, дефицит бюджета РАО также сократится до 2 млрд. руб. На рейтинге РАО продолжают сказываться и недостаточно быстрые темпы либерализации рынка электроэнергетики. Член Совета директоров РАО «ЕЭС России» Дэвид Херн направил письмо А. Чубайсу и А. Волошину, в котором призвал их ускорить темпы реформирования и перенести дату полной либерализации рынка электроэнергетики на начало 2005 года». [2-10]

С другой стороны: «Позитивной для РАО новостью является увеличение чистой прибыли холдинга в 2002 году по РСБУ на 109,9% по сравнению с 2001 годом – до 29,062 млрд. руб. Выручка возросла на 24,5% - до 560,4 млрд. руб., себестоимость – на 30,1% (составила 486,713 млрд. руб.), прибыль до налогообложения возросла на 18,6% – до 54,265 млрд. руб.» [2-10]

Другими аналитиками также приводятся примеры целого ряда хозяйственных упущений РАО «ЕЭС России». Так, аналитик ИК «Перспектив» Алексей Зайцев отмечает, что в 2002 году рентабельность продаж электроэнергии на внутреннем рынке снизилась с 16 до 11%; поставок электроэнергии на экспорт – со 176 до 79%, рентабельность услуг по организации и функционированию «РАО ЕЭС» сократилась с 460% за 2001 год до 343% по итогам 2002 года. Рентабельность теплоэнергетики уменьшилась с 1% до минус 3%. [2-10]

Для «Ленэнерго» улучшение показателей связывают с ростом энергопотребления: «Вторая половина апреля оказалась удачной для «Ленэнерго». Чистая прибыль за первый квартал составила 1,5 млрд. руб. Это приблизительно соответствует условной прибыли за весь 2002 год. Такой высокий уровень финансовых результатов «Ленэнерго» за первый квартал оказался для аналитиков неожиданным. Как полагает А. Якубов, рост чистой прибыли более чем в три раза по сравнению с первым кварталом 2003 года объясняется значительным ростом спроса на электро- и теплоэнергию. Аналитики не исключают возможность увеличения справедливой цены по «Ленэнерго». [2-10]

Вместе с тем, серьезных оснований для выводов о преодолении кризисных явлений в «Ленэнерго» явно недостаточно. В то же время руководство «Ленэнерго» (и примкнувшее к ним руководство РАО «ЕЭС России») уже занято новыми идеями: «Однако эксперты осторожно отнеслись к намерению «Ленэнерго» учредить новую компанию, которая займется управлением активами ЖКХ. «Сектор ЖКХ в кризисном состоянии, и он крайне нуждается в квалифицированном руководстве, – считает Д. Уивинг, аналитик ОФГ. – Можно считать, что талантам высококвалифицированных менеджеров «Ленэнерго» найдено хорошее применение». [2-10]

Негативны ожидания аналитиков относительно результатов деятельности «Мосэнерго»: «Рейтинг «Мосэнерго» снизился. По оценкам группы «ЦентрИнвест» «Мосэнерго» вряд ли удастся выйти на положительный финансовый результат по чистой прибыли в 2003 году». [2-10]

Другой пример – «Иркутскэнерго» – показывает, что привлекательность акций энергокомпаний можно повысить даже при снижении размеров прибыли (за счет эффективной дивидендной политики): «Аналитики позитивно оценивают намерение менеджмента «Иркутскэнерго» сохранить дивиденды за 2002 год на уровне 2001 года, несмотря на сокращение чистой прибыли более чем в четыре раза. Из 200 млн. руб. чистой при-

были за 2002 год выплаты по дивидендам составят 165 млн. руб., что приблизительно соответствует коэффициенту дивидендных выплат на уровне 80%. Дивидендная доходность по акциям «Иркутскэнерго» составляет около 1,5%». [2-10]

Есть примеры другого рода: рейтинг «Красноярскэнерго» снизился после объявления о том, что убыток компании по итогам 2002 года составил 2,23 млрд. руб. по сравнению с прибылью в 0,21 млрд. руб. в 2001 году. По мнению аналитика ИК «АВК» М. Бакулева, финансовые результаты «Красноярскэнерго» в очередной раз доказали, что тарифы в энергетике – это политика. По итогам 2002 года энергокомпания показала хороший результат в отрасли. Если по итогам 2000 года рентабельность была на уровне 14,6%, то в 2002 году она снизилась до 9,4%. [2-10]

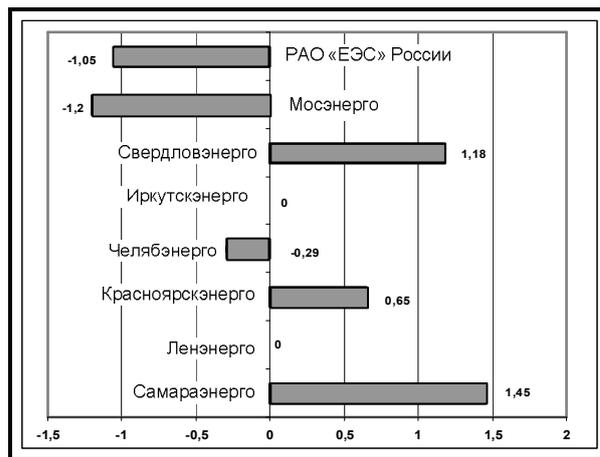


Рис. 2.6. Рейтинг инвестиционной привлекательности энергетических компаний (по состоянию на 19.06.2003 г.)

Финансовые перспективы «Самарэнерго» ухудшились после того, как арбитражный суд самарской области признал незаконным введение местными энергетиками повышения тарифов на электроэнергию. [2-10]

Рейтинг энергокомпаний, чьи акции котировались на 19.06.2003 г., был проанализирован в статье М. Бокова и Н. Ценер [2-7]³³. Значение рейтинга энергокомпаний на указанную дату приведено на рис. 2.6.

«На указанный момент, пишут авторы, «Совет директоров энергетического монополиста РАО «ЕЭС России» сделал неожиданный подарок миноритарным акционерам, внося в программу «5х5» поправки, которые должны защитить интересы всех владельцев холдинга в процессе перехода энергокомпаний в руки крупных собственников. Впрочем, это не помогло РАО поправить положение в рейтинге инвестиционной привлекательности энергокомпаний». [2-07]

Относительно уровня рейтинга РАО «ЕЭС России» М. Боков и Н. Ценер пишут следующее: «Рейтинг РАО «ЕЭС России» находился под воздействием разнонаправленных факторов. По словам аналитика

³³ [2-7] Боков М., Ценер Н. «Рейтинг энергокомпаний». Известия от 19.06.2003 г. В составлении рейтинга принимают участие Александр Корнеев (ИК «Атон»), Дерек Уивинг (ОФГ), Марат Авлеев (ИК «Брокеркредитсервис»), Алексей Зайцев (ИК «Перспектив»), Михаил Бакулев (ИК «АВК»), Михаил Армяков (ИК «Русские Инвесторы»), Наталья Мильчакова (банк Москвы), Александр Якубов (Группа ЦентрИнвест), Михаил Зак (КБ «Вэб-инвест Банк»).

ИК «Атон» А. Корнеева: «К позитиву следует отнести то, что стратегия развития холдинга в большей степени учитывала права миноритариев. Это выразилось, в частности, в том, что на заседании совета директоров холдинга, прошедшем 29 мая 2003 года, была одобрена стратегия развития компании «5x5».

Как замечает аналитик ОФГ Д. Уивинг, в последний момент в документ были внесены важные изменения в интересах миноритарных акционеров. В частности, было исключено спорное предложение создать Агентство гарантирования инвестиций для обеспечения надежной доходности инвестиций в создание новых генерирующих мощностей. Из документа была изъята концепция управляющих компаний, в которой многие усматривали лазейку для вывода активов в интересах «инсайдеров». Вдобавок для большей ясности в стратегии впервые перечисляются электростанции, которые могут быть выставлены на продажу». [2-07]

По этому поводу стоит заметить, что исключение предложения о создании Агентства не означает, что руководители РАО «ЕЭС России» отказались от этой идеи: они перенесут дискуссию о создании Агентства на другой уровень. В своем интервью А. Чубайс как раз обосновывал целесообразность и необходимость создания подобного института в условиях реструктуризации³⁴.

Еще большие сомнения вызывает отказ от создания управленческих комиссий: РАО «ЕЭС России» реально создало несколько таких компаний и вряд ли откажется от идеи с их помощью передать возможность манипулировать энергокомпаниями «своим людям», отобрав реальную власть у инвесторов (независимо от того, кто они: государство, крупные потребители или миноритарии).

Вопрос о продаже электростанций – даже при необходимости учета мнения руководителей РАО «ЕЭС России» – не является их компетенцией: по закону его должно решать как минимум правительство России, а как максимум – Государственная Дума.

Эта информация не нуждается в комментариях: «негативной новостью для инвестиционной привлекательности РАО, по мнению А. Корнеева, стало то, что промышленное лобби укрепило свои позиции в совете директоров РАО, ослабили позиции миноритариев в этом органе. «В целом рейтинг остается негативным для компаний и ее акций, поскольку в последнее время бумаги РАО потеряли всякую привлекательность не только фундаментально, но и по соотношению «риск / до-

ходность»: для наиболее ликвидной российской акции волатильность в течение нескольких дней в пределах 10-12% неприемлема», – заключает аналитик. [2-07]

Стоит отметить, что конфликт между правительством Москвы и руководством РАО «ЕЭС России» по поводу назначения генерального директора «Мосэнерго» дает самые негативные результаты. Так, пишут авторы: «На низком уровне сохраняется рейтинг «Мосэнерго». Из материалов, представленных на годовом собрании акционеров компании, следует, что по итогам 2001 года чистый убыток компании по международным стандартам финансовой отчетности (МФСО) оказался равен \$72 млн, выручка составила \$1,77 млрд., операционные затраты – \$1,76 млрд., а операционная прибыль – \$9,4 млн. Операционная и чистая рентабельность равнялась 0,5% и 4,1% соответственно. Годовое собрание утвердило размер чистой прибыли компании за 2002 год по российским стандартам бухучета в 646 млн. рублей. Между тем, в 2001 году чистая прибыль компании составила 2,1 млрд. руб. «Мосэнерго» выплатит дивиденды за 2002 год в размере 1, 837 коп. на одну обыкновенную акцию номиналом 1 рубль. По словам Д. Уивинга, несмотря на столь неутешительные результаты, показанные «Мосэнерго», они не стали неожиданностью. Уже давно очевидно, что регулирующие органы устанавливают для сектора тарифы, которые способны лишь покрыть издержки, не предусматривая никакой прибыли для акционеров. Эксперт ожидает, что результаты компании в этом году будут столь же удручающими».

В сравнении с «Мосэнерго» результаты деятельности «Самараэнерго» оцениваются вполне положительно: «Рейтинг «Самараэнерго» увеличился после того, как аналитики ознакомились с финансовыми результатами деятельности этой компании за первый квартал 2003 года по РСБУ, операционная прибыль выросла на 148%, выручка – на 52% (до \$187 млн), тогда как повышение операционных затрат оказалось умеренным – они выросли на 38% (до \$149 млн). Рост финансовых показателей объясняется увеличением производства электроэнергии и тепла на 7,6% и 8,9% соответственно. Операционная рентабельность увеличилась с 12% в прошлом году до 20%. Чистая прибыль повысилась на 41% (до \$14 млн)». [2-07]

Достаточно объективной выглядит оценка условий деятельности «Красноярскэнерго»: «Несколько менее успешным были признаны результаты «Красноярскэнерго». Выручка компании выросла на 14%, чистая прибыль подскочила в два раза (до \$9 млн) благодаря увеличению неоперационной прибыли. Чистая рентабельность увеличилась до 6% с 3% в прошлом году. Повышение выручки было обеспечено ростом производства электроэнергии и тепла на 8% и 5% соответственно. В то же время операционные затраты возросли в первые три месяца на 31%. В результате операционная прибыль снизилась до \$14 млн, тогда как в прошлом году составляла \$27 млн. Как отмечает А. Корнеев, несмотря на значительный рост спроса на электроэнергию, компания не смогла сохранить операционную рентабельность на уровне 2002 года и в предстоящие кварталы, вероятно, продемонстрирует дальнейшее падение рентабельности». [2-07]

Из приведенного можно сделать вывод о том, что в сложившейся практике эксперты дают оценку энергокомпаний, исходя из тех или иных фактов из их текущей дея-

³⁴ К. Смирнов «А. Чубайс: Обратная сторона стабильности – стагнация», Коммерсант, 30.06.03

тельности. При этом отсутствует единая методика оценки, что приводит к существенному разбросу оценок, которые дают энергетическим компаниям отдельные эксперты.

2.3. Характеристика методов оценки энергокомпаний в России

Оценками энергокомпаний в той или иной степени занимается ряд инвестиционных компаний, рейтинговых и информационно-аналитических агентств. Так, отдельные данные об энергокомпаниях публикуются в бюллетенях «АК&М».

Первая группа показателей включает ежеквартальные и ежегодные данные об объемах валовой продукции, прибыли, затратах и т.д. Другая группа показателей отражает оценки собственности: размер уставного капитала, число акций, эмиссионную историю акционерных компаний, а в ряде случаев – состав собственников и долю участия в уставном капитале. Третья группа показателей (наиболее многочисленная) включает текущие цены акций (спрос и предложение), число акций, проданных в соответствующий день торгов на фондовой бирже.

Все перечисленные показатели приводятся по каждому из эмитентов, входящих в листинг Российской фондовой биржи.

Кроме того, по объектам электроэнергетики в составе данных, предлагаемых «АК&М», систематически приводятся натуральные показатели. Обычно они включают объем выработки (отпуска) электроэнергии и тепла. В отдельных случаях приводятся данные по среднеустановленным тарифам и тарифам для отдельных групп потребителей. В целом система данных, приведенных в бюллетенях «АК&М», позволяет получить достаточно много информации, которая может быть использована брокерами и аналитиками в их деятельности.

Вместе с тем достаточно очевидно, что, являясь одним из ведущих информационных агентств в России, ОАО «АК&М» не использует специальную методику рейтинговой оценки энергокомпаний России.

В большей мере решению проблем оценки деятельности энергокомпаний соответствует методика, применяемая в НИК «НИКОЙЛ»³⁵.

Анализ, как правило, проводится по отдельным составляющим. К ним, в частности, относятся: «информационная открытость эмитента; социально-экономическое положение в регионе; структура потребляемых компанией энергоносителей (гидроэнергии, газа, угля, нефти, прочих); прогнозируемые риски; зависимость компании от РАО «ЕЭС России»; способность компании самостоятельно удовлетворять энергетические потребности региона; размеры компании, участие компании в экспортных операциях, темпы изменения основных показателей деятельности компании; эффективность производства; характеристика задолженности компании; уровень себестоимости производимой электроэнергии; эффективность работы персонала; дивидендная политика компании; ликвидность акций; удобство перерегистрации акций». [1-22]

Перечисленное показывает, что авторами методики, используемой в НИК «НИКОЙЛ», использован достаточно широкий круг не только показателей, но и отдельных экономических категорий.

³⁵ По данной компании информация приведена по [2-22]: Разработка рейтинга инвестиционной привлекательности энергокомпаний России в процессе их функционирования. Отчет о НИР НИИ экономики энергетики, Москва. 1998 г.

Так, информационная прозрачность эмитентов оценивалась: по количеству и качеству информации (информация о собраниях акционеров, выплатах дивидендов, новых эмиссиях), наличию подробных годовых отчетов и балансов энергокомпаний. [1-22]

Представляется, что понятие «информационная открытость» относится к числу сложных экономических категорий. При ее исследовании важны не только показатели самой компании, но и реакция потенциальных инвесторов на отсутствие тех или иных сведений. По этой причине понятие «информационная открытость» не формализовано (т.е. не имеет обоснованной методики расчета) и, следовательно, носит субъективный характер в работах агентства.

Аналогичные ситуации с показателями прогнозируемого риска. Так: «Под прогнозируемыми рисками понимались хорошо известные проблемы, с которыми сталкиваются некоторые региональные компании (примером служат конфликты с РАО «ЕЭС России» из-за собственности на электростанции АО «Иркутскэнерго», АО «Красноярскэнерго» и АО «Новосибирскэнерго»; особенности приватизационной политики региональных властей АО «Башкирэнерго» и «Татэнерго»; трудности с завозом топлива ряда энергокомпаний Дальнего Востока, Сахалина, Камчатки, Колымы; географическая изолированность (АО «Янтарьэнерго»); нарушение прав «внешних» акционеров компании (АО «Нижегородэнерго» и др.). [175]

Очевидно, что такие показатели, как «особенности приватизационной политики региональных властей» или «трудности с завозом топлива» и др. относятся к качественной категории и могут быть учтены только при наличии методов перевода качественных оценок в количественные измерители. Такого рода методика в материалах упомянутой компании не приведена, и, следовательно, результаты ее использования достаточно сомнительны.

Более определенными и объективными можно считать следующие показатели:

- зависимость компании от РАО «ЕЭС России», которая оценивалась по доле уставного капитала АО-энерго, принадлежащего РАО;
- способность компании самостоятельно удовлетворять энергетические потребности региона, которая оценивалась как доля производимой компанией энергии в общем энергопотреблении региона;
- размеры компании, которые оценивались по основным характеристикам деятельности (установленной мощности, выработке электроэнергии, выработке тепловой энергии, реализации продукции, балансовой прибыли, чистой прибыли). Главным критерием оценки величины АО-энерго являлся годовой объем реализации продукции.

Эффективность производственной деятельности компаний оценивалась показателями рентабельности по чистой и балансовой прибыли.

Характеристика задолженности компании давалась по показателям соотношения дебиторской и кредиторской задолженностей и собираемости платежей. Соотношение задолженностей оценивалась по показателю «нетто-задолженности», характеризующему «интегральное состояние задолженности компании». [175]

Для акционеров-совладельцев энергетических компаний помимо стоимости самих акций существенное значение имеет размер дивидендов. «Дивидендная политика компании оценивалась по доле чистой прибыли после выплаты дивидендов по привилегированным акциям, которую компания расходовала на выплаты дивидендов по обыкновенным акциям». [175]

Согласно этой методике: «При оценке компании по приведенным критериям ей присуждался определенный балл. Сумма баллов по каждой компании с учетом весовых коэффициентов, учитывающих значимость того или иного критерия, давала итоговый рейтинг энергопредприятия». [175]

Представляется, что именно в словах «весовых коэффициентов, учитывающих значимость того или иного критерия» заключена главная проблема методологии, предложенной «НИКОЙЛом». Проблема эта связана с произвольным выбором указанных коэффициентов. В результате оценка компании имеет весьма субъективный характер.

Исследования инвестиционной привлекательности энергетических компаний России, проводимые в компании «Тройка–Диалог», проводятся по другой схеме.

Как пишут авторы [175], оценка включает собственно анализ и рейтинговую оценку.

Для проведения анализа используется информация о производственной деятельности компании, ее финансовом положении и рыночных характеристиках: «Анализ энергокомпаний проводится по следующим направлениям: общие сведения; рынки сбыта; тарифы; мощность и производство; передача и распределение; затраты и прибыль; развитие и планы; корпоративные события; финансовые результаты; инвестиционная привлекательность». [175]

При этом к общим сведениям об АО-энерго относятся данные о роли предприятия в регионе, его топливной базе, а также основные производственные показатели (установленная электрическая мощность, в том числе аренда, выработка электро- и теплоэнергии, полезный отпуск электро- и теплоэнергии).

Характеристика рынков сбыта АО-энерго содержит информацию о потреблении электрической и тепловой энергии, наличии избытка или дефицита энергии, структуре потребителей.

Оценка тарифного фактора деятельности АО-энерго включает в себя сопоставление среднего тарифа на энергию с себестоимостью ее производства, размер прибыли, заложенный в тариф. Здесь также приведены тарифы для промышленности и населения. [2-22]

В разделе «Мощность и производство» приведены данные о суммарной мощности АО-энерго (в том числе собственной), дана структура производственной мощности (ТЭЦ, ГЭС, паровые турбины, газовые турбины). Дана оценка производства энергии за ряд лет, приведена информация о доле собственных и арендованных у РАО «ЕЭС России» линий электропередачи, а также тепловых сетей.

Следует отметить, что в отличие от многих других компаний, «Тройка–Диалог» включает подробный анализ структуры затрат и, в том числе, топливной составляющей в себестоимости производимой электроэнергии и тепла. Другие разделы аналитической части включают также информацию о состоянии производственных мощностей, корпоративных событиях и финансовых результатах деятельности АО-энерго.

Вторая часть анализа включает оценку инвестиционной привлекательности. При этом: «Степень инвестиционной привлекательности АО-энерго определялась на основе расчета ряда показателей (отношение рыночной капитализации к мощности, отношение рыночной капитализации к выручке от реализации, рентабельность активов, рентабельность собственных средств и др.)». [175]

Из приведенного выше следует, что оценка проводится по основным показателям деятельности при минимальном использовании экспертных значений.

В табл. 2.3. приводится сравнительная оценка перечня показателей, используемых различными компаниями при оценке энергокомпаний России.

Оценивая используемые методы, можно согласиться с выводами, которые сделаны авторами [175]: «Совокупность показателей, характеризующих деятельность АО-энерго, представленная в аналитических исследованиях АО «АК&М», НИК «НИКОЙЛ» и др., не дает всесторонней и взаимосвязанной информации об инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики».

Представленный выше перечень показателей, опубликованный рейтинговыми и аналитическими агентствами, не носит системного характера. В исследованиях приводятся в основном показатели, отражающие в той или иной степени итоги финансовой деятельности ряда АО-энерго, и отдельные показатели, отражающие динамику акций на фондовом рынке. [175]

Представляется, что при всей важности финансовых показателей следует отметить их фрагментарность и неадекватность фактическому положению дел. Публикуемые данные о реализации продукции отрасли и прибыли от реализации основаны на счетах за отпущенную энергию, то есть по отгрузке, а не на фактических поступлениях денежных средств на счета предприятий.

В рассмотренных выше исследованиях рейтинговых агентств ограничено представлены показатели, характеризующие имущественный потенциал энергопредприятий, состояние их производственных мощностей, возраст и степень износа оборудования. Практически все специальные показатели даются только по производству электроэнергии, не показывается деятельность энергопредприятий по выработке и отпуску тепловой энергии. [175]

Общий вывод, который сделан в [175]: «показатели рейтинговых агентств дают односторонние характеристики инвестиционной привлекательности. Приводимые данные ориентированы на кратковременных портфельных инвесторов, а электроэнергетика нуждается в стратегических инвесторах, которые будут вкладывать средства в реконструкцию, модернизацию оборудования, сооружение новых энергообъектов».

Авторы [175], исходя из сформулированного ими условия, предлагают использовать следующую методику оценки инвестиционной привлекательности: «Для привлечения реальных инвестиций в энергетику инвестору необходима объективная, систематизированная по различным критериям инвестиционной привлекательности информация, раскрывающая инвестиционный потенциал предприятия, отражающая различные аспекты производственной, финансово-экономической деятельности энергокомпаний, рыночные характеристики его акций». Они предложили собственную систему оценки инвестиционной привлекательности энергокомпаний. При этом состав основных разделов предлагаемой методики включает пять разделов:

1. Общие сведения об энергопредприятии.
2. Качественная оценка энергопредприятия.
3. Текущее хозяйственное положение энергопредприятия
4. Финансовое положение энергопредприятия.
5. Акционерный капитал. [175]

Таблица 2.3

ПЕРЕЧЕНЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ИНВЕСТИЦИОННУЮ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ РОССИИ³⁶

Факторы и показатели	АО «АК&М»	НИК «НИКОЙЛ»	«МС Securities»	«Тройка-Диалог»
1	2	3	4	5
Уставный капитал		+	+	
Доля УК, принадлежащая РАО «ЕЭС России»		+	+	+
Установленная мощность		+	+	+
Региональный фактор		+	+	+
Структура сбыта			+	+
Топливная база		+	+	+
Состояние имущества				+
Выработка электроэнергии	+	+		+
Отпуск электроэнергии	+	+		+
Отпуск теплоэнергии	+	+		+
Выручка от реализации	+	+	+	+
Себестоимость	+	+	+	
Тариф на электроэнергию		+		+
Валовая наличность		+		
Прибыль (убыток) от реализации	+		+	+
Прибыль (убыток) от фин.-хоз. деятельности	+			
Балансовая прибыль (убыток)	+	+	+	+
Чистая прибыль	+	+	+	+
Рентабельность активов				+
Текущие активы / заемные средства				+
Дебиторская задолженность	+	+		
Кредиторская задолженность	+	+		
Нетто задолженность		+		
Собираемость платежей		+	+	
Курсовая стоимость акций	+	+	+	+
Количество акций		+	+	
Котировки депозитарных расписок	+			+
Рыночная капитализация	+	+	+	+
Капитализация/ выручка от реализации	+	+	+	+
Капитализация/выработка электроэнергии	+	+		+
Капитализация/ валовая наличность		+		
Капитализация/чистые активы		+		
Показатели ликвидности рынка акций	+	+		
Рыночные характеристики акций (β, R2, α)	+			
Цена и сроки перерегистрации акций	+			
Дивиденды	+	+	+	+
D/P	+			+
P/E	+	+	+	+
EPS	+		+	+
Выручка от реализации / персонал		+		
Балансовая прибыль / персонал		+		
Чистая прибыль / персонал		+		
Установленная мощность / персонал		+		
Отпуск электроэнергии / персонал		+		
Отпуск теплоэнергии / персонал				

Отдельные разделы предусматривают:

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

- Организационная структура АО-энерго:
 - статус (самостоятельное АО-энерго, дочернее акционерное общество РАО «ЕЭС России»);
 - дата учреждения.

³⁶ Источник: [2-22]

- Состав АО-энерго – количество обособленных подразделений, из них:
 - электростанции;
 - сетевые предприятия;
 - другие предприятия (т.е. предприятия по реализации электрической и тепловой энергии, ремонтные, автотранспортные и др.).
- Установленная электрическая мощность электростанций АО-энерго на конец года, МВт.
- Коэффициент использования установленной электрической мощности АО-энерго на конец года, % (определяется как отношение фактической выработки электрической энергии к произведению установленной мощности на календарное время работы в часах):

$$K_{исп.} = \frac{\Sigma \Phi}{N_j} \times T_{кал}, \quad (2.1)$$

где

$\Sigma \Phi$ - фактическая выработка электроэнергии;

N_j - установленная мощность;

$T_{кал}$ - календарное время работы в часах.

- Располагаемая электрическая мощность электростанций АО-энерго на конец года, МВт.
- Рабочая электрическая мощность электростанций АО-энерго на конец года, МВт.
- Структура мощностей АО-энерго на конец года:
 - доля ГЭС и ТЭС (в т.ч. ГРЭС и ГЭЦ), в %;
 - количество блочных станций с указанием их мощности.
- Установленная тепловая мощность входящих в состав АО-энерго электростанций (в т.ч. по турбоагрегатам) и котельных теплоисточников на конец года в Гкал./ч.
- Коэффициент использования установленной тепловой мощности АО-энерго на конец года в % (определяется как отношение фактического отпуска тепла к произведению установленной тепловой мощности на календарное время работы в часах);

$$K_{исп.} = \frac{T_{\Phi}}{O_j} \times T_{кал}, \quad (2.2)$$

где

T_{Φ} - фактический отпуск тепла;

O_j - установленная тепловая мощность;

$T_{кал}$ - календарное время работы в часах.

- Располагаемая тепловая мощность входящих в состав АО-энерго электростанций и котельных теплоисточников на конец года в Гкал./ч.
- Наличие арендованных мощностей по выработке электроэнергии на конец года (установленная мощность в МВт, выработка в млн. кВт./ч.).
- Общая протяженность электрических сетей АО-энерго различного напряжения на конец года (по цепям в км).
- Общая протяженность тепловых сетей АО-энерго на конец года (длина труб по трассе в км).
- Баланс производства и распределения электрической энергии по группам потребителей за 1996 год в млн. кВт./ч.:
 - выработка электроэнергии АО-энерго на конец года в млн. кВт./ч.; (выработка АО-энерго определяется количеством электроэнергии, отпущенной с шин электростанций энергосистемы);
 - структура выработки электроэнергии в АО-энерго (доля выработки на ГЭС, ГРЭС и ТЭС в %);

- объем товарной продукции АО-энерго на конец года в млн. руб.;
 - среднеотпускной тариф на электроэнергию, отпущенную собственным потребителям, на конец года в руб./кВт.ч.;
 - состав и структура потребителей электрической энергии, произведенной АО-энерго, за год в млн. кВт.ч. и в % к итогу, и в том числе полезный отпуск электрической энергии по основным группам потребителей (промышленные и приравненные к ним потребители, транспорт, непромышленные потребители, население, прочие); удельный вес каждой группы потребителей в общем объеме полезного отпуска электроэнергии.
15. Баланс производства и распределения тепловой энергии по группам потребителей Отпуск тепловой энергии АО-энерго определяется количеством тепла, отпущенного с коллекторов тепловых электростанций и районных котельных.
 16. Структура отпуска тепловой энергии в АО-энерго (доля отпуска на ТЭЦ, ГРЭС, котельных, электробойлерах (%)).
 17. Объем товарной продукции АО-энерго на конец года (млн. руб.).
 18. Среднеотпускной тариф на тепловую энергию по группам потребителей за год в руб/Гкал.
 19. Состав и структура потребителей тепловой энергии, произведенной АО-энерго, за год (тыс. Гкал и в % к итогу).
 20. Численность персонала АО-энерго на конец года в тыс. чел.
 21. Структура расхода условного топлива на производство электрической и тепловой энергии АО-энерго на конец года в тыс. тонн условного топлива и в % к итогу; в структуре расхода топлива выделяются следующие виды первичных энергоносителей - уголь, природный газ, мазут и прочие виды топлива.
 22. Цена одной тонны условного топлива на производство электрической и тепловой энергии по АО-энерго на конец года в руб., в т.ч. цена одной тонны угля, природного газа, мазута, прочих видов топлива. [175]

Следует отметить, что предложенный перечень показателей достаточно подробно и полно отражает технико-экономическую «фотографию» энергетического объединения. Для сбора, обработки и хранения такого рода информации нужны (если речь идет о всех объединениях электроэнергетики России) значительные затраты труда, времени и финансов.

Между тем, информационная значимость предложенных показателей вызывает определенные сомнения. Причина этого – в значительном числе показателей и их слабой взаимосвязи между собой. В результате появляется явный избыток информации, который существенно затрудняет комплексную оценку каждого объекта.

Далее в [175] приведено описание следующего раздела.

КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПРЕДПРИЯТИЯ

1. Значимость предприятия для функционирования отрасли, которая определяется по доле выработки энергии энергокомпанией в общем объеме выработки энергии в целом по отрасли за год в %, в том числе:
 - доля выработки электроэнергии;
 - доля отпуска тепловой энергии.
2. Значение АО-энерго для обеспечения потребности региона в электроэнергии.
3. Характеристика АО-энерго как энергодефицитного или энергоизбыточного.

4. Участие АО-энерго в ФОРЭМ (поставщик или потребитель). [175].

Данный раздел позволяет исследовать важные качества энергообъединений (с позиций отрасли в целом), однако для инвестора, который оценивает возможную эффективность использования собственных средств, эта информация может оказаться либо ненужной, либо малозначимой (с точки зрения его целей). Причина – в отсутствии модели, в которой можно было бы объединить отдельные показатели и получить сводную, обобщенную оценку данного качества.

Весьма противоречивым выглядит III раздел рассматриваемой методики.

ТЕКУЩЕЕ ХОЗЯЙСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Данный раздел включает:

1. Сумма хозяйственных средств (имущества) АО-энерго на начало и конец года в млн. руб. и их прирост (уменьшение) за год в %. Показатель дает обобщенную стоимостную оценку активов, числящихся на балансе энергопредприятия. Сумма имущества равна валюте (итогу) баланса за вычетом убытков.
2. Первоначальная (балансовая) стоимость основных фондов АО-энерго на начало и конец года в млн. руб., в т.ч. по отдельным электростанциям, входящим в состав АО-энерго. Износ основных фондов АО-энерго за год в млн. руб., в т.ч. по отдельным электростанциям, входящим в состав АО-энерго.
3. Объем реализованной продукции АО-энерго на конец года в млн. руб.
4. Структура среднеотпускного тарифа на электро- и теплоэнергию за год.
5. Удельный вес прибыли и себестоимости в тарифе.
6. Структура себестоимости производства электро- и теплоэнергии АО-энерго по основным статьям затрат калькуляции за год в % к итогу. [175],

Из перечисленного достаточно очевидно, что для оценки «текущего хозяйственного положения» авторы используют набор показателей, которые почти не связаны друг с другом. Кроме того, многие из них не имеют отношения к текущей деятельности (например, балансовая стоимость основных фондов). Вместе с тем само понятие «текущая деятельность» достаточно неопределенно, поскольку в экономической практике любую деятельность (и в первую очередь – текущую) принято оценивать по финансовым результатам. По этой причине выделение данного раздела (в предлагаемом содержании) не отвечает задачам оценки.

В разделе IV «Финансовое положение АО-энерго» приводятся следующие показатели:

ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ АО-ЭНЕРГО

1. Балансовая прибыль (убыток) АО-энерго на конец года в млн. руб.
2. Чистая прибыль (убыток) АО-энерго на конец года в млн. руб.
3. Направления использования прибыли, остающейся в распоряжении АО-энерго, в млн. руб. и в % к итогу, включая:
 - формирование резервного фонда;
 - формирование фонда накопления, в т.ч.:
 - на производственное развитие (финансирование капитальных вложений, расходы на техперевооружение и реконструкцию, приобретение оборудования),
 - на социальное развитие;
 - на формирование фонда потребления, в т.ч.:

- на содержание объектов социального назначения и жилья,
 - на выплату дивидендов;
 - другие цели.
4. Доля прибыли на выплату дивидендов по акциям АО-энерго (в % к итогу).
 5. Уровень доходности АО-энерго на конец года в %.
 6. Рентабельность активов (ROA) АО-энерго на конец года в %. Рассчитывается как отношение чистой прибыли к стоимости активов.
 7. Норма рентабельности собственного капитала АО-энерго на конец года в %. Рассчитывается как отношение балансовой прибыли к величине собственного капитала.
 8. Рентабельность собственных средств (ROE) АО-энерго на конец года (в %.)
 9. Рентабельность реализации АО-энерго на конец года в %. Рассчитывается как отношение балансовой прибыли к выручке от реализации.
 10. Рентабельность продаж (ROS) АО-энерго на конец года в %. Рассчитывается как отношение чистой прибыли к выручке от реализации.
 11. Рентабельность производства энергии АО-энерго на конец года в %, в т.ч.:
 - рентабельность производства электроэнергии,
 - рентабельность производства тепловой энергии. Рассчитывается как отношение прибыли от реализации соответствующего вида продукции к полной себестоимости этой продукции.
 12. Отношение балансовой прибыли к установленной мощности АО-энерго на конец года в тыс. руб. / МВт. Отражает результативность использования всех имеющихся на энергопредприятии агрегатов.
 13. Чистые активы АО-энерго (на начало и конец года в млн. руб.). Определяются на основании «Порядка оценки стоимости чистых активов акционерных обществ», утвержденного Приказом Министерства финансов РФ и Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг от 5 августа 1996 года № 71 149. Это сумма активов, которая достанется акционерам, если распродать имущество АО-энерго по остаточной стоимости.
 14. Коэффициент автономии АО-энерго на начало и конец года. Определяет долю собственного капитала предприятия в стоимости его имущества и характеризует его возможности по привлечению дополнительных финансовых средств со стороны, а также отражает соотношение интересов собственников предприятия и кредиторов. Рассчитывается как отношение собственных средств предприятия к валюте (итогу) баланса.
 15. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств (коэффициент зависимости) на начало и конец года. Рассчитывается как частное от деления величины заемных средств на величину собственных средств.
 16. Величина собственных оборотных средств (функционирующий капитал) на начало и конец года и их прирост за год в %. Рассчитывается как разница текущих (оборотных) активов и текущих обязательств (краткосрочной задолженности) или как сумма собственного капитала и долгосрочных обязательств за вычетом внеоборотных активов.
 17. Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности (на начало и конец года). Рассчитывается как частное от деления дебиторской и кредиторской задолженности.
 18. Объем, состав и динамика дебиторской задолженности АО-энерго за год (в млн. руб. и в %). Включа-

ет сумму дебиторской задолженности на начало и конец года; изменение за год; состав дебиторской задолженности: задолженность потребителей энергии, прочих дебиторов.

19. Просроченная (неоправданная) дебиторская задолженность АО-энерго за год (в млн. руб. и в %). Включает объем просроченной дебиторской задолженности на начало и конец года; удельный вес просроченной дебиторской задолженности в общей сумме дебиторской задолженности в целом по АО-энерго на начало и конец года.
20. Объем, состав и динамика кредиторской задолженности АО-энерго за год (млн. руб. и в %). Включает сумму кредиторской задолженности на начало и конец года; изменение за год; состав кредиторской задолженности: задолженность поставщикам, по оплате труда, по социальному страхованию и обеспечению, перед бюджетом, прочие кредиторы.
21. Просроченная (неоправданная) кредиторская задолженность АО-энерго за год (в млн. руб. и в %). Включает объем просроченной кредиторской задолженности на начало и конец года; удельный вес просроченной кредиторской задолженности в общей сумме кредиторской задолженности в целом по АО-энерго на начало и конец года.
22. Коэффициент использования оборотных средств (коэффициент оборачиваемости текущих активов). Рассчитывается как отношение выручки от реализации к средней величине текущих (оборотных) активов.
23. Фондоотдача основных фондов АО-энерго за год в %. Рассчитывается как отношение выручки от реализации к средней восстановительной стоимости основных фондов.
24. Коэффициент текущей ликвидности (общий коэффициент покрытия) дает общую оценку ликвидности активов. Показывает, сколько рублей текущих активов АО-энерго приходится на рубль текущих обязательств. Определяется как отношение фактической стоимости находящихся в наличии у предприятия оборотных средств к наиболее срочным обязательствам предприятия (в виде краткосрочных кредитов банков, краткосрочных займов и различных кредиторских задолженностей).
25. Промежуточный коэффициент покрытия измеряет, в какой степени краткосрочную задолженность АО-энерго можно покрыть без привлечения материальных оборотных средств. Рассчитывается как отношение легко обращаемых в наличность активов – дебиторской задолженности, денежных средств и краткосрочных обязательств и финансовых вложений – к краткосрочным обязательствам.
26. Коэффициент абсолютной ликвидности на начало и конец года. Рассчитывается как отношение наиболее мобильной суммы активов АО-энерго к краткосрочным обязательствам.

Из анализа структуры приведенного раздела можно сделать следующие заключения:

1. Авторы [2 -22], введя понятие «финансовое положение АО-энерго», поставили целью отразить многие составляющие этого понятия. В результате данная категория анализа оказалась размытой. Так, отдельные показатели характеризуют факторы, определяющие доходную часть, а другие – расходную часть финансов. Безусловно, финансовые положения определяются обеими группами факторов, но для инвесторов важен, прежде всего, общий результат, а его в составе показателей нет.

2. Перечень показателей не отражает содержания отдельных проблем (например: проблемы эффективного использования финансовых средств) и по этой причине не выглядит объективно и не соответствует общей задаче оценки.
3. Отдельные показатели имеют надуманный (искусственный) характер (например, отношения балансовой прибыли и установленной мощности).

Раздел V включает показатели акционерного капитала, а также показатели, отражающие стоимость и доходность акций АО-энерго.

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. ПОКАЗАТЕЛИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ СТОИМОСТЬ И ДОХОДНОСТЬ АКЦИЙ АО-ЭНЕРГО

1. Уставный капитал в млн. руб.
2. Номинал акций АО-энерго, количество обыкновенных и привилегированных акций на начало года.
3. Структура акционерного капитала на 01.01.98 г. Распределение акций АО-энерго по владельцам в %, в т.ч. РАО «ЕЭС России», юридические лица РФ, нерезиденты (иностранные физические лица и др.).
4. Рыночная стоимость акций на начало анализируемого года в руб.
5. Рыночная капитализация АО-энерго на начало года в млн. руб. Суммарная рыночная стоимость всех акций (обыкновенных и привилегированных), выпущенных энергокомпаниями.
6. Балансовая стоимость акций на начало года в руб. Рассчитывается как отношение чистых активов АО-энерго к количеству акций.
7. Прибыль на одну акцию (EPS) за год в руб. Характеризует потенциальную прибыльность приобретения тех или иных акций.
8. Соотношение рыночной стоимости акции и прибыли на одну акцию (P/E ratio). Рассчитывается как отношение рыночной стоимости одной акции к прибыли на одну акцию (EPS).
9. Соотношение рыночной и балансовой стоимости одной акции (на начало года). Рассчитывается как отношение рыночной стоимости одной акции к ее балансовой стоимости.
10. Дивидендная политика АО-энерго, включая:
 - сумму дивидендных выплат за год в млн. руб;
 - дивиденд на обыкновенную и привилегированную акцию за год в руб.
11. Дивидендный доход за год. Рассчитывается как отношение дивиденда на одну акцию к рыночной стоимости одной акции.
12. Доля выплачиваемых дивидендов (D/P ratio) за год. Рассчитывается как отношение суммы дивидендных выплат и чистой прибыли.
13. Отношение уставного капитала АО-энерго в млн. руб. к установленной электрической мощности в МВт на конец года.
14. Отношение выработки электроэнергии АО-энерго в млн. кВт./ч. к установленной электрической мощности в МВт на конец года.
15. Отношение рыночной капитализации АО-энерго в млн. руб. к установленной электрической мощности в МВт на начало года.
16. Отношение рыночной капитализации АО-энерго в млн. руб. к выработке электроэнергии в млн. кВт./ч. на начало года.
17. Отношение рыночной капитализации АО-энерго в млн. руб. к выручке от реализации в млн. руб. на начало года. [175]

Приведенный перечень отражает большинство аспектов рыночной оценки акционерного капитала, а также условия изменения стоимости акций на фондовом рынке.

Авторы предложили ряд новых показателей (см. п. 13,15,16) и по непонятным причинам включили в перечень число часов использования установленной мощности (п. 14) – показатель, не имеющий отношения к стоимости компании и ее акций. В целом раздел содержит много разнородной информации, а ее сбор и обработка требуют значительных трудовых и финансовых затрат.

Из содержания приведенных показателей следует, что авторы предложили использовать для оценки значительное число параметров. Их характер неоднороден, и их совместное применение дает настолько размытую оценку, что ее использование не может служить объективной «фотографией» энергокомпании. Поэтому ее практическое применение весьма трудоемко и дорого.

Таким образом, очевидно, что в настоящее время оценку привлекательности энергокомпаний проводит ряд информационных, консалтинговых и инвестиционных компаний и агентств. Применяемые ими методы позволяют, как правило, оценить отдельные качества и направления деятельности энергокомпаний. Подробная методика оценки предложена НИИ Экономики энергетики. Вместе с тем, большинство из перечисленных методов трудоемки, дорогостоящи и не позволяют напрямую использовать сопоставительный анализ. Необходимость такого анализа определяется в первую очередь необходимостью в привлечении инвестиций как для вновь строящихся, так и для действующих (реконструирующихся) энергопредприятий и энергообъединений.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЕЙТИНГОВЫХ ОЦЕНОК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

3.1. Общие принципы и особенности формирования систем рейтинговых оценок экономических объектов

Оценивая условия, возможность и целесообразность применения рейтинговых оценок в электроэнергетике, необходимо, в первую очередь, попытаться дать характеристику тем объектам, которые могут стать предметом оценки.

Прежде всего, следует напомнить, что рейтинговые оценки по группе объектов принципиально возможны только в том случае, если объекты оценки сопоставимы. В этой связи необходимо в первую очередь оценить сопоставимость объектов с точки зрения экономических условий их деятельности. Подразумевается, что речь идет об объектах, относящихся к определенной экономической категории. К такой категории относятся, в частности, компании и корпорации. Их сходство – в экономических условиях деятельности, особенностью которой является использование стоимостных инструментов, в том числе, получение доходов, выплата заработной платы и т.д. В этом случае в одну категорию могут быть отнесены как компании, производящие товары широкого потребления, так и компании, оказывающие услуги (например – услуги связи). Более того, если брать условия сопоставимости более

широко, в эту же категорию могут быть отнесены банки, страховые компании, инвестиционные фонды и т.д.

Однако в случае широкого обобщения показателей объектов, относящихся к группе анализа, число признаков сопоставления будет заведомо ограниченным. Так, для групп, формирующихся по признаку «размер доходности», в качестве критерия группировки могут быть использованы один - два показателя (например, размер активов или величина сальдированной прибыли). В этом случае другие показатели становятся второстепенными (например – уровень капитализации, показатель оборота активов, уровень рентабельности и т.д.). Соответственно, имеют дело с группировкой самого общего вида, в которой не учитываются ни технологические, ни организационные, ни социальные, ни какие-либо другие признаки.

Другим критерием формирования группы рейтинговых оценок может быть определенная схожесть экономических условий деятельности. Так, в состав этих групп могут войти такие объекты, как промышленные компании, производящие продукцию сходного назначения. Например, группы могут быть сформированы по предприятиям металлообработки. Другой пример – группа предприятий, оказывающих транспортные услуги. В качестве группы такого рода может быть также названа совокупность страховых компаний или группа инвестиционных фондов. Особенность такого рода группировки – в схожести экономических условий при естественном различии набора производимой продукции или оказываемых услуг. Использование рейтинговых оценок для этой группы имеет обычно целью сопоставление экономических субъектов, работающих в сходных, но не идентичных условиях. Влияние этих условий, а также эффективность деятельности команды менеджеров являются предметом анализа, а получаемые рейтинговые оценки – необходимой количественной базой сравнения. В отличие от предыдущего случая, эта оценка имеет более конкретный характер, поскольку она выполняется для экономических субъектов, работающих в сходных условиях.

Это условие имеет более углубленный характер для групп, сформированных по отраслевому признаку. К таким группам можно отнести предприятия большинства отраслей народного хозяйства (промышленности, транспорта, агропромышленного сектора и др.). Для этих отраслей обобщающим условием были либо вид производственной деятельности, либо характер производимой продукции (оказываемых услуг) и др. Для таких группировок рейтинговые (экспертные) системы используются для анализа условий деятельности сходных предприятий и организаций. Такого рода сопоставления позволяют выявить влияние комплекса факторов (или отдельных факторов при освещении влияния других факторов). Таким образом, использование рейтинговых оценок позволяет оценить либо влияние отдельных факторов (а также различных сочетаний отдельных факторов), либо общее состояние отдельных объектов, входящих в группу, сформированную по отраслевому признаку.

Вместе с тем, сказанное не означает, что отраслевой признак всегда является определяющим условием группировки объектов. В практике применения рейтинговых систем есть примеры группировки объектов, которые имеют не один, а несколько определяющих признаков. К их числу относятся группы, сформированные по территориально-экономическому признаку. Так, в средствах массовой информации систематически публикуются данные о рейтинге отдельных стран, оцени-

ваемых по тому или иному признаку. К числу таких признаков, в частности, относится уровень жизни населения, степень обеспечения социальными благами, демографические признаки и др. Особенность такого рода систем рейтинговых оценок – в наличии определенной методики учета отдельных условий, которые в своей совокупности определяют некоторое качественное понятие (например, «уровень жизни»). Указанная методика используется, как правило, в течение ряда лет, и при этом остаются неизменными не только общий подход, но и применяемые количественные соотношения (структурные коэффициенты). Примером такого рода может служить рейтинговая система оценки уровня жизни населения ряда стран.

Другой разновидностью рейтинговой системы такого рода может быть группа, в которой используются системные объекты более ограниченного перечня. Так, например, к ним относятся регионы, входящие в состав стран, либо отдельные географические объекты (города, населенные пункты и пр.).

Следовательно, можно определить, что рейтинговые системы оценок применяются для достаточно разнообразных условий и принципов группировки сходных или однотипных объектов.

При всем разнообразии различных систем рейтинговых оценок, их применение в экономике имеет, тем не менее, определенные особенности, которые формируют научное содержание, а также особенности разработки их практического применения.

Из вышеизложенного видно, что рейтинговые системы в социально-экономической сфере формируются по следующим основным группировочным признакам:

1. По принципу сопоставимости финансовых результатов.

В этом случае результирующим показателем (показателем) могут быть финансовые параметры, имеющие общие экономические значения (например, прибыль, рентабельность и др.). Применение рейтинговой оценки позволяет в этих случаях сопоставить экономические объекты, различные по условиям деятельности.

2. По принципу сопоставимости экономических условий деятельности.

Применение рейтинговых оценок осуществляется в условиях схожести процессов производства (обслуживания), но при различии потребительских качеств выпускаемой продукции (оказываемых услуг). Как правило, это те субъекты экономического пространства, чей выбор производимых потребительских ценностей был наиболее удачным по комплексу качеств: спросу на рынке, цене реализации, выбранной технологии, эффективности менеджмента и т.д. В обобщенном виде – это оценка эффективности выбранного направления инвестиционной деятельности, а также эффективности реализации выбранных инвестиционных проектов.

3. По принципу сопоставимости результатов при схожести условий экономической деятельности.

Для этого принципа группировки характерно сопоставление объектов, выпускающих однотипную (или близкую к однотипной) продукцию, а также услуги однотипного вида. При этом цель оценки – выявить наиболее успешно работающие предприятия и организации в условиях, когда все экономические объекты относятся к определенному рыночному сектору. В результате при оценке такого рода происходит (в большей или меньшей степени) анализ эффективности самого процесса производства потребительских ценностей и (в определенной мере) реакции рынка на эффективность деятельности каждого предприятия (организации).

Использование рейтинговых оценок в этом случае имеет (помимо прочих) существенные трудности, связанные с правомочностью отнесения того или иного экономического объекта к данной группе, поскольку достаточно сложно опреде-

лить сходность технологических и организационных условий, определяющих однотипность выпускаемой продукции. Тем не менее, примеры использования экспертных оценок для групп экономических объектов, выпускающих однотипную продукцию, достаточно многочисленны.

4. По принципу экономического подобия при условии сопоставимости результатов по обобщенным показателям.

В данном случае речь идет о комплексных экономических субъектах, включающих совокупность разных предприятий и организаций, действующих на определенной территории. В этом случае измеряются, сопоставляются и оцениваются сходные показатели деятельности различных экономических объектов, расположенных в зонах, где действуют общие для них экономические условия. При этом каждый экономический объект оценивается по общему для всей группы критерию (независимо от внутренней структуры и специфики объекта). В результате такого рода оценки определяется влияние экономико-географических факторов, а также эффективность деятельности государственных органов по формированию и развитию экономического пространства на данной территории.

Из перечисленного выше следует, что использование экспертных оценок происходит в различных условиях. Тем не менее, из опыта применения данного экономического инструмента можно сделать определенные обобщения, позволяющие установить обязательные условия применения этого инструмента в экономическом анализе.

Анализ показал, что к числу обязательных качеств объектов, входящих в группы, исследуемые методом рейтинговых оценок, относится наличие т.н. «признаков отличия». Это означает, что сравниваться могут только объекты, которые реально имеют какие-либо технологические, организационные или иные признаки отличия. Так, могут сравниваться различные организации, предприятия, объединения и другие экономические объекты. В состав объектов группы сравнения могут также входить страны, города, регионы, промышленно-сельскохозяйственные районы и т.д. Их сравнение правомочно, поскольку при определенном единстве условий их формирования, развития и жизнедеятельности они отличаются друг от друга по тем или иным признакам. По этому условию не могут входить в состав указанных групп единицы однотипной продукции (например, схожие механизмы, устройства, узлы) и в отдельных случаях – однотипные объекты (например, жилые здания). Нецелесообразность их включения в состав групп, используемых для сопоставления методами рейтинговых оценок, определяется отсутствием реальных различий и, следовательно, отсутствием условий сопоставления. В реальной практике экономического анализа данное условие часто игнорируется. В результате анализ теряет смысл, а его результаты не будут отражать объективные условия.

Другим важнейшим принципом формирования группы сопоставимого анализа является условие завершенности цикла экономической деятельности каждого из объектов, включаемых в группу. Это означает, что оценка деятельности должна проводиться только по объектам, находящимся в нормальном, работоспособном состоянии (например, сравнение предприятий, полностью освоивших проектные мощности). Напротив, недопустимо сопоставление строящихся объектов³⁷ или объектов, у которых вводимые мощности находятся в стадии освоения.

³⁷ Исключение составляют объекты, у которых уровень освоения проектных мощностей непосредственно зависит от эффективности работы менеджеров.

Необходимость реализации данного принципа определяется требованиями сопоставимости объектов. Это условие означает, что все сравниваемые объекты находятся в сходном экономическом состоянии.

Вместе с тем, следует отметить, что выполнение данного условия в реальной экономической практике достаточно сложно, поскольку далеко не всегда можно точно определить состояние экономического объекта. Например, в электроэнергетике существует два понятия «установленная электрическая мощность» и «рабочая электрическая мощность». Первая определяется в соответствии с конструктивными характеристиками энергетических агрегатов, размещенных на территории данной электростанции. Понятие «рабочей электрической мощности» соответствует расчетной величине средней нагрузки в течение достаточно длительного периода времени. Различие между двумя указанными понятиями определяется соотношением между гипотетическим и реальным уровнем электрической мощности. Следовательно, если мощность электростанции не может быть реализована из-за неосвоенности вспомогательного оборудования (например, из-за недостаточной мощности питательных насосов, тягодутьевых устройств, системы охлаждения и т.д.) – все это негативно отразится на уровне рабочей мощности. По этой причине включение электростанции с неосвоенным вспомогательным оборудованием в группу объектов, исследуемых методом рейтинговых оценок, не отвечает условию сопоставимости объектов. С другой стороны, состав основного и вспомогательного оборудования на современной электростанции включает десятки и сотни агрегатов и узлов, непосредственно влияющих на уровень рабочей мощности, поэтому определение состояния электростанции (с точки зрения степени освоения оборудования) достаточно сложно и по существу не имеет достоверных количественных критериев. По данной причине соблюдение принципа сопоставимости объектов по соответствию условий освоения производственных мощностей по группе электростанций достаточно затруднено.

С обеспечением принципа сопоставимости связана реализация условия соответствия параметров экономических объектов т.н. «временным характеристикам». Речь идет о том, что сравниваемые показатели должны отражать результаты за аналогичные периоды времени или деньги. Так, показатель прибыли, валового дохода и т.д. должен быть изменен за определенный период (например, за квартал) по единым календарным датам (например, за III квартал 2002 года). Данное условие не всегда выполняется в реальной экономической практике³⁸. Вполне очевидно, что нарушение условия сопоставимости (по несоответствию временных характеристик объектов) нарушает принцип объективности и обоснованности результатов оценки.

К сказанному необходимо добавить, что при сопоставлении экономических объектов достаточно часто случаются ошибки, связанные с игнорированием различий в характере экономических параметров, рассчитанных по разным временным условиям. К примеру, показатель стоимости основных фондов может опре-

³⁸ Данный вывод основан на реальной экономической ситуации в России. Переход от государственной экономики к рыночным отношениям негативно сказался на состоянии статистической отчетности. Ее нарушения, или полное отсутствие стали обыденным явлением в экономике современной России.

деляться на определенную дату (например, на начало года). Этот же показатель может определяться и как средняя величина за определенный период (например, год). Обе величины, несмотря на использование общего понятия – основные фонды – на самом деле различаются по условиям определения, поскольку первая из них устанавливается по данным бухгалтерского учета, а вторая – расчетно (по данным на начало и конец расчетного периода). В результате обе величины могут весьма существенно отличаться. Поэтому несоблюдение условия единства используемых временных характеристик может привести к нарушению принципа сопоставимости и, соответственно, к неэффективности полученных результатов.

Важным условием объективности и обоснованности результатов анализа при использовании рейтинговых оценок является достаточный уровень представительности групп сопоставимого анализа. Это условие означает, что результаты анализа (оценки) можно считать надежными в том случае, если число объектов сравнения было бы достаточно большим. К сожалению, в научной и методической литературе отсутствуют рекомендации не только по оптимальному, но и минимальному числу объектов сравнения в группах, для которых используются методы рейтинговых оценок. Тем не менее, число сравниваемых объектов имеет не только экономическое, но и психологическое значение. Последнее объясняется тем, что заведомо известно, что доверие к группам, которые содержат десятки объектов, заведомо выше, чем к группам, которые включают несколько объектов. При этом проблема не в самих результатах, а в возможных ошибках из-за отсутствия в данной группе объектов, существующих в реальности. Стремление к увеличению числа объектов есть, по существу, реализация принципа обеспечения максимально возможной достоверности полученных результатов. Реализация этого принципа для применения методов рейтингового анализа имеет несомненную актуальность, поскольку при использовании многих методов рейтингового анализа, его результаты для каждого объекта могут изменяться в зависимости от состава объектов, включаемых в группу.

3.2. Методические основы формирования группировок энергетических объектов для проведения рейтинговых оценок

Реализация перечисленных принципов во многом зависит от организационно-экономических особенностей оцениваемых объектов. Так, в электроэнергетике расчет показателей рейтинговых оценок может быть выполнен, исходя из условий наличия значительного числа однотипных объектов и, прежде всего, электростанций.

Понятие «электростанция», которое распространяется на предприятия, производящие электроэнергию и тепло, на самом деле имеет достаточно обобщенный характер, поскольку эта категория включает не только предприятия, производящие электроэнергию, но и станции, которые производят и отпускают электроэнергию и тепло. При этом различия имеют не только количественный, но и качественный характер, поскольку необходимость производства тепла предопределяет режим работы, который непосредственно влияет не только на отпуск тепла, но и на производство электроэнергии.

Различие в режимах работы ГРЭС (конденсационной электростанции) и ТЭЦ (теплоэлектростанции) самым

существенным образом влияют на условия использования производственных мощностей и, соответственно, на производство валовой продукции. Так, для сравнительно крупной ГРЭС коэффициент использования электрической мощности, равный (или меньше) 0,4 означает, что станция по тем или иным причинам используется в ограниченном режиме, в то время как для обычной ТЭЦ такого уровня коэффициент соответствует достаточно высокому уровню загрузки электрического оборудования. Таким образом, различия между этими станциями достаточно существенны не только в технологии, но и в условиях производства.

Аналогичная ситуация имеет место с гидроэлектростанциями. Гидроэлектростанции (ГЭС) загружаются по мере сброса воды через гидроагрегаты и используются, как правило, в пиковых режимах, т.е. в режимах кратковременных наборов и сбросов мощности (в этом – одно их главных преимуществ ГЭС³⁹). Поскольку речь идет об особых (пиковых) режимах, уровень использования установленной мощности ГЭС принципиально отличается от условий использования энергетических мощностей тепловых электростанций. Кроме того, в силу технологических особенностей на гидроэлектростанции отсутствуют многие подразделения, обычные для ГРЭС и ТЭЦ. Так, на ГЭС нет обычных для тепловых электростанций цехов топливоприготовления, котельного цеха, теплофикационного отделения, складов топлива и т.д. По этой причине нет оборудования и персонала, необходимых для обеспечения работы соответствующих подразделений.

С другой стороны, на плотинных ГЭС значительная часть основных фондов отражает стоимость плотины, сооружений, водохранилищ и др.

Различия в технологии, составе основных фондов и условиях деятельности гидро, и теплоэлектростанций настолько существенны, что сопоставительный анализ целесообразен, как правило, при условии отдельной группировки станций каждого типа.

Технологические причины предопределяют необходимость выделения и атомных электростанций в отдельные группы, поскольку технология производства электроэнергии на атомных станциях достаточно сложна и, кроме того, требуются существенные затраты (материальные и трудовые) для обеспечения безопасности работы оборудования. Поскольку изменение загрузки АЭС по условиям технологии и безопасности может происходить только в течение достаточно длительного времени, АЭС, как правило, работает с постоянной и весьма высокой загрузкой (принято говорить об использовании АЭС в т.н. базовой части графика нагрузки).

Следовательно, поскольку по технологии и безопасности АЭС работают в условиях, принципиально отличных от ТЭЦ и ГЭС, а также поскольку указанные причины определяют особые условия загрузки оборудования этих станций, их сопоставимый анализ возможен только при выделении АЭС в отдельную группу.

Таким образом, по условиям сопоставимости (первый принцип допустимости применения рейтинговых оценок) может быть обеспечен, если при анализе электростанций они будут сгруппированы в соответствии с технологическими особенностями в группы ГРЭС (КЭС), ТЭЦ, ГЭС и АЭС проч. Для оценки другого условия – принципа сходимости условий деятельности

³⁹ Исключения связаны с периодами паводков: тогда воду вынуждены сбрасывать? и ГЭС в этот период работает с вынужденной дополнительной нагрузкой.

объектов, входящих в отдельные группы, необходимо определить, насколько принципиальны отличия отдельных электростанций одного типа друг от друга.

Указанные различия существуют, и они обусловлены для отдельных групп электростанций различными причинами.

Так, тепловые станции, которые эксплуатируются в настоящее время на территории России, построены и введены в эксплуатацию в течение последних восьмидесяти лет. В течение всего этого периода научно-конструкторские работы позволяли получать все более современные (отвечающие последнему слову науки) решения, которые были реализованы на новых электростанциях.

При этом в теплоэнергетике России проявлялась тенденция к росту единичных мощностей агрегатов, повышению их параметров (давления и температуры пара и т.д.) и, как следствие, росту мощностей электростанций. В результате на территории страны действуют электростанции мощностью до 8 млн. кВт, в то время как на отдельных предприятиях есть заводские ТЭЦ мощностью менее 4 тыс. кВт. При всей общей схожести технологий, экономические различия между крупными, средними и мелкими электростанциями весьма существенны. Именно по этой причине в сложившейся практике экономического анализа энергообъектов сравнение крупных теплоэлектростанций с малыми считается некорректным.

Применительно к гидроэлектростанциям проблема группировки еще более сложна, поскольку история строительства ГЭС в России знает не только крупные, но и средние и малые ГЭС, построенные в XX веке. Развитие гидроэнергетики в России определялось не только условиями научно-технического прогресса в гидроэнергомашиностроении (хотя они были весьма впечатляющими). Самое существенное влияние на строительство и ввод в эксплуатацию ГЭС оказало развитие строительной отрасли и организация мощной строительной индустрии, ориентированной на возведение гидросооружений, отвечающих последнему слову не только отечественной, но и мировой практики. Сооружение таких гигантов отечественной гидроэнергетики, как ДнепрогЭС, Волжская, Красноярская, Братская и Саяно-Шушенская гидроэлектростанции, относится к числу несомненных достижений мировой научной, конструкторской, строительной и промышленной мысли. Возведенные объекты, по существу, уникальны и их сопоставление с другими гидроэлектростанциями может быть выполнено только с учетом определенных допущений. Кроме того, в отличие от тепловых электростанций, для возведения которых широко использовалось типовое проектирование, к гидроэлектростанциям оно неприменимо в принципе, поскольку каждая из ГЭС непосредственно зависит от природных условий, и такие определяющие параметры, как высота, объем пропускной воды, напор и др. – зависят от конкретных особенностей того места, где проектируется и в дальнейшем эксплуатируется данная ГЭС. Из этого можно сделать вывод о специфике условий строительства и эксплуатации любой ГЭС, определенного типа⁴⁰.

Группировки АЭС выполняются сравнительно редко, поскольку в настоящее время их число в России невелико

⁴⁰ ГЭС принято делить на станции с регулированием стока (т.е. имеющим плотину) и станции равнинного типа, которые используют прямой водосток.

лико и их разбиение на отдельные группы ставит под сомнение возможные выводы из-за недостаточной представительности каждой группы. Тем не менее, в экономической литературе АЭС обычно разделяют по типу используемых реакторов.

Соблюдения принципа завершенности экономического цикла на предприятиях, входящих в состав анализируемой группы, применительно к гидроэлектростанциям достаточно затруднительно. Сложившаяся в России практика предусматривает эксплуатацию как полностью законченных объектов, так и тех из них, у которых в эксплуатацию введена только часть эксплуатируемой мощности. Тем не менее, поскольку соотношения между затраченными ресурсами и полученными результатами в строящихся и законченных объектах различны, целесообразно включать в группу электростанций только те объекты, у которых можно считать освоенными либо всю проектируемую мощность, либо, как исключение, мощность отдельных очередей.

Для тех объектов, у которых определение уровня освоения затруднено, вопрос об их включении в анализируемую группу должен решаться крайне осторожно. Любое сомнение в сопоставимости условий деятельности таких объектов с объектами, действующими при завершенном экономическом цикле, должно трактоваться как возражение против их включения в группу.

Из практики экономического анализа известно, что в отдельных случаях проблема завершенности экономического цикла на электростанциях рассматривается как возможность дополнительной классификации по условиям проводимой реконструкции либо по ограничениям на объемы проводимых работ по капитальному ремонту. Представляется, что данная проблема в условиях электроэнергетики имеет особую специфику, которую необходимо учитывать при решении проблемы группировки электростанций. Указанная специфика связана, в первую очередь, с особенностями ремонтной деятельности на энергообъектах.

В настоящее время большинство ремонтных работ проводится на отдельных агрегатах в ограниченные сроки, как правило, при определенной нехватке материальных и трудовых ресурсов. Поскольку большинство энергообъектов постоянно находится в работе, их останов, осмотр и мониторинг весьма затруднены. Соответственно велик объем и удельный вес работ, необходимость которых выявляется только после остановки агрегата в плановый ремонт. Следовательно, объем и структура ремонтных работ обладают высоким уровнем неопределенности. Кроме того, в большинстве случаев определенная часть элементов энергооборудования (трубы, паропроводы, обмуровка, заслонки, лопатки и др.) полностью или частично заменяется. В результате ремонтная деятельность приобрела характер постоянного частичного обновления основных фондов, и этому процессу, в большей или меньшей степени, подвержены все энергосистемы. По этой причине выделять ситуацию с большим или меньшим объемом ремонтов нецелесообразно, так как нецелесообразно использовать показатель объемов ремонта в качестве критерия подбора группы.

Не менее сложным является вопрос об использовании для тех же целей критерия работ по реконструкции. В современных условиях реконструкция электростанций представляет собой сложный процесс, в котором категория «реконструкция» включает значительное число работ разной трудоемкости и стоимости. В одних случаях

под эту категорию попадают работы, связанные с увеличением производительности агрегатов, в других – обеспечивающие экономии ресурсов, в-третьих – улучшающие экономические параметры, в-четвертых – замену устаревших (морально) узлов и деталей и т. п. Все эти различные (по условиям проведения) работы объединяются общим термином «реконструкция». В общем отчете такого рода работы чаще всего объединяются с затратами на ремонт и отражаются в общей сумме «ремонт и реконструкция». В результате не представляется возможным не только выделить работы разного назначения, но и определить реальную сумму затрат на реконструкцию. По этой причине стоимость работ на реконструкцию не может быть критерием формирования группы или исключением из нее отдельных электростанций.

Необходимость обеспечения принципа «соответствия параметров – временных характеристик» означает, что данные по предприятиям (энергообъектам), входящим в группу, должны относиться к одному и тому же временному периоду. Для электростанций (так же как и для других предприятий) это условие достаточно важно, поскольку вследствие влияния сезонных факторов условия производства и отпуска не только тепла (что вполне объяснимо), но и электроэнергии меняются в отдельные времена года (сезона). Известно также, что в отличие от обычного (машиностроительного предприятия) ремонт основного оборудования на электростанциях, предприятиях электрических и тепловых сетей происходит в основном в период с 1 апреля по 15 ноября.

В целом, анализ данных по электростанциям, охватывающий только часть года, может оказаться достаточно сложным, поскольку распределение нагрузки и, соответственно, производство электроэнергии и тепла имеют весьма неравномерный характер. Наиболее целесообразно использование при проведении анализа соответствующих данных за календарный год (один и тот же для всех объектов, входящих в группу). Вместе с тем, в ряде случаев может быть проведен анализ и по данным за полугодие, первый и третий кварталы и т.д. Однако при этом необходимо анализировать те стороны деятельности электростанций, которые могут быть объективно освещены через информацию о работе объектов в отдельные периоды года.

Из изложенного выше следует, что важнейшим условием надежности полученных результатов анализа и их достоверности является соблюдение принципа обеспечения достаточной представительности группы, по которой проводится анализ.

Как было указано выше, по технологическим и организационно-экономическим условиям при формировании групп рейтинговых оценок целесообразно разделить анализ по группам ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС и АЭС. Кроме того, целесообразно выделить группы крупных, средних и малых ГРЭС (или, по крайней мере, только крупных и средних ГРЭС), а также группы средних и малых ТЭЦ. Из этого следует, что общая (достаточно значительная) совокупность электростанций должна быть распределена по определенному числу групп (подгрупп). Поэтому проблема представительности каждой группы приобретает вполне актуальное значение.

Необходимо отметить, что проблема представительности в группах, формируемых для экономического анализа, относится к числу наиболее сложных и акту-

альных. Специалисты, которые использовали для целей экономического анализа электростанций методы корреляционного и регрессионного анализа, также сталкивались с проблемой представительности исследуемых групп, поскольку многие из полученных выводов и сформированных (регрессионных) моделей могли быть применены на практике только с большими допущениями и значительными доверительными интервалами. В результате принцип «чем больше объектов в группе, тем точнее результат» стал основой проводимых статистических исследований.

Однако в случае с проведением рейтинговых оценок ситуация иная. Дело в том, что исследователи, использующие результаты рейтинговых оценок, воспринимают их в соответствии с общими принципами восприятия (человеком) любых количественных оценок. Из этого, в частности, следует, что если человек нормально воспринимает сравнение 10, 15, 20 объектов, то сравнение 80, 100, 150 и более объектов, проводимое по рассчитанным баллам рейтингов, воспринимается им по-другому. Так, информация по значительному числу объектов, попадающих между объектами с высокими и низкими уровнями рейтинговых оценок, воспринимается как малозначительная. Как следствие, можно говорить о психологическом парадоксе: чем большее число объектов попадает в данную группу, тем больше информации не используется, и затраченные на них (финансовые и трудовые) средства оказываются использованными в пустую. При понятном желании исследователей включать в анализируемую группу как можно больше электростанций, это желание может обойтись слишком дорого, и полученные результаты не будут оправданы. Данное обстоятельство особенно важно для групп крупных КЭС и ГЭС, у которых объекты, получающие высшую или низшую оценки, могут быть определены по ряду показателей (без углубленного анализа). Исходя из названных условий и ориентируясь на реальный состав электростанций России, в настоящее время можно рекомендовать:

1. минимальный состав группы электростанций – не менее 10-15 объектов;
2. максимальный состав группы электростанций не более 70-80 единиц.

Таким образом, при расчете систем рейтинговых оценок должен быть реализован ряд принципов, которые должны послужить методической базой формирования групп экономических объектов для сравнительного анализа. В электроэнергетике к числу таких групп относятся однотипные электростанции (ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС и АЭС), формируемые с учетом уровня использования мощностей, а также энергетические объединения.

3.3. Методические вопросы формирования частных и обобщенных экспертных оценок энергообъединений

В течение многих лет объектом экономического анализа и оценки в электроэнергетике были энергетические объединения, являвшиеся экономическими субъектами с полным набором хозяйственных функций.

Переход от вертикальной к горизонтальной форме интеграции меняет условия организации и управления, но не изменяет экономическую сущность энергетического производства. Поэтому энергетические объединения в обозримом будущем будут оставаться субъектами хозяйственной деятельности. Соответственно

актуальной была и остается проблема оценки текущего состояния и инвестиционной привлекательности энергетических объединений. Для определения условий использования для этой цели рейтинговых оценок необходимо более подробно остановиться на особенностях их производственно-хозяйственной деятельности в настоящее время и в перспективе (при их деятельности в условиях реструктуризации).

Энергетическое объединение представляет собой субъект производственной и организационно-экономической деятельности, в состав которого входит некоторое число предприятий, каждое из которых выполняет определенный (ограниченный) перечень функций и обладает ограниченной хозяйственной самостоятельностью. При этом полной хозяйственной самостоятельностью обладает только само объединение. Если в настоящее время объединение, как правило, обслуживает определенную территорию (реализуя функцию энергоснабжения потребителей, расположенных на данной территории) – в дальнейшем предполагается, что ряд генерирующих энергообъединений будут включать электростанции, расположенные в разных регионах. Следовательно, действующий в настоящее время принцип территориальной ответственности за энергоснабжение не будет соблюдаться генерирующими объединениями. Тем не менее, как в существующих, так и в планируемых объединениях будет обеспечен цикл полного производства определенных видов продукции или оказываемых услуг. Следовательно, имеет и будет иметь место законченный организационно-экономический процесс, включающий полный цикл хозяйственной деятельности. Соответственно каждое объединение будет иметь показатели, отражающие условия ее производственно-хозяйственной деятельности. Именно эти показатели являются (и будут являться в дальнейшем) информационной основой проводимых анализов и оценок.

Поскольку речь идет в данном случае о сравнительном (сопоставительном) анализе, важно определить, в чем заключается отличие одних объединений от других⁴¹. Как отмечалось выше, в настоящее время в состав любого энергообъединения входит несколько предприятий. В дальнейшем это положение не изменится: вместо разных по условию производства предприятий планируется в энергообъединения (не во все) включить однотипные предприятия (например, электростанции). Однако в настоящее время и в обозримом будущем одинаковых энергопредприятий не существует и не может существовать. Их различия – в объемах и структуре производимой продукции (электроэнергии и тепла), и, соответственно, в объемах и структуре используемых для этих целей материальных, трудовых, финансовых и других ресурсов.

Следует отметить, что авторы проекта реструктуризации отрасли при разработке предложений о создании нескольких электрогенерирующих компаний (ЭГК) поставили цель обеспечения «равных стартовых условий,» и с этой целью намечено объединить в отдельные ЭГК станции со сходным составом оборудования. Однако это не означает, что указанные предприятия одинаковы, и тем более не означает, что они будут иметь одинаковые результаты производственно-хозяйственной деятельно-

сти. Попытка создать сходные компании означает, что вместо прежнего принципа формирования энергообъединений (территориального), будет реализован другой принцип: объединение однотипных предприятий, выполняющих сходные функции, например, производство электроэнергии. При этом различия между компаниями будут достаточно существенны.

В настоящее время на территории России имеется более 80 энергообъединений, которые работают в совершенно различных условиях. Наряду с крупнейшей в стране АО «Мосэнерго», включающей более 59 предприятий (и в том числе КЭС, ТЭЦ, гидроаккумулирующую электростанцию, предприятия электрических и тепловых сетей, ремонтные заводы, специальные конструкторские бюро, проектный институт, строительные организации и др.), имеются энергообъединения, в которых либо вообще нет генерирующих мощностей, либо они ограничены несколькими маломощными генераторами. Кроме того, есть энергообъединения, в которых основу производства составляют гидроэлектростанции, как крупные (Иркутскэнерго), так и малые (Карелэнерго).

В последние годы в число энергообъединений, размещенных на территории России, вошли также некоторые АО-энерго, которые были сформированы не столько по организационно-экономическим, сколько по политическим причинам. К числу таких объединений относятся: Ингушэнерго, Кар-Черкессэнерго и др. При всех формальных признаках АО-энерго, эти объединения не могут служить объектами сопоставительного анализа из-за отсутствия в них (либо весьма ограниченных по объему) ряда традиционных функций энергообъединения (например, производство электроэнергии). Однако большинство других (из существующих энергообъединений) имеют все необходимые атрибуты объектов, включаемых в группы рейтинговых оценок.

К числу указанных качеств (атрибутов) энергетических объединений можно отнести:

1. Хозяйственную самостоятельность каждого энергообъединения, определяемую полным набором производственных и хозяйственных функций.
2. Использование в текущей деятельности необходимых материальных, трудовых и финансовых ресурсов.
3. Зависимость результатов деятельности от условий потребления производимой продукции, а также условий ее оплаты.
4. Наличие не только необходимого, но и добавочного продукта, используемого для решения задач реконструкции и развития, а также для решения социально-экономических проблем коллектива энергообъединения.
5. Потребление не только собственных, но и заемных финансовых ресурсов и соответственно – необходимость рациональной кредитной политики.

Перечисленные особенности не относятся к числу специфических качеств энергообъединения как объекта сравнительного анализа.

Вместе с тем, энергообъединение имеет ряд особенностей, которые необходимо учесть при построении рейтинговых оценок. К ним, в частности, относятся следующее:

1. Энергетические объединения производят (транспортируют) два основных вида продукции: электроэнергию и тепло.
2. Производство основных видов продукции имеет непрерывный характер.
3. В состав энергообъединений входят производственные единицы, имеющие ограниченный набор хозяйственных функций.
4. Энергообъединения относятся к числу производств с высокой фондоемкостью продукции.

⁴¹ В противном случае нет необходимости проводить сопоставительный анализ.

5. Высокая фондоемкость предопределяет значительные расходы всех видов ресурсов на поддержание основных фондов и на их своевременное обновление и реконструкцию.
6. Энергетические объединения относятся к числу естественных монополий, и их работа не относится к понятию «рыночная деятельность».
7. В силу указанных причин цены на продукцию (тарифы на электроэнергию) формируются не в результате свободной конкуренции на рынке спроса и предложения, а определяются специальными органами управления – региональными энергетическими комиссиями (РЭК).
8. Деятельность региональных энергокомпаний во многом определяется субъективными причинами, поэтому тарифная политика в регионах часто имеет неустойчивый и противоречивый характер.
9. Для подавляющего числа энергообъединений собственной генерирующей базы недостаточно и по этой причине для обеспечения их потребителей объединение вынуждено закупать часть энергии у других энергообъединений (станций).
10. Деятельность подавляющего большинства энергообъединений имеет вполне определенно сезонный характер. Поэтому такие показатели как объем производства продукции, ее стоимость, затраты на производство продукции, прибыль и др. – существенно изменяются в отдельные периоды года.
11. На результаты производственно-хозяйственной деятельности энергообъединения значительное влияние оказывает состав и структура потребителей, поскольку объем потребляемой ими энергии, а главное - цены для каждой группы потребителей существенно различается.
12. В настоящее время в состав энергообъединений входят предприятия, условия деятельности которых различны, и, соответственно, различны и затраты на производство. Тем не менее, важнейшей задачей энергообъединения является обеспечение непрерывного и эффективного характера производства всех входящих в него подразделений, независимо от условий производства и оплаты отпущенной продукции.
13. Вследствие особенностей оплаты энергии и, в частности, оплаты счетов по окончанию расчетного периода, обеспечение устойчивой работы энергообъединения всегда связано с определенным уровнем долговых обязательств (т.н. абонентской задолженностью).

Организационно-экономические особенности отдельных энергообъединений позволяют определить основные направления, по которым может быть проведен экспертный анализ. К ним, в частности, относятся:

1. Оценка уровня концентрации (масштабов) производства. Поскольку большинство существующих энергообъединений были сформированы по производственно-территориальному признаку, и в силу различий в демографических, экономических и социальных условиях жизни отдельных регионов России, объемы производства и транспорта энергии в отдельных энергообъединениях существенно различны. Соответственно, уровень (масштабность) производства продукции (в натуральном или стоимостном измерении) является одним из ведущих направлений в оценке энергообъединений.
2. Важнейшим условием успешного функционирования любого экономического объекта следует считать уровень доходности (прибыльности) его деятельности. Поскольку не только объемы производимой продукции, но и затраты на ее производство и транспорт в энергообъединениях различны – различен и уровень прибыльности их деятельности. Сопоставление абсолютных и относительных показателей прибыльности – одно из ведущих направлений в оценке инвестиционной привлекательности, и это положение в полной мере относится к любым энергообъединениям (действующим в настоящее время и в будущем).
3. Как было отмечено выше, поскольку электроэнергетика относится к числу естественных монополий, уровень тарифов является важнейшим фактором, определяющим эффективность энергетического производства. Поэтому при оценке энергокомпаний необходимо исследовать результаты та-

- рифной политики и их влияние на экономические показатели энергообъединения (и в первую очередь – на прибыль).
4. Многие особенности производственно-хозяйственной деятельности энергообъединений прямо или косвенно отражаются на их финансовой деятельности. Из общего (значительного) числа этих функций особое значение имеет управление долгами предприятия. При этом наряду с объективными причинами (например, необходимостью иметь часть средств в абонентской задолженности), существуют и субъективные результаты реальной политики кредитно-депозитных операций. Включение в число направлений экспертного анализа оценки качества долговой политики позволит получить общую характеристику финансовой деятельности руководства энергообъединения.
5. Сводная оценка должна определяться по интегрированному показателю.

Перечисленные направления были положены в основу системы моделей экспертных оценок, позволяющей дать характеристику отдельных качеств энергообъединений и их обобщенную оценку.

Основу построения рейтинга экспертных оценок составляет общее уравнение вида:

$$R_{K_i} = \Pi_{K_i}^u \times 100, \tag{3.1}$$

где R_{K_i} - энергетическая оценка по K -му показателю для i -того объединения;

$\Pi_{K_i}^u$ - центрированное значение K -го показателя по

i -му объединению, определяемое из условия:

$$\Pi_{K_i} = \frac{(\Pi_{K_i} - \Pi_K^{cp})}{\Pi_K^{cp}}, \tag{3.2}$$

где Π_{K_i} - значение (отчетное) K -го показателя по i -му объединению;

Π_K^{cp} - среднеарифметическое значение K -ого показателя по группе в целом.

Модели экспертных оценок по основным направлениям анализа энергообъединения имеют следующий вид:

1. Оценка уровня концентрации производства;

$$R_{M_i} = \left(\frac{P_i - \bar{P}}{\bar{P}} \right) \times 100, \tag{3.3}$$

где P_i - объем реализованной продукции по i -му энергообъединению;

\bar{P} - среднеарифметическое значение стоимости реализованной продукции по группе энергообъединений.

2. Оценка уровня доходности (прибыльности) энергообъединения может быть определена по двум показателям:

абсолютный уровень прибыльности:

$$R_{Pi}^{аб} = \left(\frac{D_i - \bar{D}}{\bar{D}} \right) \times 100, \tag{3.4}$$

относительный уровень прибыльности:

$$R_{Pi}^{от} = \frac{\left(\frac{D_i}{P_i} - \frac{\bar{D}}{\bar{P}} \right)}{\frac{\bar{D}}{\bar{P}}} \times 100, \tag{3.5}$$

где

D_i - объем валовой прибыли по i -ому энергообъединению;

\bar{D} - среднеарифметический уровень балансовой прибыли по группе.

3. Оценка тарифной политики энергообъединения может быть выполнена по показателю:

$$R_{Ti} = \frac{\left(\frac{D_i - \bar{D}}{\bar{3}} \right)}{\frac{\bar{3}}{\bar{P}}} \times 100, \quad (3.6)$$

где

$\bar{3}_i$ - себестоимость продукции по i -ому энергообъединению;

$\bar{3}$ - среднеарифметический уровень себестоимости продукции по группам.

4. Оценка системы управления долговыми обязательствами может быть выполнена по следующим рейтинговым оценкам:

• уровень кредиторской задолженности:

$$R_{Ki} = \frac{\left(\frac{H_i^K - \bar{H}^K}{\bar{3}} \right)}{\frac{\bar{H}^K}{\bar{3}}} \times 100; \quad (3.7)$$

• уровень дебиторской задолженности:

$$R_{Di} = \frac{\left(\frac{H_i^D - \bar{H}^D}{\bar{3}} \right)}{\frac{\bar{H}^D}{\bar{3}}} \times 100; \quad (3.8)$$

• общий уровень финансовых обязательств:

$$R_{\Phi O_i} = \frac{\left(\frac{H_i^D - \bar{H}^D}{\bar{H}^K} - \frac{H_i^K - \bar{H}^K}{\bar{H}^K} \right)}{\frac{\bar{H}^D}{\bar{H}^K}} \times 100, \quad (3.9)$$

где H_i^K и H_i^D - сумма, соответственно, кредиторской и дебиторской задолженности по i -ому энергообъединению;

\bar{H}^K и \bar{H}^D - среднеарифметическое значение соответственно кредиторской и дебиторской задолженности по группе.

5. Сводный показатель рейтинга энергетического объединения можно определить из уравнения:

$$R_{cb_i} = \frac{R_{Mi} + R_{ni}^{ab} + R_{Ti} + R_{\Phi O_i}}{4}. \quad (3.10)$$

3.4. Применение системы рейтинговых оценок для анализа технико-экономических показателей электростанций России

Методические принципы, сформированные в предыдущих разделах данной работы, можно проиллюстрировать на примере анализа ряда электростанций, входящих в состав крупнейших энергообъектов России.

Рейтинговая оценка проводилась по показателям, отражающим технико-экономические условия деятельности этих предприятий⁴².

При этом из общей совокупности 146 станций были выделены:

- Группа ГРЭС: крупнейшие конденсационные электростанции мощностью от 800 МВт и выше (всего 29 предприятий).
- Группа ТЭЦ: крупнейшие электростанции, имеющие комплексный характер производства электроэнергии и тепла, мощностью от 450 МВт и выше (всего 96 предприятий).
- Группа ГЭС – предприятия гидроэнергетики России, мощностью от 1150 МВт и выше (всего 21 предприятие).

Анализ включал:

- оценку уровня концентрации мощности электростанции как потенциальной возможности производства электроэнергии и тепла (последнее - для группы ТЭЦ);
- оценку объемов производства натуральной продукции (электроэнергии и тепла);
- эффективность использования топлива (для группы ГРЭС и ТЭЦ);
- уровень использования производственных мощностей;
- эффективность работы оборудования (расхода условного топлива на собственные нужды).

Выбор данных показателей, по мнению автора, наиболее полно отражает производственную деятельность электрических станций. Кроме того, данные показатели являются традиционными и доступными для сбора на всех энергообъектах.

Основное содержание анализа включало расчет показателей рейтинга по энергообъектам данной группы по каждому из двух лет (1999 и 2000 гг.). При этом анализ проводился сопоставлением рейтинга (номер объекта в ряду, изменения анализируемого показателя) по объектам данного ряда, а также сопоставлением рейтинговых оценок каждого объекта за 1999 и 2000 гг. Таким образом, сопоставление проводилось как между объектами данной группы, так и между показателями данного объекта за двухлетний период.

Рассмотрим общие результаты анализа.

ГРУППА ГРЭС

УСТАНОВЛЕННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ

Оценка уровня установленной электрической мощности производилась по данным, приведенным в табл. 3.1. По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.1.) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.1.)

В гр. 5 табл. 3.1. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.1. В гр. 10 табл. 3.1. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

По анализируемому показателю разброс значений (отклонений от среднего уровня) составил до 1260%. Зафиксированы два случая снижения установленной мощности (что обычно происходит либо при списании агрегата из-за его физического или морального старения).

⁴² В расчете использовалась информация за 1999 и 2000 гг.

Таблица 3.1

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «УСТАНОВЛЕННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ НА КОНЕЦ ГОДА» ПО ГРУППЕ ГРЭС»

МВт

№	Электростанции	Установленная электрическая мощность на конец года(МВт)			Относительное отклонение от средней по группе (%%)		Рейтинг		
		1999г	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сургутская ГРЭС-2	4 800,0	4 800,0	0,0	1 260,7	1 260,7	1	1	0
2	Рефтинская ГРЭС	3 800,0	3 800,0	0,0	810,6	810,6	2	2	0
3	Костромская ГРЭС	3 600,0	3 600,0	0,0	720,6	720,6	3	3	0
4	Сургутская ГРЭС-1	3 280,0	3 280,0	0,0	576,5	576,5	4	4	0
5	Рязанская ГРЭС	2 720,0	2 640,0	-80,0	324,4	288,4	5	5	0
6	Конаковская ГРЭС	2 400,0	2 400,0	0,0	180,4	180,4	6	6	0
7	Пермская ГРЭС	2 400,0	2 400,0	0,0	180,4	180,4	7	7	0
8	Ириклинская ГРЭС	2 400,0	2 400,0	0,0	180,4	180,4	8	8	0
9	Ставропольская ГРЭС	2 400,0	2 400,0	0,0	180,4	180,4	9	9	0
10	Зайнская ГРЭС	2 400,0	2 400,0	0,0	180,4	180,4	10	10	0
11	Новочеркасская ГРЭС	2 245,0	2 222,0	-23,0	110,6	100,2	11	11	0
12	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	2 097,0	2 100,0	3,0	44,0	45,3	12	12	0
13	Троицкая ГРЭС	2 059,0	2 059,0	0,0	26,9	26,9	13	13	0
14	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	1 885,0	1 885,0	0,0	-51,5	-51,5	14	14	0
15	Кармановская ГРЭС	1 800,0	1 800,0	0,0	-89,7	-89,7	15	15	0
16	Верхне-Тагильская ГРЭС	1 497,0	1 497,0	0,0	-226,1	-226,1	17	16	1
17	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	1 495,0	1 467,0	-28,0	-227,0	-239,6	18	17	1
18	Черепетская ГРЭС	1 425,0	1 425,0	0,0	-258,5	-258,5	19	18	1
19	Березовская ГРЭС-1	1 600,0	1 400,0	-200,0	-179,8	-269,8	16	19	-3
20	Томь-Усинская ГРЭС	1 272,0	1 272,0	0,0	-327,4	-327,4	21	20	1
21	Невинномысская ГРЭС	1 340,0	1 270,0	-70,0	-296,8	-328,3	20	21	-1
22	Красноярская ГРЭС-2	1 250,0	1 250,0	0,0	-337,3	-337,3	23	22	1
23	Беловская ГРЭС	1 200,0	1 200,0	0,0	-359,8	-359,8	24	23	1
24	Средне-Уральская ГРЭС	1 193,0	1 193,0	0,0	-363,0	-363,0	25	24	1
25	Назаровская ГРЭС	1 120,0	1 120,0	0,0	-395,8	-395,8	26	25	1
26	Гусиноозерская ГРЭС	1 260,0	1 100,0	-160,0	-332,8	-404,8	22	26	-4
27	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	1 100,0	1 100,0	0,0	-404,8	-404,8	27	27	0
28	Печорская ГРЭС	1 060,0	1 060,0	0,0	-422,8	-422,8	28	28	0
29	Южно-Уральская ГРЭС	882,0	882,0	0,0	-503,0	-503,0	29	29	0

В результате рейтинговая оценка изменена на единицу по Верхнетагильской ГРЭС, Черепетской ГРЭС и др. В основном это было вызвано снижением установленной электрической мощности на Березовской ГРЭС-1 (на 200 МВт) и на Гусиноозерской ГРЭС (на 160 МВт) и соответствующим перераспределением мест в рейтинговом списке. Производство электроэнергии.

Оценка производства электроэнергии дана в табл. 3.2.

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 и 2000 гг. (гр. 6 и 7 табл. 3.2.).

В гр. 5 табл. 3.2. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.2.

В гр. 10 табл. 3.2. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

Изменения показателя по отдельным объектам в 2000 году (в сравнении с предыдущим годом) имели как положительные, так и отрицательные величины. Размеры отклонений от средней величины были значительны: в 1999 году от +265% (Сургутская ГРЭС-3) до -77% (Троицкая ГРЭС, а в 2000 году – от +243,6% (Сургутская ГРЭС-3) до -68,5% (Красноярская ГРЭС-3). Изменение этого показателя за два года составило по отдельным объектам соответ-

ственно от (-3668) тыс. кВт./ч. (Новочеркасская ГРЭС) до (+5666 тыс. кВт./ч.) по Рефтинской ГРЭС. Колебания показателя в динамике были достаточно значительными. Из этого можно сделать вывод о неустойчивом характере производства для многих крупных электростанций (Рефтинская ГРЭС, Ириклинская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС и др.). Тот же вывод можно сделать, сопоставляя показатель рейтинга за 1999 г. (гр. 8 табл. 3.2.) и за 2000 (гр. 9 табл. 3.2.)

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА

Параметр относится к числу ведущих показателей, отражающих эффективность работы тепловых электростанций и, в частности, эффективность использования топливно-энергетических ресурсов.

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.3.) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.3.).

В гр. 5 табл. 3.3. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 1.3.

В гр. 10 табл. 3.3. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 г.).

В целом изменения этого показателя за два года имеют стабильный характер. Исключение составляют Новочер-

касская ГРЭС, Верхнетагильская ГРЭС и ГРЭС-5 Мосэнерго. Сопоставление данных в табл. 3.2. и 3.3. показывает, что основной причиной изменения уровня удельного расхода топлива следует считать существенное изменение

объемов производимой продукции и, как следствие, ухудшение уровня использования оборудования.

Показатели уровня рейтинга подтверждают мнение о стабильности показателей удельного расхода топлива для большинства электростанций.

Таблица 3.2

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ГРУППЕ ГРЭС»

тыс. кВт./ч.

№	Электростанции	Производство электроэнергии (тыс. кВт./ч.)			Относительное отклонение от средней по группе(%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сургутская ГРЭС-2	28 141,7	27 482,6	-659,1	265,6	243,6	1	1	0
2	Сургутская ГРЭС-1	21 603,4	21 311,1	-292,3	180,7	166,4	2	2	0
3	Рефтинская ГРЭС	15 617,8	21 284,0	5 666,2	102,9	166,1	3	3	0
4	Костромская ГРЭС	12 126,8	11 612,7	-514,1	57,6	45,2	4	4	0
5	Ириклинская ГРЭС	11 808,4	10 875,0	-933,4	53,4	36,0	5	5	0
6	Кармановская ГРЭС	10 314,8	10 716,5	401,7	34,0	34,0	7	6	1
7	Конаковская ГРЭС	8 694,8	7 646,8	-1 048,0	13,0	-4,4	8	11	-3
8	Ставропольская ГРЭС	8 401,1	9 800,3	1 399,2	9,1	22,5	9	7	2
9	Рязанская ГРЭС	8 041,7	9 275,6	1 234,0	4,5	16,0	10	8	2
10	Новочеркасская ГРЭС	7 972,7	4 304,0	-3 668,7	3,6	-46,2	11	20	-9
11	Невинномысская ГРЭС	7 848,3	7 951,9	103,6	2,0	-0,6	12	10	2
12	Средне-Уральская ГРЭС	7 683,5	7 526,9	-156,6	-0,2	-5,9	13	12	1
13	Пермская ГРЭС	7 161,4	8 358,1	1 196,7	-7,0	4,5	14	9	5
14	Заинская ГРЭС	6 785,5	7 277,2	491,7	-11,8	-9,0	15	13	2
15	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	6 634,2	6 337,2	-297,0	-13,8	-20,8	16	17	-1
16	Томь-Усинская ГРЭС	6 499,7	7 001,2	501,5	-15,6	-12,5	17	14	3
17	Гусиноозерская ГРЭС	5 944,1	6 371,4	427,3	-22,8	-20,3	18	16	2
18	Верхне-Тагильская ГРЭС	5 532,9	6 912,1	1 379,2	-28,1	-13,6	19	15	4
19	Черепетская ГРЭС	5 021,1	4 111,8	-909,3	-34,8	-48,6	20	22	-2
20	Южно-Уральская ГРЭС	4 734,5	4 794,5	60,0	-38,5	-40,1	21	19	2
21	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	3 788,5	5 444,4	1 655,9	-50,8	-31,9	22	18	4
22	Назаровская ГРЭС	3 495,5	3 505,8	10,3	-54,6	-56,2	23	24	-1
23	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	3 348,0	2 813,6	-534,4	-56,5	-64,8	24	28	-4
24	Беловская ГРЭС	3 344,9	3 907,0	562,1	-56,5	-51,2	25	23	2
25	Печорская ГРЭС	3 094,0	2 999,3	-94,7	-59,8%	-62,5	26	25	1
26	Березовская ГРЭС-2	2 865,4	2 836,6	-28,8	-62,8	-64,5	27	26	1
27	Красноярская ГРЭС-3	2 855,7	2 519,4	-336,3	-62,9	-68,5	28	29	-1
28	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	2 140,4	2 819,1	678,7	-72,2	-64,8	29	27	2
29	Троицкая ГРЭС	1 714,4	4 172,3	2 457,9	-77,7	-47,8	30	21	9

Таблица 3.3

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ» ПО ГРУППЕ ГРЭС

№	Электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии(г/кВт.ч.)			Относительное отклонение от средней по группе(%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Новочеркасская ГРЭС	411,3	287,6	-123,7	15,9	-18,2	29	1	28
2	Назаровская ГРЭС	302,5	300,1	-2,4	-14,8	-14,7	1	2	-1
3	Костромская ГРЭС	310,1	309,3	-0,8	-12,6	-12,1	2	3	-1
4	Сургутская ГРЭС-2	310,4	309,6	-0,8	-12,6	-12,0	3	4	-1
5	Пермская ГРЭС	320,3	312,4	-7,9	-9,8	-11,2	4	5	-1
6	Конаковская ГРЭС	323,3	323,3	0,0	-8,9	-8,1	5	6	-1
7	Сургутская ГРЭС-1	326,6	328,7	2,1	-8,0	-6,6	7	7	0
8	Кармановская ГРЭС	324,0	329,1	5,1	-8,7	-6,4	6	8	-2
9	Печорская ГРЭС	329,1	329,6	0,5	-7,3	-6,3	8	9	-1
10	Ириклинская ГРЭС	329,8	330,4	0,6	-7,1	-6,1	9	10	-1
11	Ставропольская ГРЭС	332,4	333,6	1,2	-6,4	-5,2	10	11	-1
12	Рефтинская ГРЭС	338,8	339,1	0,3	-4,5	-3,6	12	12	0
13	Средне-Уральская ГРЭС	340,7	339,9	-0,8	-4,0	-3,4	13	13	0
14	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	346,2	340,4	-5,8	-2,5	-3,2	14	14	0
15	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	349,3	352,8	3,5	-1,6	0,3	15	15	0
16	Заинская ГРЭС	352,3	354,1	1,8	-0,7	0,7	16	16	0

№	Электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии(г/кВт.ч.)			Относительное отклонение от средней по группе(%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Верхне-Тагильская ГРЭС	338,2	355,9	17,7	-4,7	1,2	11	17	-6
18	Рязанская ГРЭС	355,5	356,8	1,3	0,2	1,4	17	18	-1
19	Томь-Усинская ГРЭС	360,5	357,9	-2,6	1,6	1,7	18	19	-1
20	Гусиноозерская ГРЭС	362,2	358,6	-3,6	2,0	1,9	19	20	-1
21	Красноярская ГРЭС-3	362,9	366,1	3,2	2,2	4,1	20	21	-1
22	Троицкая ГРЭС	376,6	369,5	-7,1	6,1	5,0	22	22	0
23	Невинномысская ГРЭС	375,3	374,6	-0,7	5,7	6,5	21	23	-2
24	Южно-Уральская ГРЭС	384,5	384,5	0,0	8,3	9,3	23	24	-1
25	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	398,6	403,3	4,7	12,3	14,7	24	25	-1
26	Беловская ГРЭС	407,9	404,0	-3,9	14,9	14,8	26	26	0
27	Березовская ГРЭС-2	411,1	411,1	0,0	15,8	16,9	28	27	1
28	Черепетская ГРЭС	410,5	418,4	7,9	15,7	18,9	27	28	-1
29	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	402,6	420,5	17,9	13,4	19,5	25	29	-4

ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Показатель относится к числу параметров, отражающих расчетный уровень использования производственных мощностей.

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.4.) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.4.).

В гр. 5 табл. 3.4. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.) Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 таблицы 3.4.

В гр. 10 табл. 3.4. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

Из приведенных данных следует, что между уровнем мощности и анализируемым показателем нет непосредственной зависимости (это очевидно из сопоставления данных табл. 3.2. и табл. 3.4.)

Изменения показателя в течение двух лет для отдельных станций приведены в гр. 5. табл. 3.4. Из этих данных следует, что для Рязанской ГРЭС, Верхне-Тагильской ГРЭС, Троицкой ГРЭС и Новочеркасской ГРЭС эти изменения были весьма существенны. В целом, несмотря на то, что все эти станции относятся к числу наиболее крупных, отклонения показателей по отдельным объектам от среднего уровня по группе весьма значительны (от +75% до – 72,7%). Очевидно, что уровень использования мощностей по анализируемой группе существенно колеблется.

РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

Параметр относится к числу показателей, отражающих состояние основного и вспомогательного энергетического оборудования.

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 и 2000 гг. (гр. 6 и 7 табл. 3.5.).

В гр. 5 табл. 3.5. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.5. В гр. 10 табл. 3.5. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

Приведенные данные показывают, что относительная величина расхода на собственные нужды в самой существенной мере зависит от уровня установленной электрической мощности. В еще большей степени уровень расхода на собственные нужды зависит от реальной загрузки оборудования (и, следовательно, от показателя числа часов использования установленной мощности). Поскольку по ГРЭС уровень установленной электрической мощности за два года по большинству станций был стабилен, анализируемый показатель в динамике оказался зависящим от уровня использования установленной мощности. Поэтому для станций, у которых нагрузка существенно изменилась (Новочеркасская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Приморская ГРЭС), соответственно изменились и расходы на собственные нужды. Как следует из данных об уровне рейтинга по данному показателю (за 1999 г. - гр. 8, по уровню 2000 г. – гр. 9 табл. 3.5.), существенно изменился этот показатель только у Новочеркасской ГРЭС.

Таблица 3.4

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ» ПО ГРУППЕ ГРЭС

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час/год)			Относительное отклонение от средней по группе(%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000г	1999 г.	2000г	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сургутская ГРЭС-1	6 586	6 497	-89,0	75,8	73,4	1	1	0
2	Беловская ГРЭС	6 403	6 272	-131,0	70,9	67,4	2	2	0
3	Томь-Усинская ГРЭС	6 170	6 251	81,0	64,7	66,9	3	3	0
4	Кармановская ГРЭС	5 730	5 954	224,0	53,0	58,9	5	4	1

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час/год)			Относительное отклонение от средней по группе(%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000г	1999 г.	2000г	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Сургутская ГРЭС-2	5 863	5 726	-137,0	56,5	52,9	4	5	-1
6	Назаровская ГРЭС	5 307	5 689	382,0	41,7	51,9	7	6	1
7	Рефтинская ГРЭС	4 110	5 601	1491,0	9,7	49,5	10	7	3
8	Невинномысская ГРЭС	4 851	5 438	587,0	29,5	45,2	9	8	1
9	Южно-Уральская ГРЭС	5 368	5 436	68,0	43,3	45,1	6	9	-3
10	Березовская ГРЭС-2	3 458	4 608	1 150,0	-7,7	23,0	15	10	5
11	Ириклинская ГРЭС	4 920	4 531	-389,0	31,3	21,0	8	11	-3
12	Ставропольская ГРЭС	3 500	4 083	583,0	-6,6	9,0	14	12	2
13	Верхне-Тагильская ГРЭС	2 531	3 637	1 106,0	-32,4	-2,9	25	13	12
14	Рязанская ГРЭС	2 956	3 514	558,0	-21,1	-6,2	20	14	6
15	Пермская ГРЭС	2 984	3 483	499,0	-20,3	-7,0	19	15	4
16	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	3 519	3 362	-157,0	-6,1	-10,2	13	16	-3
17	Костромская ГРЭС	3 369	3 228	-141,0	-10,1	-13,8	16	17	-1
18	Конаковская ГРЭС	3 623	3 186	-437,0	-3,3	-14,9	11	18	-7
19	Красноярская ГРЭС-3	2 676	3 126	450,0	-28,6	-16,5	24	19	5
20	Заинская ГРЭС	2 827	3 032	205,0	-24,5	-19,1	23	20	3
21	Средне-Уральская ГРЭС	2 875	2 939	64,0	-23,2	-21,5	22	21	1
22	Печорская ГРЭС	2 919	2 829	-90,0	-22,1	-24,5	21	22	-1
23	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	3 359	2 803	-556,0	-10,3	-25,2	17	23	-6
24	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	3 044	2 558	-486,0	-18,7	-31,7	18	24	-6
25	Гусиноозерская ГРЭС	2 266	2 065	-201,0	-39,5	-44,9	26	25	1
26	Троицкая ГРЭС	833	2 026	1 193,0	-77,8	-45,9	29	26	3
27	Новочеркасская ГРЭС	3 551	2 014	-1 537,0	-5,2	-46,2	12	27	-15
28	Черепетская ГРЭС	2 011	1 991	-20,0	-46,3	-46,8	27	28	-1
29	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	1 021	1 342	321,0	-72,7	-64,2	28	29	-1

Таблица 3.5

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ» ПО ГРУППЕ ГРЭС

№	Электростанции	Расход на собственные нужды на отпуск электроэнергии(%)			Относительное отклонение от средней по группе(%)		Рейтинг		
		1999г	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сургутская ГРЭС-2	2,52	2,52	0,0	-521,2	-521,2	1	1	0
2	Кармановская ГРЭС	2,80	2,70	-0,1	-479,1	-494,1	2	2	0
3	Костромская ГРЭС	2,92	3,00	0,1	-461,0	-449,0	3	3	0
4	Ириклинская ГРЭС	3,54	3,30	-0,2	-367,8	-403,9	5	4	1
5	Пермская ГРЭС	3,86	3,40	-0,5	-319,7	-388,9	8	5	3
6	Новочеркасская ГРЭС	7,02	3,40	-3,6	1 55,4	-388,9	20	6	14
7	Конаковская ГРЭС	3,50	3,60	0,1	-373,8	-358,8	4	7	-3
8	Ставропольская ГРЭС	3,70	3,60	-0,1	-343,8	-358,8	7	8	-1
9	Средне-Уральская ГРЭС	3,64	3,80	0,2	-352,8	-328,7	6	9	-3
10	Рефтинская ГРЭС	4,60	4,40	-0,2	-208,4	-238,5	12	10	2
11	Рязанская ГРЭС	4,49	4,49	0,0	-225,0	-225,0	9	11	-2
12	Невинномысская ГРЭС	4,58	4,50	-0,1	-211,5	-223,5	11	12	-1
13	Сургутская ГРЭС-1	4,51	4,60	0,1	-222,0	-208,4	10	13	-3
14	Печорская ГРЭС	5,30	5,50	0,2	-103,2	-73,1	13	14	-1
15	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	6,34	5,70	-0,6	53,1	-43,1	15	15	0
16	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	5,90	6,30	0,4	-13,0	47,1	14	16	-2
17	Заинская ГРЭС	6,60	6,40	-0,2	92,2	62,2	17	17	0
18	Беловская ГРЭС	6,50	6,50	0,0	77,2	77,2	16	18	-2
19	Южно-Уральская ГРЭС	6,62	6,80	0,2	95,2	122,3	18	19	-1
20	Березовская ГРЭС-1	6,80	6,80	0,0	122,3	122,3	19	20	-1
21	Назаровская ГРЭС	7,20	6,80	-0,4	182,4	122,3	21	21	0
22	Троицкая ГРЭС	8,73	7,10	-1,6	412,4	167,4	25	22	3
23	Верхне-Тагильская ГРЭС	7,82	7,60	-0,2	275,6	242,6	23	23	0
24	Томь-Усинская ГРЭС	8,03	8,03	0,0	307,2	307,2	24	24	0
25	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	7,80	8,30	0,5	272,6	347,8	22	25	-3
26	Красноярская ГРЭС-2	9,08	8,60	-0,5	465,1	392,9	27	26	1
27	Гусиноозерская ГРЭС	8,89	9,10	0,2	436,5	468,1	26	27	-1
28	Черепетская ГРЭС	10,02	9,90	-0,1	606,4	588,3	28	28	0
29	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	10,30	11,50	1,2	648,5	828,9	29	29	0

Таблица 3.6

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГРЭС ЗА 1999 ГОД

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По расходу на собственные нужды	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Березовская ГРЭС-2	16	27	24	28	19	23
2	Беловская ГРЭС	24	25	17	26	16	22
3	Верхне-Тагильская ГРЭС	17	19	13	11	23	17
4	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	12	29	14	14	15	17
5	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	14	16	20	15	14	16
6	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	27	24	12	25	22	22
7	Гусиноозерская ГРЭС	22	18	29	19	26	23
8	Заинская ГРЭС	10	15	15	16	17	15
9	Ириклинская ГРЭС	8	5	9	9	5	7
10	Красноярская ГРЭС-3	23	28	21	20	27	24
11	Кармановская ГРЭС	15	7	19	6	2	10
12	Конаковская ГРЭС	6	8	7	5	4	6
13	Костромская ГРЭС	3	4	3	2	3	3
14	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	18	22	16	24	29	22
15	Назаровская ГРЭС	26	23	26	1	21	19
16	Невинномысская ГРЭС	20	12	22	21	11	17
17	Новочеркасская ГРЭС	11	11	8	29	20	16
18	Пермская ГРЭС	7	14	10	4	8	9
19	Печорская ГРЭС	28	26	27	8	13	20
20	Рефтинская ГРЭС	2	3	2	12	12	6
21	Рязанская ГРЭС	5	10	4	17	9	9
22	Средне-Уральская ГРЭС	25	13	18	13	6	15
23	Ставропольская ГРЭС	9	9	6	10	7	8
24	Сургутская ГРЭС-3	1	1	1	3	1	1
25	Сургутская ГРЭС-2	4	2	5	7	10	6
26	Троицкая ГРЭС	13	30	25	22	25	23
27	Томь-Усинская ГРЭС	21	17	23	18	24	21
28	Черепетская ГРЭС	19	20	11	27	28	21
29	Южно-Уральская ГРЭС	29	21	28	23	18	24

Таблица 3.7

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГРЭС ЗА 2000 ГОД

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По расходу на собственные нужды	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Березовская ГРЭС-2	19	22	19	27	20	21
2	Беловская ГРЭС	23	28	23	26	18	24
3	Верхне-Тагильская ГРЭС	16	14	16	17	23	17
4	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	12	12	12	14	15	13
5	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	14	13	14	15	16	14
6	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	27	29	27	29	25	27
7	Гусиноозерская ГРЭС	26	26	26	20	27	25
8	Заинская ГРЭС	10	20	10	16	17	15
9	Ириклинская ГРЭС	8	7	8	10	4	7
10	Красноярская ГРЭС-3	22	24	22	21	26	23
11	Кармановская ГРЭС	15	17	15	8	2	11
12	Конаковская ГРЭС	6	6	6	6	7	6
13	Костромская ГРЭС	3	3	3	3	3	3
14	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	17	16	17	25	29	21
15	Назаровская ГРЭС	25	25	25	2	21	20
16	Невинномысская ГРЭС	21	18	21	23	12	19
17	Новочеркасская ГРЭС	11	10	11	1	6	8
18	Пермская ГРЭС	7	11	7	5	5	7
19	Печорская ГРЭС	28	27	28	9	14	21
20	Рефтинская ГРЭС	2	2	2	12	10	6
21	Рязанская ГРЭС	5	5	5	18	11	9
22	Средне-Уральская ГРЭС	24	23	24	13	9	19

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По расходу на собственные нужды	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8
23	Ставропольская ГРЭС	9	8	9	11	8	9
24	Сургутская ГРЭС-3	1	1	1	4	1	2
25	Сургутская ГРЭС-2	4	4	4	7	13	6
26	Троицкая ГРЭС	13	9	13	22	22	16
27	Томь-Усинская ГРЭС	20	19	20	19	24	20
28	Черепетская ГРЭС	18	15	18	28	28	21
29	Южно-Уральская ГРЭС	29	21	29	24	19	24

Таблица 3.8

СОПОСТАВЛЕНИЕ СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГРЭС ЗА 1999 И 2000 ГОДЫ

№	Электростанции	Сводная рейтинговая оценка по 1999 году	Сводная рейтинговая оценка по 2000 году	Разность сводных рейтинговых оценок
1	2	3	4	5
1	Березовская ГРЭС-2	23	21	-2
2	Беловская ГРЭС	22	24	2
3	Верхне-Тагильская ГРЭС	17	17	0
4	ГРЭС-19 (Киришская ГРЭС)	17	13	-4
5	ГРЭС-4 Мосэнерго (Каширская)	16	14	-2
6	ГРЭС-5 Мосэнерго (Шатура)	22	27	5
7	Гусиноозерская ГРЭС	23	25	2
8	Зайнская ГРЭС	15	15	0
9	Ириклинская ГРЭС	7	7	0
10	Красноярская ГРЭС-3	24	23	-1
11	Кармановская ГРЭС	10	11	1
12	Конаковская ГРЭС	6	6	0
13	Костромская ГРЭС	3	3	0
14	ЛУТЭК (Приморская ГРЭС)	22	21	-1
15	Назаровская ГРЭС	19	20	1
16	Невинномысская ГРЭС	17	19	2
17	Новочеркасская ГРЭС	16	8	-8
18	Пермская ГРЭС	9	7	-2
19	Печорская ГРЭС	20	21	1
20	Рефтинская ГРЭС	6	6	0
21	Рязанская ГРЭС	9	9	0
22	Средне-Уральская ГРЭС	15	19	4
23	Ставропольская ГРЭС	8	9	1
24	Сургутская ГРЭС-3	1	2	1
25	Сургутская ГРЭС-2	6	6	0
26	Троицкая ГРЭС	23	16	-7
27	Томь-Усинская ГРЭС	21	20	-1
28	Черепетская ГРЭС	21	21	0
29	Южно-Уральская ГРЭС	24	24	0

СВОДНЫЕ ОЦЕНКИ

Полученные результаты были использованы при определении обобщенных оценок исследуемых объектов.

Рассчитанные уровни рейтинга по отдельным показателям, сгруппированным по данным за 1999 г., приведены в табл. 3.6., по данным за 2000 г. – в табл. 3.7. В тех же таблицах в гр. 8 определены сводные рейтинговые оценки каждого объекта (как средняя арифметическая величина⁴³).

⁴³ Величины даны с округлением, поэтому оценки (“1”, “4”, “5” и др.) отсутствуют

Из полученных данных следует, что ведущие места занимают Сургутская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Рефтинская ГРЭС, Конаковская ГРЭС.

Сопоставление сводных оценок по каждому году приведено в табл. 3.8. Из ее анализа следует, что часть электростанций (Сургутская ГРЭС-3, Костромская ГРЭС и др.) работают достаточно устойчиво. Поэтому их оценки следует считать достаточно надежными для решения вопросов об инвестициях. Вместе с тем, по ряду объектов этого вывода сделать нельзя, и поэтому соответствующие инвестиционные решения следует считать высокорискованными.

ГРУППА ТЭЦ

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ.

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонения от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.9.) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.9.).

В гр. 5 табл. 3.9. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.9.

В гр. 10 табл. 3.9. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

Из данных, приведенных в табл. 3.9., следует, что в анализируемые два года уровень производственных мощностей на большинстве электростанций имел устойчивый характер.

Существенное число объектов, входящих в данную группу, явилось причиной значительного разброса по данному показателю. Отклонения от средней (см. гр. 6 и гр. 7 в табл. 3.9) лежат в значительных пределах: от (+74,5% – по ТЭЦ-26 Мосэнерго) до (-365,5% для Апатинской ТЭЦ).

Существенный разброс по группе предопределил определенные изменения в уровне рейтинга (гр. 8 и гр. 9 табл. 3.9.). Тем не менее, в целом показатели рейтинга для большинства ТЭЦ в течение двух лет изменились незначительно.

Таблица 3.9

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГОВЫХ ОЦЕНОК ПО ПОКАЗАТЕЛЮ
«УСТАНОВЛЕННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ (МВт)» ПО ГРУППЕ «ТЭЦ»

№	Электростанции	Установленная электрическая мощность (МВт)			Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	1 410,0	1 410,0	0,0%	63,3%	63,5%	1	1	0
2	ТЭЦ-23 Мосэнерго	1 410,0	1 410,0	0,0%	63,3%	63,5%	3	2	1
3	ТЭЦ-25 Мосэнерго	1 370,0	1 370,0	0,0%	62,2%	62,5%	2	3	-1
4	ТЭЦ-21 Мосэнерго	1 330,0	1 330,0	0,0%	61,1%	61,3%	5	4	1
5	ТЭЦ-22 Мосэнерго	1 310,0	1 180,0	-9,9%	60,5%	56,4%	4	5	-1
6	ТЭЦ Камского автозавода	1 180,0	1 180,0	0,0%	56,2%	56,4%	6	6	0
7	ТЭЦ Волжского автозавода	1 172,0	1 172,0	0,0%	55,9%	56,1%	7	7	0
8	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	1 110,0	1 110,0	0,0%	53,4%	53,7%	8	8	0
9	Новосибирская ТЭЦ-5	900,0	900,0	0,0%	42,5%	42,9%	10	9	1
10	Нижекамская ТЭЦ-1	850,0	850,0	0,0%	39,1%	39,5%	9	10	-1
11	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	800,0	800,0	0,0%	35,3%	35,7%	12	11	1
12	Тюменская ТЭЦ-2	755,0	755,0	0,0%	31,5%	31,9%	11	12	-1
13	Краснодарская ТЭЦ	743,0	743,0	0,0%	30,4%	30,8%	13	13	0
14	Тольяттинская ТЭЦ	710,0	710,0	0,0%	27,1%	27,6%	14	14	0
15	ТЭЦ-20 Мосэнерго	705,0	705,0	0,0%	26,6%	27,1%	15	15	0
16	ТЭЦ-5 Омскэнерго	695,0	695,0	0,0%	25,6%	26,0%	16	16	0
17	Ново-Иркутская ТЭЦ	655,0	655,0	0,0%	21,0%	21,5%	18	17	1
18	Волжская ТЭЦ-1	610,0	610,0	0,0%	15,2%	15,7%	21	18	3
19	ТЭЦ-8 Мосэнерго	615,0	605,0	-1,6%	15,9%	15,0%	17	19	-2
20	Западно-Сибирская ТЭЦ	600,0	600,0	0,0%	13,8%	14,3%	19	20	-1
21	Владивостокская ТЭЦ-2	575,0	575,0	0,0%	10,0%	10,6%	20	21	-1
22	Ново-Свердловская ТЭЦ	550,0	550,0	0,0%	5,9%	6,5%	22	22	0
23	Хабаровская ТЭЦ-3	540,0	540,0	0,0%	4,2%	4,8%	24	23	1
24	Бийская ТЭЦ-1	535,0	535,0	0,0%	3,3%	3,9%	23	24	-1
25	ТЭЦ-4 Омскэнерго	535,0	535,0	0,0%	3,3%	3,9%	26	25	1
26	Ново-Салаватская ТЭЦ	530,0	530,0	0,0%	2,4%	3,0%	28	26	2
27	Усть-Илимская ТЭЦ	525,0	525,0	0,0%	1,4%	2,0%	27	27	0
28	Липецкая ТЭЦ-2	515,0	515,0	0,0%	-0,5%	0,1%	30	28	2
29	Ново-Кемеровская ТЭЦ	515,0	515,0	0,0%	-0,5%	0,1%	36	29	7
30	Стерлитамакская ТЭЦ	511,0	511,0	0,0%	-1,3%	-0,6%	25	30	-5
31	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	500,0	500,0	0,0%	-3,5%	-2,9%	35	31	4
32	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	495,0	495,0	0,0%	-4,5%	-3,9%	33	32	1
33	Курганская ТЭЦ	480,0	480,0	0,0%	-7,8%	-7,1%	32	33	-1
34	Иркутская ТЭЦ-9	475,0	475,0	0,0%	-8,9%	-8,3%	43	34	9
35	Уфимская ТЭЦ-2	466,0	466,0	0,0%	-11,0%	-10,4%	44	35	9
36	Читинская ТЭЦ-1	466,0	466,0	0,0%	-11,0%	-10,4%	39	36	3
37	Балаковская ТЭЦ-4	465,0	465,0	0,0%	-11,3%	-10,6%	48	37	11
38	Чебоксарская ТЭЦ-2	460,0	460,0	0,0%	-12,5%	-11,8%	31	38	-7
39	Тобольская ТЭЦ	452,0	452,0	0,0%	-14,5%	-13,8%	42	39	3
40	Архангельская ТЭЦ	450,0	450,0	0,0%	-15,0%	-14,3%	41	40	1
41	Кировская ТЭЦ-5	450,0	450,0	0,0%	-15,0%	-14,3%	45	41	4
42	Сакмарская ТЭЦ	445,0	445,0	0,0%	-16,3%	-15,6%	34	42	-8
43	Пермская ТЭЦ-9	445,0	445,0	0,0%	-16,3%	-15,6%	47	43	4
44	Саратовская ТЭЦ-5	440,0	440,0	0,0%	-17,6%	-16,9%	29	44	-15
45	Красноярская ТЭЦ-2	439,0	439,0	0,0%	-17,9%	-17,1%	50	45	5
46	Дзержинская ТЭЦ	435,0	435,0	0,0%	-18,9%	-18,2%	46	46	0
47	Ульяновская ТЭЦ-1	435,0	435,0	0,0%	-18,9%	-18,2%	38	47	-9
48	Хабаровская ТЭЦ-1	462,5	435,0	-5,9%	-11,9%	-18,2%	37	48	-11
49	Барнаульская ТЭЦ-3	430,0	430,0	0,0%	-20,3%	-19,6%	51	49	2
50	Ульяновская ТЭЦ-2	427,0	427,0	0,0%	-21,2%	-20,4%	40	50	-10
51	ТЭЦ-3 Омскэнерго	425,0	425,0	0,0%	-21,7%	-21,0%	56	51	5
52	Волгодонская ТЭЦ-2	420,0	420,0	0,0%	-23,2%	-22,4%	55	52	3
53	Нижекамская ТЭЦ-2	420,0	420,0	0,0%	-23,2%	-22,4%	58	53	5
54	Красноярская ТЭЦ-1	419,0	419,0	0,0%	-23,5%	-22,7%	57	54	3
55	Северодвинская ТЭЦ-2	410,0	410,0	0,0%	-26,2%	-25,4%	54	55	-1
56	ТЭЦ-12 Мосэнерго	408,0	408,0	0,0%	-26,8%	-26,0%	59	56	3
57	Владимировская ТЭЦ	400,5	406,5	1,5%	-29,2%	-26,5%	60	57	3
58	Казанская ТЭЦ-3	405,0	405,0	0,0%	-27,8%	-27,0%	63	58	5
59	Уфимская ТЭЦ-4	400,0	400,0	0,0%	-29,4%	-28,6%	71	59	12

№	Электростанции	Установленная электрическая мощность (МВт)			Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
60	Сосногорская ТЭЦ	390,0	390,0	0,0%	-32,7%	-31,9%	52	60	-8
61	Самарская ТЭЦ	390,0	390,0	0,0%	-32,7%	-31,9%	49	61	-12
62	Ижевская ТЭЦ-2	390,0	390,0	0,0%	-32,7%	-31,9%	53	62	-9
63	Новосибирская ТЭЦ-3	448,5	389,5	-13,2%	-15,4%	-32,0%	70	63	7
64	Артемовская ТЭЦ	374,0	387,0	3,5%	-38,3%	-32,9%	62	64	-2
65	Астраханская ТЭЦ-2	380,0	380,0	0,0%	-36,2%	-35,3%	75	65	10
66	Новочебоксарская ТЭЦ-3	430,0	380,0	-11,6%	-20,3%	-35,3%	65	66	-1
67	Волгоградская ТЭЦ-3	370,0	370,0	0,0%	-39,8%	-39,0%	61	67	-6
68	Новосибирская ТЭЦ-4	368,5	368,5	0,0%	-40,4%	-39,6%	74	68	6
69	Барнаульская ТЭЦ-2	364,0	364,0	0,0%	-42,1%	-41,3%	72	69	3
70	ТЭЦ-16 Мосэнерго	360,0	360,0	0,0%	-43,7%	-42,8%	88	70	18
71	Комсомольская ТЭЦ-3	360,0	360,0	0,0%	-43,7%	-42,8%	73	71	2
72	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	355,0	355,0	0,0%	-45,7%	-44,9%	69	72	-3
73	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	355,0	355,0	0,0%	-45,7%	-44,9%	80	73	7
74	Иркутская ТЭЦ-11	350,3	350,3	0,0%	-47,7%	-46,8%	77	74	3
75	Волгоградская ТЭЦ-2	350,0	350,0	0,0%	-47,8%	-46,9%	67	75	-8
76	Пермская ТЭЦ-14	345,0	345,0	0,0%	-50,0%	-49,1%	78	76	2
77	Сормовская ТЭЦ	340,0	340,0	0,0%	-52,2%	-51,3%	66	77	-11
78	Саранская ТЭЦ-2	340,0	340,0	0,0%	-52,2%	-51,3%	90	78	12
79	Новосибирская ТЭЦ-2	340,0	340,0	0,0%	-52,2%	-51,3%	76	79	-3
80	Ивановская ТЭЦ-3	330,0	330,0	0,0%	-56,8%	-55,8%	64	80	-16
81	Орловская ТЭЦ	330,0	330,0	0,0%	-56,8%	-55,8%	68	81	-13
82	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	330,0	330	0,0%	-56,8%	-55,8%	79	82	-3
83	Апатитская ТЭЦ	323,0	323,0	0,0%	-60,2%	-59,2%	85	83	2
84	Каргалинская ТЭЦ	320,0	320,0	0,0%	-61,7%	-60,7%	81	84	-3
85	Кировская ТЭЦ-4	320,0	320,0	0,0%	-61,7%	-60,7%	82	85	-3
86	Челябинская ТЭЦ-2	320,0	320,0	0,0%	-61,7%	-60,7%	83	86	-3
87	Саратовская ТЭЦ-2	315,0	315,0	0,0%	-64,3%	-63,3%	84	87	-3
88	Тюменская ТЭЦ-1	310,0	310,0	0,0%	-66,9%	-65,9%	92	88	4
89	ТЭЦ-15 Ленэнерго	266,0	296,0	11,3%	-94,5%	-73,7%	87	89	-2
90	Амурская ТЭЦ-1	285,0	285,0	0,0%	-81,5%	-80,4%	86	90	-4
91	Петрозаводская ТЭЦ	280,0	280,0	0,0%	-84,8%	-83,7%	93	91	2
92	Орская ТЭЦ-1	305,0	280,0	-8,2%	-69,6%	-83,7%	94	92	2
93	Благовещенская ТЭЦ	280,0	280,0	0,0%	-84,8%	-83,7%	91	93	-2
94	Комсомольские ТЭЦ-2 (с ТЭЦ-1)	275,5	275,5	0,0%	-87,8%	-86,7%	89	94	-5
95	Смоленская ТЭЦ-2	275,0	275,0	0,0%	-88,1%	-87,0%	95	95	0
96	Ярославская ТЭЦ-3	320,0	270,0	-15,6%	-61,7%	-90,5%	96	96	0

ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 и 2000 г. (гр. 6 и 7 табл. 3.10).

В гр. 5 табл. 3.10. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 г. (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.10.

В гр. 10 таблицы 3.10 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

Из данных, приведенных в табл. 3.10 можно сделать вывод, что выработка электроэнергии на ТЭЦ для большинства станций менялась в пределах $\pm 10\%$. Причина этого – в зависимости объектов выработки электроэнергии на ТЭЦ от отпуска тепла, который для анализируемого периода исчислялся по большинству ТЭЦ сравнительно незначительно (см. табл. 3.11). Тем не менее, по отдельным ТЭЦ отклонения (от среднего уровня по группе) колебались в пределах от (+43,6%) по Курганской ТЭЦ до (-27, 1%) по Ульяновской ТЭЦ-1.

Можно отметить сравнительно ограниченный разброс показателей по группе рейтинга (гр. 8 и гр.9 табл. 3.10.).

ОТПУСК ТЕПЛА

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.11) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.11).

В гр. 5 табл. 3.11. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 таблицы 3.11.

В гр. 10 таблицы 3.11 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

Изменения в течение двух лет в целом по большинству объектов лежали в пределах 3-5%. Однако по отдельным станциям динамика этого показателя составляла от -24,4% (ТЭЦ-1 Пензаэнерго) до +68,1 (Красноярская ТЭЦ-2). Существенное отклонение, как правило, связано не с резким изменением потребления тепла, а с состоянием оборудования электростанций.

**ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
МОЩНОСТИ**

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.12) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.12).

В гр. 5 табл. 3.12 приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя).

Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.12.

В гр. 10 табл. 3.12 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

Изменение этого показателя – при достаточно стабильном уровне электрической мощности – зависит в основном от характера потребления тепла, полученного по комбинированной технологии. Однако, поскольку в таких регионах как Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург и др. ТЭЦ участвуют (существенно) в покрытии электрического графика нагрузки, у соответствующих станций изменение данного показателя не совпадает с графиком отпуска тепла.

Таблица 3.10

**РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ»
ПО ГРУППЕ ТЭЦ⁴⁴**

№	Электростанции	Выработка электроэнергии (млн. кВт ч)			Относительное отклонение от средней (%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	7 990,5	8 625,8	8,0%	16,8	21,6	1	1	0
2	ТЭЦ-21 Мосэнерго	7 783,9	8 394,1	7,8%	14,6	19,4	3	2	1
3	ТЭЦ-25 Мосэнерго	7 878,9	8 141,9	3,3%	15,7	16,9	2	3	-1
4	ТЭЦ-22 Мосэнерго	7 115,8	8 016,9	12,7%	6,6	15,6	5	4	1
5	ТЭЦ-23 Мосэнерго	7 721,5	7 848,3	1,6%	13,9	13,8	4	5	-1
6	Краснодарская ТЭЦ	5 784,0	5 926,7	2,5%	-14,9	-14,1	6	6	0
7	ТЭЦ Волжского автозавода	5 550,6	5 620,1	1,3%	-19,7	-20,4	7	7	0
8	Новосибирская ТЭЦ-5	4 542,1	5 039,2	10,9%	-46,3	-34,2	8	8	0
9	ТЭЦ Камского автозавода	4 162,9	4 554,3	9,4%	-59,6	-48,5	10	9	1
10	Тюменская ТЭЦ-2	4 336,2	4 335,9	0,0%	-53,3	-56,0	9	10	-1
11	ТЭЦ-20 Мосэнерго	3 586,9	4 144,1	15,5%	-85,3	-63,2	12	11	1
12	Нижекамская ТЭЦ-1	3 873,7	4 063,0	4,9%	-71,6%	-66,5	11	12	-1
13	Западно-Сибирская ТЭЦ	3 272,0	3 465,8	5,9%	-103,1	-95,2	13	13	0
14	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	3 129,3	3 279,4	4,8%	-112,4	-106,3	14	14	0
15	Тольяттинская ТЭЦ	3 103,3	3 073,6	-1,0%	-114,1	-120,1	15	15	0
16	Читинская ТЭЦ-1	3 068,2	3 048,0	-0,7%	-116,6	-121,9	16	16	0
17	ТЭЦ-5 Омскэнерго	2 530,1	2 942,2	16,3%	-162,7	-129,9	18	17	1
18	ТЭЦ-8 Мосэнерго	2 428,5	2 819,3	16,1%	-173,6	-139,9	21	18	3
19	Уфимская ТЭЦ-2	2 568,3	2 647,5	3,1%	-158,7	-155,5	17	19	-2
20	Астраханская ТЭЦ-2	2 496,2	2 591,7	3,8%	-166,2	-161,0	19	20	-1
21	ТЭЦ-12 Мосэнерго	2 486,9	2 433,8	-2,1%	-167,2	-177,9	20	21	-1
22	Хабаровская ТЭЦ-3	2 350,4	2 399,8	2,1%	-182,7	-181,9	22	22	0
23	Ново-Свердловская ТЭЦ	2 277,2	2 246,2	-1,4%	-191,8	-201,1	24	23	1
24	Самарская ТЭЦ	2 338,3	2 231,0	-4,6%	-184,2	-203,2	23	24	-1
25	Пермская ТЭЦ-9	2 237,2	2 216,0	-0,9%	-197,0	-205,2	26	25	1
26	Сакмарская ТЭЦ	2 178,4	2 212,4	1,6%	-205,1	-205,7	28	26	2
27	Ново-Салаватская ТЭЦ	2 216,5	2 171,6	-2,0%	-199,8	-211,5	27	27	0
28	Ново-Кемеровская ТЭЦ	2 140,9	2 140,9	0,0%	-210,4	-215,9	30	28	2
29	Тюменская ТЭЦ-1	2 042,4	2 126,7	4,1%	-225,4	-218,1	36	29	7
30	Дзержинская ТЭЦ	2 274,8	2 126,3	-6,5%	-192,1	-218,1	25	30	-5
31	ТЭЦ-16 Мосэнерго	2 043,8	2 100,4	2,8%	-225,1	-222,0	35	31	4
32	Тобольская ТЭЦ	2 106,4	2 011,4	-4,5%	-215,5	-236,3	33	32	1
33	Красноярская ТЭЦ-2	2 106,9	2 007,2	-4,7%	-215,4	-237,0	32	33	-1
34	Казанская ТЭЦ-3	1 822,2	2 006,8	10,1%	-264,7	-237,1	43	34	9
35	Ново-Иркутская ТЭЦ	1 792,1	1 972,3	10,1%	-270,8	-243,0	44	35	9
36	Хабаровская ТЭЦ-1	1 909,3	1 967,9	3,1%	-248,1	-243,7	39	36	3
37	Владивостокская ТЭЦ-2	1 637,9	1 960,4	19,7%	-305,7	-245,0	48	37	11
38	Ижевская ТЭЦ-2	2 128,8	1 932,3	-9,2%	-212,2	-250,0	31	38	-7
39	Стерлитамакская ТЭЦ	1 847,0	1 929,5	4,5%	-259,8	-250,6	42	39	3
40	Владимировская ТЭЦ	1 860,0	1 873,1	0,7%	-257,3	-261,1	41	40	1
41	ТЭЦ-4 Омскэнерго	1 788,5	1 868,6	4,5%	-271,6	-262,0	45	41	4
42	Кировская ТЭЦ-5	2 091,8	1 860,7	-11,0%	-217,7	-263,5	34	42	-8
43	Новосибирская ТЭЦ-3	1 696,9	1 836,2	8,2%	-291,6	-268,4	47	43	4
44	Липецкая ТЭЦ-2	2 157,4	1 817,1	-15,8%	-208,0	-272,2	29	44	-15

⁴⁴ В гр. 10 табл. 3.10. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

№	Электростанции	Выработка электроэнергии (млн. кВт ч)			Относительное отклонение от средней (%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	Барнаульская ТЭЦ-3	1 613,0	1 816,0	12,6%	-312,0	-272,5	50	45	5
46	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	1 724,7	1 811,8	5,0%	-285,3	-273,3	46	46	0
47	Красноярская ТЭЦ-1	1 940,0	1 800,8	-7,2%	-242,5	-275,6	38	47	-9
48	Челябинская ТЭЦ-2	1 959,9	1 778,0	-9,3%	-239,1	-280,4	37	48	-11
49	Пермская ТЭЦ-14	1 606,6	1 705,2	6,1%	-313,6	-296,7	51	49	2
50	Сормовская ТЭЦ	1 873,4	1 695,6	-9,5%	-254,7	-298,9	40	50	-10
51	Волгодонская ТЭЦ-2	1 472,4	1 647,8	11,9%	-351,3	-310,5	56	51	5
52	Новосибирская ТЭЦ-2	1 482,6	1 640,9	10,7%	-348,2	-312,2	55	52	3
53	Новосибирская ТЭЦ-4	1 452,9	1 566,5	7,8%	-357,4	-331,8	58	53	5
54	Сосногорская ТЭЦ	1 468,8	1 561,5	6,3%	-352,4	-333,2	57	54	3
55	Уфимская ТЭЦ-4	1 503,3	1 552,4	3,3%	-342,1	-335,7	54	55	-1
56	Каргалинская ТЭЦ	1 451,8	1 458,6	0,5%	-357,7	-363,7	59	56	3
57	Иркутская ТЭЦ-9	1 389,7	1 420,8	2,2%	-378,2	-376,1	60	57	3
58	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	1 380,6	1 408,5	2,0%	-381,3	-380,2	63	58	5
59	Артемовская ТЭЦ	1 265,0	1 393,4	10,1%	-425,3	-385,4	71	59	12
60	Саратовская ТЭЦ-5	1 597,7	1 392,5	-12,8%	-315,9	-385,8	52	60	-8
61	ТЭЦ-3 Омскэнерго	1 623,7	1 388,0	-14,5%	-309,3	-387,3	49	61	-12
62	Нижекамская ТЭЦ-2	1 571,7	1 370,8	-12,8%	-322,8	-393,4	53	62	-9
63	ТЭЦ-15 Ленэнерго	1 282,2	1 353,2	5,5%	-418,3	-399,8	70	63	7
64	Комсомольская ТЭЦ-3	1 381,7	1 323,6	-4,2%	-381,0	-411,0	62	64	-2
65	Архангельская ТЭЦ	1 205,2	1 322,1	9,7%	-451,4	-411,6	75	65	10
66	Смоленская ТЭЦ-2	1 372,6	1 300,3	-5,3%	-384,1	-420,2	65	66	-1
67	Орловская ТЭЦ	1 388,4	1 269,4	-8,6%	-378,6	-432,9	61	67	-6
68	Чебоксарская ТЭЦ-2	1 205,9	1 246,8	3,4%	-451,1	-442,5	74	68	6
69	Кировская ТЭЦ-4	1 246,0	1 226,6	-1,6%	-433,3	-451,5	72	69	3
70	Курганская ТЭЦ	851,0	1 221,7	43,6%	-680,9	-453,6	88	70	18
71	Орская ТЭЦ-1	1 219,3	1 218,0	-0,1%	-445,0	-455,3	73	71	2
72	Ярославская ТЭЦ-3	1 291,8	1 200,3	-7,1%	-414,4	-463,5	69	72	-3
73	Барнаульская ТЭЦ-2	1 038,6	1 196,2	15,2%	-539,8	-465,4	80	73	7
74	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	1 176,3	1 162,8	-1,1%	-464,9	-481,7	77	74	3
75	Балаковская ТЭЦ-4	1 300,8	1 144,7	-12,0%	-410,9	-490,9	67	75	-8
76	Комсомольские ТЭЦ-2 (с ТЭЦ-1)	1 150,5	1 142,6	-0,7%	-477,6	-492,0	78	76	2
77	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	1 312,4	1 120,4	-14,6%	-406,4	-503,7	66	77	-11
78	Амурская ТЭЦ-1	800,4	1 091,7	36,4%	-730,3	-519,6	90	78	12
79	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	1 184,6	1 041,0	-12,1%	-461,0	-549,8	76	79	-3
80	Ульяновская ТЭЦ-1	1 376,4	1 003,7	-27,1%	-382,8	-573,9	64	80	-16
81	Волжская ТЭЦ-1	1 299,4	970,9	-25,3%	-411,4	-596,6	68	81	-13
82	Саранская ТЭЦ-2	1 052,5	968	-8,0%	-531,4	-598,5	79	82	-3
83	Иркутская ТЭЦ-11	867,1	948,8	9,4%	-666,4	-612,9	85	83	2
84	Благовещенская ТЭЦ	1 023,9	934,8	-8,7%	-549,0	-623,6	81	84	-3
85	Петрозаводская ТЭЦ	986,1	930,8	-5,6%	-573,9	-626,7	82	85	-3
86	Новочебоксарская ТЭЦ-3	924,6	910,8	-1,5%	-618,7	-642,6	83	86	-3
87	Бийская ТЭЦ-1	906,8	901,2	-0,6%	-632,8	-650,6	84	87	-3
88	Усть-Илимская ТЭЦ	777,0	886,9	14,1%	-755,3	-662,6	92	88	4
89	Волгоградская ТЭЦ-2	858,6	851,5	-0,8%	-674,0	-694,4	87	89	-2
90	Саратовская ТЭЦ-2	864,9	839,7	-2,9%	-668,3	-705,5	86	90	-4
91	Ивановская ТЭЦ-3	730,0	764,0	4,7%	-810,3	-785,4	93	91	2
92	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	660,8	749,9	13,5%	-905,7	-802,0	94	92	2
93	Волгоградская ТЭЦ-3	794,6	669,9	-15,7%	-736,3	-909,7	91	93	-2
94	Ульяновская ТЭЦ-2	823,0	668,1	-18,8%	-707,5	-912,4	89	94	-5
95	Северодвинская ТЭЦ-2	617,7	487,7	-21,0%	-975,8	-1 286,9	95	95	0
96	Апатитская ТЭЦ	473,8	481,5	1,6%	-1 302,7	-1 304,8	96	96	0

Таблица 3.11

РЕЗУЛЬТАТ РАСЧЕТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ОТПУСК ТЕПЛА» ПО ГРУППЕ ТЭЦ⁴⁵

⁴⁵ По ряду электростанций изменение объемов отпуска тепла привело к существенному изменению их рейтинга.

№	Электростанции	Отпуск тепла, тыс. Гкал		Отклонение от среднего по группе		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТЭЦ-21 Мосэнерго	11 800,8	11 594,2	271	266	1	1	0
2	Нижекамская ТЭЦ-1	10 036,8	10 827,7	215	242	3	2	-1
3	ТЭЦ-22 Мосэнерго	10 348,2	9 490,9	225	200	2	3	1
4	ТЭЦ-23 Мосэнерго	9 522,1	9 177,0	199	190	4	4	0
5	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	8 843,7	8 376,5	178	165	5	5	0
6	ТЭЦ Волжского автозавода	6 745,1	6 838,4	112	116	7	6	-1
7	Красноярская ТЭЦ-1	6 903,3	6 832,0	117	116	6	7	1
8	ТЭЦ-25 Мосэнерго	6 229,8	5 906,9	96	87	8	8	0
9	Пермская ТЭЦ-9	5 458,9	5 629,3	72	78	10	9	-1
10	Тольяттинская ТЭЦ	5 320,2	5 602,6	67	77	11	10	-1
11	ТЭЦ Камского автозавода	5 505,7	5 328,8	73	68	9	11	2
12	Ново-Кемеровская ТЭЦ	4 755,7	4 971,6	49	57	12	12	0
13	ТЭЦ-20 Мосэнерго	4 708,9	4 595,7	48	45	13	13	0
14	Казанская ТЭЦ-3	4 455,0	4 489,1	40	42	15	14	-1
15	Стерлитамакская ТЭЦ	4 143,9	4 376,8	30	38	18	15	-3
16	Иркутская ТЭЦ-9	4 418,0	4 323,7	39	37	16	16	0
17	Ново-Иркутская ТЭЦ	3 947,9	4 302,3	24	36	23	17	-6
18	Нижекамская ТЭЦ-2	4 614,4	4 296,3	45	36	14	18	4
19	Тобольская ТЭЦ	4 402,5	4 222,7	38	33	17	19	2
20	Ново-Салаватская ТЭЦ	3 558,8	4 186,3	12	32	29	20	-9
21	ТЭЦ-3 Омскэнерго	4 021,3	4 149,8	26	31	19	21	2
22	Красноярская ТЭЦ-2	4 014,3	3 976,9	26	26	20	22	2
23	Уфимская ТЭЦ-2	4 011,4	3 937,4	26	24	22	23	1
24	ТЭЦ-5 Омскэнерго	3 391,0	3 923,3	7	24	32	24	-8
25	ТЭЦ-16 Мосэнерго	4 013,2	3 911,9	26	24	21	25	4
26	Уфимская ТЭЦ-4	3 818,9	3 770,5	20	19	24	26	2
27	Хабаровская ТЭЦ-1	3 635,3	3 731,7	14	18	26	27	1
28	Каргалинская ТЭЦ	3 529,6	3 678,3	11	16	30	28	-2
29	Новосибирская ТЭЦ-5	3 390,0	3 609,5	7	14	33	29	-4
30	Самарская ТЭЦ	3 609,9	3 603,1	13	14	27	30	3
31	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	3 764,1	3 526,6	18	11	25	31	6
32	ТЭЦ-12 Мосэнерго	3 564,6	3 510,4	12	11	28	32	4
33	Иркутская ТЭЦ-11	3 348,9	3 484,6	5	10	34	33	-1
34	Сакмарская ТЭЦ	3 210,9	3 403,7	1	8	37	34	-3
35	Хабаровская ТЭЦ-3	3 256,0	3 385,3	2	7	35	35	0
36	Западно-Сибирская ТЭЦ	3 152,8	3 209,1	-1	1	38	36	-2
37	Дзержинская ТЭЦ	3 212,0	3 147,8	1	-1	36	37	1
38	Новосибирская ТЭЦ-4	2 892,6	3 128,1	-9	-1	42	38	-4
39	ТЭЦ-15 Ленэнерго	3 142,1	3 046,4	-1	-4	39	39	0
40	Барнаульская ТЭЦ-2	3 495,1	2 984,7	10	-6	31	40	9
41	Тюменская ТЭЦ-1	3 108,2	2 909,2	-2	-8	40	41	1
42	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	2 921,0	2 859,8	-8	-10	41	42	1
43	Барнаульская ТЭЦ-3	2 708,9	2 859,6	-15	-10	46	43	-3
44	Ново-Свердловская ТЭЦ	2 873,4	2 793,6	-10	-12	43	44	1
45	Владивостокская ТЭЦ-2	2 834,3	2 767,4	-11	-13	45	45	0
46	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	2 616,7	2 708,0	-18	-14	49	46	-3
47	ТЭЦ-8 Мосэнерго	2 697,5	2 705,2	-15	-15	47	47	0
48	Курганская ТЭЦ	2 553,1	2 630,5	-20	-17	50	48	-2
49	ТЭЦ-4 Омскэнерго	2 440,0	2 627,4	-23	-17	56	49	-7
50	Новосибирская ТЭЦ-3	2 444,8	2 599,3	-23	-18	55	50	-5
51	Ижевская ТЭЦ-2	2 670,1	2 552,5	-16	-19	48	51	3
52	Волгоградская ТЭЦ-2	2 393,1	2 459,5	-25	-22	58	52	-6
53	Архангельская ТЭЦ	2 532,8	2 445,6	-20	-23	52	53	1
54	Кировская ТЭЦ-4	2 545,6	2 435,3	-20	-23	51	54	3
55	Ульяновская ТЭЦ-1	2 835,4	2 418,5	-11	-24	44	55	11
56	Волжская ТЭЦ-1	2 467,5	2 417,1	-22	-24	53	56	3
57	Ярославская ТЭЦ-3	2 377,6	2 397,3	-25	-24	59	57	-2
58	Орская ТЭЦ-1	2 308,7	2 380,0	-27	-25	61	58	-3
59	Чебоксарская ТЭЦ-2	2 147,8	2 223,5	-33	-30	64	59	-5
60	Тюменская ТЭЦ-2	2 322,3	2 223,2	-27	-30	60	60	0
61	Балаковская ТЭЦ-4	2 451,4	2 186,7	-23	-31	54	61	7
62	Усть-Илимская ТЭЦ	1 838,5	2 175,9	-42	-31	73	62	-11
63	Комсомольские ТЭЦ- 2 (с ТЭЦ-1)	2 118,1	2 170,1	-33	-31	65	63	-2
64	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	2 289,5	2 156,3	-28	-32	62	64	2
65	Новосибирская ТЭЦ-2	2 028,9	2 146,7	-36	-32	68	65	-3

№	Электростанции	Отпуск тепла, тыс. Гкал		Отклонение от среднего по группе		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
66	Читинская ТЭЦ-1	1 894,2	2 104,4	-40	-33	71	66	-5
67	Кировская ТЭЦ-5	2 432,4	2 037,3	-24	-36	57	67	10
68	Саранская ТЭЦ-2	2 104,8	2 032,4	-34	-36	66	68	2
69	Саратовская ТЭЦ-5	2 047,3	2 027,5	-36	-36	67	69	2
70	Бийская ТЭЦ-1	1 873,6	2 014,2	-41	-36	72	70	-2
71	Владимировская ТЭЦ	1 930,7	1 920,9	-39	-39	70	71	1
72	Новочебоксарская ТЭЦ-3	1 957,2	1 914,9	-38	-39	69	72	3
73	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	2 174,0	1 807,7	-32	-43	63	73	10
74	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	1 825,2	1 782,5	-43	-44	74	74	0
75	Благовещенская ТЭЦ	1 760,5	1 766,2	-45	-44	77	75	-2
76	Смоленская ТЭЦ-2	1 597,4	1 740,9	-50	-45	81	76	-5
77	Саратовская ТЭЦ-2	1 609,3	1 738,9	-49	-45	80	77	-3
78	Челябинская ТЭЦ-2	1 802,8	1 653,8	-43	-48	75	78	3
79	Петрозаводская ТЭЦ	1 736,9	1 576,1	-45	-50	79	79	0
80	Липецкая ТЭЦ-2	1 761,8	1 538,4	-45	-51	76	80	4
81	Ульяновская ТЭЦ-2	1 583,8	1 361,9	-50	-57	82	81	-1
82	Апатитская ТЭЦ	1 395,0	1 333,7	-56	-58	83	82	-1
83	Пермская ТЭЦ-14	1 746,3	1 320,5	-45	-58	78	83	5
84	Астраханская ТЭЦ-2	1 234,3	1 301,1	-61	-59	88	84	-4
85	Краснодарская ТЭЦ	1 266,4	1 283,6	-60	-59	87	85	-2
86	Комсомольская ТЭЦ-3	1 345,7	1 220,3	-58	-61	85	86	1
87	Северодвинская ТЭЦ-2	1 321,0	1 189,8	-58	-62	86	87	1
88	Орловская ТЭЦ	1 370,1	1 155,8	-57	-63	84	88	4
89	Волгодонская ТЭЦ-2	1 127,5	1 154,2	-65	-64	90	89	-1
90	Сормовская ТЭЦ	1 198,5	1 090,1	-62	-66	89	90	1
91	Ивановская ТЭЦ-3	1 010,3	1 062,2	-68	-66	92	91	-1
91	Амурская ТЭЦ-1	904,9	945,5	-72	-70	93	92	-1
93	Волгоградская ТЭЦ-3	1 063,8	915,7	-67	-71	91	93	2
94	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	503,1	845,5	-84	-73	95	94	-1
95	Артемовская ТЭЦ	731,7	730,3	-77	-77	94	95	1
96	Сосногорская ТЭЦ	439,6	442,1	-86	-86	96	96	0

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.13) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.13.).

В гр. 5 табл. 3.13 приведены данные по изменению анализируемого показателя в 2000 г. (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены в гр. 8 и в гр. 9 табл. 3.13.

В гр. 10 табл. 3.13 даны показатели динамики рейтинговых оценок.

Показатель (как следует из данных, приведенных в гр. 8 и гр. 9 табл. 3.13) не зависит существенно от уровня электрической мощности (см. данные 3.9). В большей степени этот показатель зависит от соотношения производства тепла и электроэнергии: чем выше это соотношение, тем ниже показатель удельного расхода топлива на производство электроэнергии.

Указанные факторы предопределили динамику показателей рейтинга в 1999-2000 гг.

Таблица 3.12

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ (ЧАС/ГОД)» ПО ГРУППЕ ТЭЦ»

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час / год)			Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Краснодарская ТЭЦ	7 785	7 785	0,00%	48,16	47,62	1	1	0
2	Тюменская ТЭЦ-1	6 589	6 860	4,11%	38,75	40,55	3	2	1
3	Астраханская ТЭЦ-2	6 569	6 820	3,82%	38,56	40,21	5	3	2
4	ТЭЦ-22 Мосэнерго	6 630	6 630	0,00%	39,12	38,49	2	4	-2
5	Читинская ТЭЦ-1	6 584	6 541	-0,65%	38,70	37,65	4	5	-1
6	ТЭЦ-21 Мосэнерго	5 853	6 297	7,59%	31,04	35,24	9	6	3
7	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	5 667	6 118	7,96%	28,78	33,34	13	7	6
8	ТЭЦ-12 Мосэнерго	6 095	5 965	-2,13%	33,78	31,63	7	8	-1
9	ТЭЦ-25 Мосэнерго	5 751	5 943	3,34%	29,82	31,38	10	9	1
10	ТЭЦ-20 Мосэнерго	5 313	5 878	10,63%	24,03	30,62	19	10	9
11	ТЭЦ-16 Мосэнерго	5 677	5 835	2,78%	28,90	30,11	12	11	1

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час / год)			Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	Западно-Сибирская ТЭЦ	5 453	5 776	5,92%	25,98	29,40	18	12	6
13	Тюменская ТЭЦ-2	5 743	5 743	0,00%	29,72	28,99	11	13	-2
14	Сакмарская ТЭЦ	5 996	5 720	-4,60%	32,69	28,71	8	14	-6
15	Уфимская ТЭЦ-2	5 511	5 681	3,08%	26,76	28,22	14	15	-1
16	Новосибирская ТЭЦ-5	5 047	5 599	10,94%	20,03	27,17	22	16	6
17	ТЭЦ-23 Мосэнерго	5 476	5 566	1,64%	26,30	26,73	16	17	-1
18	Челябинская ТЭЦ-2	6 125	5 556	-9,29%	34,10	26,60	6	18	-12
19	Комсомольская ТЭЦ-3	5 104	5 104	0,00%	20,92	20,10	21	19	2
20	Сормовская ТЭЦ	5 510	4 987	-9,49%	26,75	18,23	15	20	-5
21	Пермская ТЭЦ-9	4 618	4 980	7,84%	12,60	18,11	33	21	12
22	Самарская ТЭЦ	4 895	4 972	1,57%	17,55	17,98	24	22	2
23	Ижевская ТЭЦ-2	5 458	4 955	-9,22%	26,05	17,70	17	23	-6
24	Казанская ТЭЦ-3	4 499	4 955	10,14%	10,29	17,70	36	24	12
25	ТЭЦ-15 Ленэнерго	4 693	4 948	5,43%	14,00	17,58	27	25	2
26	Пермская ТЭЦ-14	4 657	4 943	6,14%	13,33	17,50	29	26	3
27	Дзержинская ТЭЦ	5 229	4 888	-6,52%	22,81	16,57	20	27	-7
28	Новосибирская ТЭЦ-2	4 361	4 826	10,66%	7,45	15,50	38	28	10
29	ТЭЦ Волжского автозавода	4 736	4 795	1,25%	14,78	14,95	26	29	-3
30	Нижекамская ТЭЦ-1	4 557	4 780	4,89%	11,43	14,69	34	30	4
31	Смоленская ТЭЦ-2	4 991	4 728	-5,27%	19,13	13,75	23	31	-8
32	Владимировская ТЭЦ	4 644	4 676	0,69%	13,09	12,79	31	32	-1
33	ТЭЦ-8 Мосэнерго	3 949	4 634	17,35%	-2,21	12,00	49	33	16
34	Красноярская ТЭЦ-2	4 799	4 572	-4,73%	15,90	10,80	25	34	-9
35	Каргалинская ТЭЦ	4 537	4 558	0,46%	11,04	10,53	35	35	0
36	Хабаровская ТЭЦ-1	4 128	4 453	7,87%	2,23	8,42	46	36	10
37	Тобольская ТЭЦ	4 660	4 450	-4,51%	13,39	8,36	28	37	-9
38	Хабаровская ТЭЦ-3	4 353	4 444	2,09%	7,28	8,24	39	38	1
39	Тольяттинская ТЭЦ	4 371	4 329	-0,96%	7,66	5,80	37	39	-2
40	Новосибирская ТЭЦ-3	3 783	4 312	13,98%	-6,69	5,43	55	40	15
41	Красноярская ТЭЦ-1	4 630	4 298	-7,17%	12,83	5,12	32	41	-9
42	Новосибирская ТЭЦ-4	3 943	4 251	7,81%	-2,36	4,07	50	42	8
43	ТЭЦ-5 Омскэнерго	3 640	4 233	16,29%	-10,88	3,66	60	43	17
44	Барнаульская ТЭЦ-3	3 751	4 223	12,58%	-7,60	3,43	96	44	52
45	Ярославская ТЭЦ-3	4 037	4 190	3,79%	0,02	2,67	47	45	2
46	Орская ТЭЦ-1	3 998	4 166	4,20%	-0,95	2,11	48	46	2
47	Ново-Кемеровская ТЭЦ	4 157	4 157	0,00%	2,91	1,90	44	47	-3
48	Комсомольские ТЭЦ-2 (с ТЭЦ-1)	4 176	4 147	-0,69%	3,35	1,66	43	48	-5
49	Кировская ТЭЦ-5	4 648	4 135	-11,04%	13,17	1,38	30	49	-19
50	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	3 912	4 099	4,78%	-3,17	0,51	51	50	1
51	Ново-Салаватская ТЭЦ	4 182	4 097	-2,03%	3,49	0,46	42	51	-9
52	Ново-Свердловская ТЭЦ	4 140	4 084	-1,35%	2,51	0,15	45	52	-7
53	Сосногорская ТЭЦ	3 766	4 003	6,29%	-7,17	-1,87	56	53	3
54	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	3 889	3 967	2,01%	-3,78	-2,80	53	54	-1
55	Волгодонская ТЭЦ-2	3 506	3 923	11,89%	-15,12	-3,95	66	55	11
56	Уфимская ТЭЦ-4	3 758	3 881	3,27%	-7,40	-5,08	57	56	1
57	ТЭЦ Камского автозавода	3 528	3 860	9,41%	-14,40	-5,65	64	57	7
58	Орловская ТЭЦ	4 207	3 847	-8,56%	4,06	-6,00	40	58	-18
59	Кировская ТЭЦ-4	3 894	3 833	-1,57%	-3,65	-6,39	52	59	-7
60	Амурская ТЭЦ-1	2 809	3 831	36,38%	-43,68	-6,45	76	60	16
61	Стерлитамакская ТЭЦ	3 615	3 776	4,45%	-11,65	-8,00	62	61	1
62	Артемовская ТЭЦ	3 383	3 636	7,48%	-19,30	-12,16	68	62	6
63	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	3 449	3 624	5,07%	-17,02	-12,53	67	63	4
64	Липецкая ТЭЦ-2	4 189	3 528	-15,78%	3,65	-15,59	41	64	-23
65	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	3 565	3 524	-1,15%	-13,21	-15,72	63	65	-2
66	ТЭЦ-4 Омскэнерго	3 343	3 493	4,49%	-20,73	-16,75	69	66	3
67	Владивостокская ТЭЦ-2	2 848	3 409	19,70%	-41,72	-19,62	75	67	8
68	Благовещенская ТЭЦ	3 657	3 339	-8,70%	-10,37	-22,13	59	68	-9
69	Петрозаводская ТЭЦ	3 522	3 324	-5,62%	-14,60	-22,68	65	69	-4
70	Барнаульская ТЭЦ-2	2 853	3 286	15,18%	-41,47	-24,10	74	70	4
71	ТЭЦ-3 Омскэнерго	3 821	3 266	-14,52%	-5,63	-24,86	54	71	-17
72	Нижекамская ТЭЦ-2	3 742	3 264	-12,77%	-7,86	-24,94	58	72	-14
73	Саратовская ТЭЦ-5	3 631	3 165	-12,83%	-11,16	-28,85	61	73	-12
74	Ново-Иркутская ТЭЦ	2 736	3 011	10,05%	-47,52	-35,44	79	74	5
75	Иркутская ТЭЦ-9	2 926	2 991	2,22%	-37,94	-36,34	73	75	-2

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час / год)			Относительное отклонение от средней (%%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
76	Архангельская ТЭЦ	2 678	2 938	9,71%	-50,71	-38,80	80	76	4
77	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	3 337	2 932	-12,14%	-20,95	-39,09	70	77	-7
78	Саранская ТЭЦ-2	3 211	2 848	-11,30%	-25,70	-43,19	71	78	-7
79	Чебоксарская ТЭЦ-2	2 622	2 711	3,39%	-53,93	-50,42	82	79	3
80	Иркутская ТЭЦ-11	2 475	2 708	9,41%	-63,07	-50,59	83	80	3
81	Саратовская ТЭЦ-2	2 746	2 666	-2,91%	-46,98	-52,96	78	81	-3
82	Курганская ТЭЦ	1 773	2 545	43,54%	-127,64	-60,24	90	82	8
83	Балаковская ТЭЦ-4	2 797	2 462	-11,98%	-44,30	-65,64	77	83	-6
84	Волгоградская ТЭЦ-2	2 453	2 433	-0,82%	-64,54	-67,61	84	84	0
85	Ивановская ТЭЦ-3	2 212	2 315	4,66%	-82,46	-76,16	85	85	0
86	Ульяновская ТЭЦ-1	3 164	2 307	-27,09%	-27,56	-76,77	72	86	-14
87	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	2 651	2 263	-14,64%	-52,25	-80,20	81	87	-6
88	Новочебоксарская ТЭЦ-3	2 150	2 204	2,51%	-87,72	-85,03	86	88	-2
89	Волгоградская ТЭЦ-3	2 148	1 810	-15,74%	-87,90	-125,30	87	89	-2
90	Усть-Илимская ТЭЦ	1 480	1 689	14,12%	-172,71	-141,44	93	90	3
91	Бийская ТЭЦ-1	1 695	1 681	-0,83%	-138,12	-142,59	91	91	0
92	Волжская ТЭЦ-1	2 130	1 592	-25,26%	-89,49	-156,16	88	92	-4
93	Ульяновская ТЭЦ-2	1 927	1 565	-18,79%	-109,45	-160,58	89	93	-4
94	Апатитская ТЭЦ	1 467	1 491	1,64%	-175,12	-173,51	94	94	0
95	Северодвинская ТЭЦ-2	1 506	1 189	-21,05%	-168,00	-242,98	92	95	-3
96	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	595	676	13,61%	-578,33	-503,25	95	96	-1

Таблица 3.13

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ» ПО ГРУППЕ ТЭЦ

№	Электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (г./кВт.ч.)		Отклонение от средней по группе		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	240,3	259,3	-31	-34	1	1	0
2	Петрозаводская ТЭЦ	264,6	265,6	-24	-32	2	2	0
3	Ижевская ТЭЦ-2	279,7	273,4	-19	-30	6	3	3
4	Саратовская ТЭЦ-5	297,2	276,4	-14	-30	17	4	13
5	Красноярская ТЭЦ-2	277,8	280,8	-20	-29	4	5	-1
6	Архангельская ТЭЦ	282,2	282,5	-19	-28	8	6	2
7	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	267,5	282,6	-23	-28	3	7	-4
8	Смоленская ТЭЦ-2	302,9	283,4	-13	-28	19	8	11
9	Чебоксарская ТЭЦ-2	281,6	284,3	-19	-28	7	9	-2
10	Ново-Свердловская ТЭЦ	285,5	284,6	-18	-28	10	10	0
11	Кировская ТЭЦ-5	287,0	285,7	-17	-27	12	11	1
12	Комсомольская ТЭЦ-3	286,0	286,0	-18	-27	11	12	-1
13	Новосибирская ТЭЦ-5	339,8	286,9	-2	-27	44	13	31
14	Хабаровская ТЭЦ-3	282,6	290,5	-18	-26	9	14	-5
15	Уфимская ТЭЦ-2	293,2	290,6	-15	-26	14	15	-1
16	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	278,6	293,4	-20	-25	5	16	-11
17	Новочебоксарская ТЭЦ-3	296,2	293,8	-15	-25	16	17	-1
18	Тюменская ТЭЦ-2	294,5	295,1	-15	-25	15	18	-3
19	Северодвинская ТЭЦ-2	300,0	299,0	-13	-24	18	19	-1
20	Тюменская ТЭЦ-1	290,5	300,0	-16	-24	13	20	-7
21	Сакмарская ТЭЦ	307,0	305,5	-11	-22	20	21	-1
22	Ново-Иркутская ТЭЦ	319,5	308,5	-8	-21	25	22	3
23	ТЭЦ Камского автозавода	314,4	312,9	-9	-20	23	23	0
24	ТЭЦ-8 Мосэнерго	308,0	313,2	-11	-20	21	24	-3
25	ТЭЦ-5 Омскэнерго	322,9	316,0	-7	-20	29	25	4
26	Пермская ТЭЦ-9	332,1	317,0	-4	-19	35	26	9
27	Владимировская ТЭЦ	309,4	317,5	-11	-19	22	27	-5
28	Челябинская ТЭЦ-2	324,9	321,0	-6	-18	30	28	2
29	Барнаульская ТЭЦ-3	319,8	321,2	-8	-18	27	29	-2
30	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	327,5	321,6	-6	-18	31	30	1
31	Ульяновская ТЭЦ-1	320,5	322,2	-8	-18	28	31	-3
32	Липецкая ТЭЦ-2	334,4	322,7	-4	-18	39	32	7
33	ТЭЦ-15 Ленэнерго	332,4	324,1	-4	-17	36	33	3
34	Каргалинская ТЭЦ	319,1	324,7	-8	-17	24	34	-10

№	Электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (г./кВт.ч.)		Отклонение от средней по группе		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Орская ТЭЦ-1	337,2	324,7	-3	-17	42	35	7
36	Самарская ТЭЦ	329,3	325,2	-5	-17	32	36	-4
37	Ново-Салаватская ТЭЦ	332,7	326,0	-4	-17	37	37	0
38	Новосибирская ТЭЦ-3	333,9	327,3	-4	-17	38	38	0
39	Ивановская ТЭЦ-3	319,5	328,4	-8	-16	26	39	-13
40	Орловская ТЭЦ	329,7	329,7	-5	-16	33	40	-7
41	Волгодонская ТЭЦ-2	340,6	333,7	-2	-15	45	41	4
42	Ульяновская ТЭЦ-2	331,7	334,3	-4	-15	34	42	-8
43	Западно-Сибирская ТЭЦ	345,0	338,9	-1	-14	48	43	5
44	Саратовская ТЭЦ-2	363,7	339,0	5	-14	65	44	21
45	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	348,0	340,7	0	-13	49	45	4
46	Волгоградская ТЭЦ-2	334,9	341,1	-3	-13	40	46	-6
47	Кировская ТЭЦ-4	349,7	342,1	1	-13	53	47	6
48	Стерлитамакская ТЭЦ	344,5	343,3	-1	-13	47	48	-1
49	Апатитская ТЭЦ	342,1	344,3	-1	-12	46	49	-3
50	Нижнекамская ТЭЦ-1	352,5	344,8	2	-12	56	50	6
51	Тобольская ТЭЦ	338,6	345,3	-2	-12	43	51	-8
52	Астраханская ТЭЦ-2	351,8	348,8	1	-11	54	52	2
53	ТЭЦ Волжского автозавода	349,5	350,4	1	-11	52	53	-1
54	Тольяттинская ТЭЦ	354,2	351,4	2	-11	59	54	5
55	Дзержинская ТЭЦ	352,1	352,1	2	-10	55	55	0
56	Саранская ТЭЦ-2	373,3	353	8	-10	71	56	15
57	Ново-Кемеровская ТЭЦ	353,3	353,3	2	-10	57	57	0
58	Балаковская ТЭЦ-4	362,4	353,8	5	-10	64	58	6
59	Красноярская ТЭЦ-1	349,3	355,2	1	-10	50	59	-9
60	Ярославская ТЭЦ-3	359,4	355,6	4	-9	61	60	1
61	Казанская ТЭЦ-3	353,3	357,7	2	-9	58	61	-3
62	Краснодарская ТЭЦ	360,5	359,3	4	-9	63	62	1
63	Иркутская ТЭЦ-11	359,7	361,3	4	-8	62	63	-1
64	Новосибирская ТЭЦ-4	335,6	361,4	-3	-8	41	64	-23
65	Нижнекамская ТЭЦ-2	349,4	362,5	1	-8	51	65	-14
66	Комсомольские ТЭЦ- 2 (с ТЭЦ-1)	364,5	363,1	5	-8	66	66	0
67	Хабаровская ТЭЦ-1	368,1	365,1	6	-7	67	67	0
68	Уфимская ТЭЦ-4	371,1	368,2	7	-6	69	68	1
69	Волжская ТЭЦ-1	372,7	368,2	7	-6	70	69	1
70	Сормовская ТЭЦ	368,5	370,6	6	-6	68	70	-2
71	Иркутская ТЭЦ-9	391,7	371,5	13	-5	75	71	4
72	Пермская ТЭЦ-14	354,7	375,2	2	-4	60	72	-12
73	Усть-Илимская ТЭЦ	396,5	384,9	14	-2	76	73	3
74	Благовещенская ТЭЦ	384,6	385,6	11	-2	73	74	-1
75	Сосногорская ТЭЦ	391,2	389,6	13	-1	74	75	-1
76	Новосибирская ТЭЦ-2	379,2	390,4	9	-1	72	76	-4
77	Амурская ТЭЦ-1	417,6	396,7	20	1	79	77	2
78	Курганская ТЭЦ	431,1	409,1	24	4	84	78	6
79	ТЭЦ-3 Омскэнерго	407,2	410,4	17	4	78	79	-1
80	Артемовская ТЭЦ	429,8	414,4	24	5	83	80	3
81	Читинская ТЭЦ-1	424,8	416,9	23	6	81	81	0
82	Владивостокская ТЭЦ-2	403,3	418,1	16	6	77	82	-5
83	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	425,8	434,7	23	11	82	83	-1
84	Волгоградская ТЭЦ-3	424,4	452,9	22	15	80	84	-4
85	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	494,2	476,3	43	21	87	85	2
86	Барнаульская ТЭЦ-2	469,2	498,1	35	27	86	86	0
87	Бийская ТЭЦ-1	647,4	558,5	87	42	88	87	1
88	ТЭЦ-4 Омскэнерго	435,9	4722,4	26	1102	85	88	-3

Таблица 3.14

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ТЕПЛА» ПО ГРУППЕ ТЭЦ⁴⁶

⁴⁶ В гр. 10 табл. 3.14. даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск тепло энергии, кг/Гкал		Отклонение от средней по группе, %		Рейтинг		
	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8
Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	119,2	121,7	-18	-16	1	1	0
Петрозаводская ТЭЦ	124,3	125,4	-14	-13	2	2	0
Орловская ТЭЦ	128,6	126,7	-12	-12	4	3	1
Каргалинская ТЭЦ	127,7	126,8	-12	-12	3	4	-1
Орская ТЭЦ-1	150,2	126,8	3	-12	67	5	62
Нижнекамская ТЭЦ-1	129,3	127,0	-11	-12	6	6	0
Сакмарская ТЭЦ	129,5	128,4	-11	-11	7	7	0
Ново-Иркутская ТЭЦ	128,8	129,4	-11	-11	5	8	-3
ТЭЦ Камского автозавода	133,0	130,0	-8	-10	14	9	5
ТЭЦ-15 Ленэнерго	137,1	130,6	-6	-10	22	10	12
Кировская ТЭЦ-5	129,7	130,7	-11	-10	8	11	-3
Саратовская ТЭЦ-5	136,2	130,8	-6	-10	19	12	7
Уфимская ТЭЦ-2	134,6	131,4	-7	-9	15	13	2
Ново-Свердловская ТЭЦ	130,3	131,6	-10	-9	9	14	-5
Архангельская ТЭЦ	132,4	131,6	-9	-9	12	15	-3
Красноярская ТЭЦ-2	130,6	132,3	-10	-9	10	16	-6
Смоленская ТЭЦ-2	135,4	132,9	-7	-8	16	17	-1
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	135,7	135,3	-7	-6	17	18	-1
ТЭЦ-1 Пензаэнерго	136,4	135,4	-6	-6	21	19	2
Тюменская ТЭЦ-1	135,7	135,5	-7	-6	18	20	-2
Северодвинская ТЭЦ-2	132,7	135,7	-9	-6	13	21	-8
ТЭЦ-8 Мосэнерго	132,3	136,1	-9	-6	11	22	-11
Казанская ТЭЦ-3	136,3	136,3	-6	-6	20	23	-3
Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	141,1	137,6	-3	-5	35	24	11
ТЭЦ Волжского автозавода	138,4	137,8	-5	-5	26	25	1
Чебоксарская ТЭЦ-2	139,9	138,8	-4	-4	32	26	6
Новочебоксарская ТЭЦ-3	139,1	139,1	-4	-4	27	27	0
Ново-Салаватская ТЭЦ	144,3	139,6	-1	-3	44	28	16
Владимировская ТЭЦ	139,2	139,8	-4	-3	28	29	-1
Саранская ТЭЦ-2	146,0	140	0	-3	52	30	22
Хабаровская ТЭЦ-3	137,7	140,3	-5	-3	23	31	-8
Челябинская ТЭЦ-2	140,3	140,3	-3	-3	33	32	1
Новосибирская ТЭЦ-3	143,3	140,4	-1	-3	41	33	8
Ивановская ТЭЦ-3	139,5	140,6	-4	-3	29	34	-5
Красноярская ТЭЦ-1	138,3	140,7	-5	-3	25	35	-10
Комсомольские ТЭЦ- 2 (с ТЭЦ-1)	139,7	140,9	-4	-3	30	36	-6
Кировская ТЭЦ-4	141,7	141,5	-2	-2	38	37	1
ТЭЦ-5 Омскэнерго	142,6	141,5	-2	-2	39	38	1
ТЭЦ-3 Омскэнерго	137,8	141,6	-5	-2	24	39	-15
Новосибирская ТЭЦ-5	139,8	141,8	-4	-2	31	40	-9
Иркутская ТЭЦ-11	142,6	141,8	-2	-2	40	41	-1
Ижевская ТЭЦ-2	141,4	142,0	-3	-2	37	42	-5
Пермская ТЭЦ-9	144,5	142,0	-1	-2	45	43	2
Тюменская ТЭЦ-2	140,7	142,1	-3	-2	34	44	-10
Тольяттинская ТЭЦ	144,3	143,5	-1	-1	43	45	-2
Волгодонская ТЭЦ-2	145,7	143,7	0	-1	49	46	3
Нижнекамская ТЭЦ-2	141,3	144,5	-3	0	36	47	-11
Стерлитамакская ТЭЦ	144,9	144,5	0	0	47	48	-1
Хабаровская ТЭЦ-1	146,0	144,8	0	0	51	49	2
Западно-Сибирская ТЭЦ	143,9	145,0	-1	0	42	50	-8
Благовещенская ТЭЦ	146,4	145,2	1	0	54	51	3
Иркутская ТЭЦ-9	150,2	145,2	3	0	66	52	14
ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	145,9	145,4	0	1	50	53	-3
Волгоградская ТЭЦ-2	146,2	145,7	1	1	53	54	-1
Новосибирская ТЭЦ-4	147,9	145,8	2	1	58	55	3
Комсомольская ТЭЦ-3	146,9	146,9	1	2	55	56	-1
Ярославская ТЭЦ-3	148,2	146,9	2	2	61	57	4
Саратовская ТЭЦ-2	148,7	147,0	2	2	64	58	6
Липецкая ТЭЦ-2	148,4	147,1	2	2	62	59	3
Усть-Илимская ТЭЦ	151,3	147,1	4	2	70	60	10
Астраханская ТЭЦ-2	147,7	147,3	2	2	57	61	-4
Самарская ТЭЦ	147,3	147,5	1	2	56	62	-6
Ново-Кемеровская ТЭЦ	148,1	148,1	2	2	60	63	-3

электростанции	Удельный расход условного топлива на отпуск тепло энергии, кг/Гкал		Отклонение от средней по группе, %		Рейтинг		
	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8
Апатитская ТЭЦ	150,5	148,3	4	3	68	64	4
Ульяновская ТЭЦ-1	144,8	148,6	0	3	46	65	-19
Тобольская ТЭЦ	148,7	149,5	2	3	63	66	-3
Уфимская ТЭЦ-4	150,9	150,6	4	4	69	67	2
Новосибирская ТЭЦ-2	149,9	150,8	3	4	65	68	-3
Краснодарская ТЭЦ	151,5	150,9	4	4	72	69	3
Пермская ТЭЦ-14	145,3	151,2	0	5	48	70	-22
Барнаульская ТЭЦ-3	148,1	152,1	2	5	59	71	-12
Дзержинская ТЭЦ	152,7	152,7	5	6	73	72	1
Балаковская ТЭЦ-4	157,1	153,1	8	6	76	73	3
Ульяновская ТЭЦ-2	151,3	155,3	4	7	71	74	-3
Сормовская ТЭЦ	155,2	155,5	7	8	74	75	-1
Амурская ТЭЦ-1	161,8	155,8	11	8	78	76	2
Волжская ТЭЦ-1	156,9	156,7	8	8	75	77	-2
Читинская ТЭЦ-1	162,6	159,1	12	10	79	78	1
ТЭЦ-4 Омскэнерго	167,1	159,1	15	10	81	79	2
Курганская ТЭЦ	171,9	165,7	18	15	84	80	4
Владивостокская ТЭЦ-2	164,7	167,7	13	16	80	81	-1
Сосногорская ТЭЦ	168,9	168,2	16	16	83	82	1
Барнаульская ТЭЦ-2	159,2	168,7	10	17	77	83	-6
Волгоградская ТЭЦ-3	167,7	169,4	15	17	82	84	-2
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	174,5	171,2	20	18	86	85	1
ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	172,5	172,5	19	19	85	86	-1
Артемовская ТЭЦ	184,4	181,5	27	26	88	87	1
Бийская ТЭЦ-1	177,9	181,9	22	26	87	88	-1

Таблица 3.15

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ТЭЦ ЗА 1999 ГОД

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По отпуску тепла	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По удельному расходу условного топлива на отпуск тепла	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Артемовская ТЭЦ	62	71	85	68	11	55	59
2	Архангельская ТЭЦ	41	75	58	80	40	53	58
3	Амурская ТЭЦ-1	86	90	93	76	79	78	84
4	Апатитская ТЭЦ	85	96	59	94	61	61	76
5	Астраханская ТЭЦ-2	75	19	47	5	21	11	30
6	Балаковская ТЭЦ-4	48	67	91	77	80	82	74
7	Барнаульская ТЭЦ-2	72	80	92	74	26	29	62
8	Барнаульская ТЭЦ-3	51	50	82	96	34	71	64
9	Бийская ТЭЦ-1	23	84	30	91	24	3	43
10	Благовещенская ТЭЦ	91	81	84	59	33	4	59
11	Владивостокская ТЭЦ-2	20	48	26	75	67	51	48
12	Владимировская ТЭЦ	60	41	57	31	12	8	35
13	Волгоградская ТЭЦ-2	67	87	80	84	65	64	75
14	Волгоградская ТЭЦ-3	61	91	79	87	2	2	54
15	Волгодонская ТЭЦ-2	55	56	28	66			51
16	Волжская ТЭЦ-1	21	68	42	88	41	58	53
17	Дзержинская ТЭЦ	46	25	56	20	85	81	52
18	Западно-Сибирская ТЭЦ	19	13	87	18	63	72	45
19	Ивановская ТЭЦ-3	64	93	77	85	73	54	74
20	Ижевская ТЭЦ-2	53	31	41	17	3	1	24
21	Иркутская ТЭЦ-11	77	85	51	83	53	38	65
22	Иркутская ТЭЦ-9	43	60	96	73	74	83	72
23	Краснодарская ТЭЦ	13	6	9	1	23	14	11
24	Красноярская ТЭЦ-1	57	38	64	32	7	32	38
25	Красноярская ТЭЦ-2	50	32	95	25	87	86	63
26	Каргалинская ТЭЦ	81	59	24	35	69	69	56
27	Казанская ТЭЦ-3	63	43	10	36	35	45	39
28	Кировская ТЭЦ-4	82	72	63	52	5	21	49

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По отпуску тепла	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По удельному расходу условного топлива на отпуск тепла	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Кировская ТЭЦ-5	45	34	16	30	75	66	44
30	Комсомольская ТЭЦ-3	73	62	48	21	6	37	41
31	Комсомольские ТЭЦ-2 (с ТЭЦ-1)	89	78	66	43	71	52	67
32	Курганская ТЭЦ	32	88	40	90	13	18	47
33	Липецкая ТЭЦ-2	30	29	12	41	57	60	38
34	Нижекамская ТЭЦ-1	9	11	25	34	1	35	19
35	Нижекамская ТЭЦ-2	58	53	14	58	51	36	45
36	Ново-Иркутская ТЭЦ	18	44	67	79	17	19	41
37	Ново-Кемеровская ТЭЦ	36	30	18	44	47	47	37
38	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	33	66	69	81	16	27	49
39	Ново-Салаватская ТЭЦ	28	27	73	42	76	70	53
40	Ново-Свердловская ТЭЦ	22	24	72	45	88	87	56
41	Новосибирская ТЭЦ-2	76	55	86	38	18	13	48
42	Новосибирская ТЭЦ-3	70	47	44	55	28	46	48
43	Новосибирская ТЭЦ-4	74	58	15	50	58	20	46
44	Новосибирская ТЭЦ-5	10	8	74	22	82	85	47
45	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	80	63	55	53	38	41	55
46	Новочебоксарская ТЭЦ-3	65	83	83	86	46	68	72
47	Орловская ТЭЦ	68	61	27	40	32	56	47
48	Орская ТЭЦ-1	94	73	49	48	31	17	52
49	Пермская ТЭЦ-14	78	51	19	29	78	24	47
50	Пермская ТЭЦ-9	47	26	29	33	37	44	36
51	Петрозаводская ТЭЦ	93	82	62	65	49	50	67
52	Саранская ТЭЦ-2	90	86	75	78	30	33	65
53	Саратовская ТЭЦ-2	84	52	90	61	45	49	64
54	Саратовская ТЭЦ-5	29	28	76	24	39	62	43
55	Сакмарская ТЭЦ	34	23	35	8	9	23	22
56	Самарская ТЭЦ	49	79	68	71	72	65	67
57	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	35	46	36	67	55	73	52
58	Северодвинская ТЭЦ-2	54	95	81	92	19	16	60
59	Смоленская ТЭЦ-2	95	65	88	23	54	57	64
60	Сормовская ТЭЦ	66	40	52	15	8	12	32
61	Сосногорская ТЭЦ	52	57	70	56	22	28	48
62	Стерлитамакская ТЭЦ	25	42	37	62	20	7	32
63	Тобольская ТЭЦ	42	33	50	28	84	84	54
64	Тольяттинская ТЭЦ	14	15	13	37			20
65	ТЭЦ Волжского автозавода	7	7	7	26	52	26	21
66	ТЭЦ Камского автозавода	6	10	3	64	56	6	24
67	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	69	76	78	70	60	48	67
68	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	8	94	65	95	66	30	60
69	ТЭЦ-12 Мосэнерго	59	20	38	7	48	42	36
70	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	79	77	89	63	68	74	75
71	ТЭЦ-15 Ленэнерго	87	70	21	27			51
72	ТЭЦ-16 Мосэнерго	88	35	22	12	14	15	31
73	ТЭЦ-20 Мосэнерго	15	12	60	19	15	34	26
74	ТЭЦ-21 Мосэнерго	5	3	8	9			6
75	ТЭЦ-22 Мосэнерго	4	5	2	2			3
76	ТЭЦ-23 Мосэнерго	3	4	1	16			6
77	ТЭЦ-25 Мосэнерго	2	2	4	10			5
78	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	1	1	5	13			5
79	ТЭЦ-3 Омскэнерго	56	49	46	54	27	59	49
80	ТЭЦ-4 Омскэнерго	26	45	20	69	4	10	29
81	ТЭЦ-5 Омскэнерго	16	18	53	60	70	75	49
82	ТЭЦ-8 Мосэнерго	17	21	45	49	77	80	48
83	Тюменская ТЭЦ-1	92	36	71	3	81	79	60
84	Тюменская ТЭЦ-2	11	9	33	11	44	31	23
85	Ульяновская ТЭЦ-1	38	64	94	72	83	88	73
86	Ульяновская ТЭЦ-2	40	89	39	89	36	22	53
87	Усть-Илимская ТЭЦ	27	92	61	93	42	67	64
88	Уфимская ТЭЦ-2	44	17	23	14	25	5	21
89	Уфимская ТЭЦ-4	71	54	6	57	50	25	44

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По отпуску тепла	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По удельному расходу условного топлива на отпуск тепла	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
90	Хабаровская ТЭЦ-1	37	39	17	46	43	63	41
91	Хабаровская ТЭЦ-3	24	22	43	39	10	9	25
92	Чебоксарская ТЭЦ-2	31	74	34	82	62	40	54
93	Челябинская ТЭЦ-2	83	37	54	6	64	76	53
94	Читинская ТЭЦ-1	39	16	32	4	29	39	27
95	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	12	14	11	51	59	43	32
96	Ярославская ТЭЦ-3	96	69	31	47	86	77	68

Таблица 3.16

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ТЭЦ ЗА 2000 ГОД

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По отпуску тепла	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По удельному расходу условного топлива на отпуск тепла	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Артемовская ТЭЦ	64	59	86	62	12	56	57
2	Архангельская ТЭЦ	40	65	52	76	46	54	56
3	Амурская ТЭЦ-1	90	78	92	60	77	76	79
4	Апатитская ТЭЦ	83	96	57	94	60	57	75
5	Астраханская ТЭЦ-2	65	20	47	3	24	22	30
6	Балаковская ТЭЦ-4	37	75	93	83	84	84	76
7	Барнаульская ТЭЦ-2	69	73	91	70	39	34	63
8	Барнаульская ТЭЦ-3	49	45	81	44	42	74	56
9	Бийская ТЭЦ-1	24	87	28	91	34	4	45
10	Благовещенская ТЭЦ	93	84	88	68	40	3	63
11	Владивостокская ТЭЦ-2	21	37	27	67	67	49	45
12	Владимировская ТЭЦ	57	40	67	32	11	11	36
13	Волгоградская ТЭЦ-2	75	89	77	84	44	58	71
14	Волгоградская ТЭЦ-3	67	93	79	89	2	2	55
15	Волгодонская ТЭЦ-2	52	51	32	55			48
16	Волжская ТЭЦ-1	18	81	38	92	64	55	58
17	Дзержинская ТЭЦ	46	30	49	27	88	79	53
18	Западно-Сибирская ТЭЦ	20	13	85	12	62	69	44
19	Ивановская ТЭЦ-3	80	91	75	85	74	51	76
20	Ижевская ТЭЦ-2	62	38	42	23	7	1	29
21	Иркутская ТЭЦ-11	74	83	54	80	47	37	63
22	Иркутская ТЭЦ-9	34	57	96	75	75	82	70
23	Краснодарская ТЭЦ	13	6	11	1	23	9	11
24	Красноярская ТЭЦ-1	54	47	59	41	9	26	39
25	Красноярская ТЭЦ-2	45	33	94	34	85	85	63
26	Каргалинская ТЭЦ	84	56	26	35	68	67	56
27	Казанская ТЭЦ-3	58	34	9	24	26	43	32
28	Кировская ТЭЦ-4	85	69	73	59	16	19	54
29	Кировская ТЭЦ-5	41	42	16	49	71	52	45
30	Комсомольская ТЭЦ-3	71	64	51	19	3	42	42
31	Комсомольские ТЭЦ- 2 (с ТЭЦ-1)	94	76	68	48	56	30	62
32	Курганская ТЭЦ	33	70	41	82	20	20	44
33	Липецкая ТЭЦ-2	28	44	12	64	57	63	45
34	Нижекамская ТЭЦ-1	10	12	31	30	1	24	18
35	Нижекамская ТЭЦ-2	53	62	18	72	65	47	53
36	Ново-Иркутская ТЭЦ	17	35	69	74	4	12	35
37	Ново-Кемеровская ТЭЦ	29	28	15	47	48	48	36
38	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	32	77	72	87	17	27	52
39	Ново-Салаватская ТЭЦ	26	27	62	51	73	60	50
40	Ново-Свердловская ТЭЦ	22	23	70	52	87	88	57
41	Новосибирская ТЭЦ-2	79	52	87	28	19	21	48
42	Новосибирская ТЭЦ-3	63	43	55	40	31	65	50
43	Новосибирская ТЭЦ-4	68	53	14	42	61	23	44
44	Новосибирская ТЭЦ-5	9	8	74	16	83	86	46
45	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	73	58	50	54	38	33	51

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По отпуску тепла	По числу часов использования электрической мощности	По удельному расходу условного топлива на выработку электроэнергии	По удельному расходу условного топлива на отпуск тепла	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	Новочебоксарская ТЭЦ-3	66	86	82	88	49	64	73
47	Орловская ТЭЦ	81	67	30	58	36	62	56
48	Орская ТЭЦ-1	92	71	46	46	30	18	51
49	Пермская ТЭЦ-14	76	49	21	26	79	39	48
50	Пермская ТЭЦ-9	43	25	20	21	37	28	29
51	Петрозаводская ТЭЦ	91	85	64	69	45	53	68
52	Саратовская ТЭЦ-2	87	90	78	81	28	32	66
53	Саратовская ТЭЦ-5	44	60	89	73	41	46	59
54	Сакмарская ТЭЦ	42	26	80	22	32	59	44
55	Самарская ТЭЦ	61	24	35	14	14	31	30
56	Саранская ТЭЦ-2	78	82	65	78	76	68	75
57	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	31	46	37	63	55	72	51
58	Северодвинская ТЭЦ-2	55	95	76	95	8	17	58
59	Смоленская ТЭЦ-2	95	66	84	31	52	61	65
60	Сормовская ТЭЦ	77	50	53	20	6	15	37
61	Сосногорская ТЭЦ	60	54	71	53	27	29	49
62	Стерлитамакская ТЭЦ	30	39	34	61	21	7	32
63	Тобольская ТЭЦ	39	32	48	37	78	80	52
64	Тольяттинская ТЭЦ	14	15	13	39			20
65	ТЭЦ Волжского автозавода	7	7	6	29	53	25	21
66	ТЭЦ Камского автозавода	6	9	2	57	50	6	22
67	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	72	79	83	77	72	70	76
68	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	8	92	63	96	66	36	60
69	ТЭЦ-12 Мосэнерго	56	21	36	8	43	50	36
70	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	82	74	90	65	70	75	76
71	ТЭЦ-15 Ленэнерго	89	63	25	25			51
72	ТЭЦ-16 Мосэнерго	70	31	23	11	15	13	27
73	ТЭЦ-20 Мосэнерго	15	11	60	10	18	44	26
74	ТЭЦ-21 Мосэнерго	4	2	8	6			5
75	ТЭЦ-22 Мосэнерго	5	4	3	4			4
76	ТЭЦ-23 Мосэнерго	2	5	1	17			6
77	ТЭЦ-25 Мосэнерго	3	3	4	9			5
78	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	1	1	5	7			4
79	ТЭЦ-3 Омскэнерго	51	61	43	71	29	71	54
80	ТЭЦ-4 Омскэнерго	25	41	22	66	5	16	29
81	ТЭЦ-5 Омскэнерго	16	17	56	43	69	77	46
82	ТЭЦ-8 Мосэнерго	19	18	45	33	82	81	46
83	Тюменская ТЭЦ-1	88	29	66	2	81	78	57
84	Тюменская ТЭЦ-2	12	10	29	13	13	40	20
85	Ульяновская ТЭЦ-1	47	80	95	86	80	87	79
86	Ульяновская ТЭЦ-2	50	94	39	93	33	10	53
87	Усть-Илимская ТЭЦ	27	88	58	90	35	5	51
88	Уфимская ТЭЦ-2	35	19	17	15	22	8	19
89	Уфимская ТЭЦ-4	59	55	7	56	59	35	45
90	Хабаровская ТЭЦ-1	48	36	19	36	51	66	43
91	Хабаровская ТЭЦ-3	23	22	44	38	10	14	25
92	Чебоксарская ТЭЦ-2	38	68	33	79	63	41	54
93	Челябинская ТЭЦ-2	86	48	61	18	58	73	57
94	Читинская ТЭЦ-1	36	16	24	5	25	38	24
95	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	11	14	10	50	54	45	31
96	Ярославская ТЭЦ-3	96	72	40	45	86	83	70

Таблица 3.17

СОПОСТАВЛЕНИЕ СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ТЭЦ ЗА 1999 И 2000 ГОДЫ

№	Электростанции	Сводная рейтинговая оценка по 1999 году	Сводная рейтинговая оценка по 2000 году	Разность сводных рейтинговых оценок
1	2	3	4	5
1	Артемовская ТЭЦ	59	57	-2
2	Архангельская ТЭЦ	58	56	-2
3	Амурская ТЭЦ-1	84	79	-5
4	Апатитская ТЭЦ	76	75	-1

№	Электростанции	Сводная рейтинговая оценка по 1999 году	Сводная рейтинговая оценка по 2000 году	Разность сводных рейтинговых оценок
1	2	3	4	5
5	Астраханская ТЭЦ-2	30	30	0
6	Балаковская ТЭЦ-4	74	76	2
7	Барнаулская ТЭЦ-2	62	63	1
8	Барнаулская ТЭЦ-3	64	56	-8
9	Бийская ТЭЦ-1	43	45	2
10	Благовещенская ТЭЦ	59	63	4
11	Владивостокская ТЭЦ-2	48	45	-3
12	Владимировская ТЭЦ	35	36	1
13	Волгоградская ТЭЦ-2	75	71	-4
14	Волгоградская ТЭЦ-3	54	55	1
15	Волгодонская ТЭЦ-2	51	48	-3
16	Волжская ТЭЦ-1	53	58	5
17	Дзержинская ТЭЦ	52	53	1
18	Западно-Сибирская ТЭЦ	45	44	-1
19	Ивановская ТЭЦ-3	74	76	2
20	Ижевская ТЭЦ-2	24	29	5
21	Иркутская ТЭЦ-11	65	63	-2
22	Иркутская ТЭЦ-9	72	70	-2
23	Краснодарская ТЭЦ	11	11	0
24	Красноярская ТЭЦ-1	38	39	1
25	Красноярская ТЭЦ-2	63	63	0
26	Каргалинская ТЭЦ	56	56	0
27	Казанская ТЭЦ-3	39	32	-7
28	Кировская ТЭЦ-4	49	54	5
29	Кировская ТЭЦ-5	44	45	1
30	Комсомольская ТЭЦ-3	41	42	1
31	Комсомольские ТЭЦ- 2 (с ТЭЦ-1)	67	62	-5
32	Курганская ТЭЦ	47	44	-3
33	Липецкая ТЭЦ-2	38	45	7
34	Нижекамская ТЭЦ-1	19	18	-1
35	Нижекамская ТЭЦ-2	45	53	8
36	Ново-Иркутская ТЭЦ	41	35	-6
37	Ново-Кемеровская ТЭЦ	37	36	-1
38	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	49	52	3
39	Ново-Салаватская ТЭЦ	53	50	-3
40	Ново-Свердловская ТЭЦ	56	57	1
41	Новосибирская ТЭЦ-2	48	48	0
42	Новосибирская ТЭЦ-3	48	50	2
43	Новосибирская ТЭЦ-4	46	44	-2
44	Новосибирская ТЭЦ-5	47	46	-1
45	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	55	51	-4
46	Новочебоксарская ТЭЦ-3	72	73	1
47	Орловская ТЭЦ	47	56	9
48	Орская ТЭЦ-1	52	51	-1
49	Пермская ТЭЦ-14	47	48	1
50	Пермская ТЭЦ-9	36	29	-7
51	Петрозаводская ТЭЦ	67	68	1
52	Саратовская ТЭЦ-2	65	66	1
53	Саратовская ТЭЦ-5	64	59	-5
54	Сакмарская ТЭЦ	43	44	1
55	Самарская ТЭЦ	22	30	8
56	Саранская ТЭЦ-2	67	75	8
57	Северная ТЭЦ (21) Ленэнерго	52	51	-1
58	Северодвинская ТЭЦ-2	60	58	-2
59	Смоленская ТЭЦ-2	64	65	1
60	Сормовская ТЭЦ	32	37	5
61	Сосногорская ТЭЦ	48	49	1
62	Стерлитамакская ТЭЦ	32	32	0
63	Тобольская ТЭЦ	54	52	-2
64	Тольяттинская ТЭЦ	20	20	0
65	ТЭЦ Волжского автозавода	21	21	0
66	ТЭЦ Камского автозавода	24	22	-2
67	ТЭЦ-1 Пензаэнерго	67	76	9
68	ТЭЦ-10 Иркутскэнерго	60	60	0
69	ТЭЦ-12 Мосэнерго	36	36	0

№	Электростанции	Сводная рейтинговая оценка по 1999 году	Сводная рейтинговая оценка по 2000 году	Разность сводных рейтинговых оценок
1	2	3	4	5
70	ТЭЦ-14 (Первомайская) Ленэнерго	75	76	1
71	ТЭЦ-15 Ленэнерго	51	51	0
72	ТЭЦ-16 Мосэнерго	31	27	-4
73	ТЭЦ-20 Мосэнерго	26	26	0
74	ТЭЦ-21 Мосэнерго	6	5	-1
75	ТЭЦ-22 Мосэнерго	3	4	1
76	ТЭЦ-23 Мосэнерго	6	6	0
77	ТЭЦ-25 Мосэнерго	5	5	0
78	ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго	5	4	-1
79	ТЭЦ-3 Омскэнерго	49	54	5
80	ТЭЦ-4 Омскэнерго	29	29	0
81	ТЭЦ-5 Омскэнерго	49	46	-3
82	ТЭЦ-8 Мосэнерго	48	46	-2
83	Тюменская ТЭЦ-1	60	57	-3
84	Тюменская ТЭЦ-2	23	20	-3
85	Ульяновская ТЭЦ-1	73	79	6
86	Ульяновская ТЭЦ-2	53	53	0
87	Усть-Илимская ТЭЦ	64	51	-13
88	Уфимская ТЭЦ-2	21	19	-2
89	Уфимская ТЭЦ-4	44	45	1
90	Хабаровская ТЭЦ-1	41	43	2
91	Хабаровская ТЭЦ-3	25	25	0
92	Чебоксарская ТЭЦ-2	54	54	0
93	Челябинская ТЭЦ-2	53	57	4
94	Читинская ТЭЦ-1	27	24	-3
95	Южная ТЭЦ (22) Ленэнерго	32	31	-1
96	Ярославская ТЭЦ-3	68	70	2

Таблица 3.18

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ» ПО ГРУППЕ ГЭС

№	Электростанции	Мощность			Относительное отклонение от средней по группе (%)		Рейтинг		
		1999 г	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Саяно-Шушенская ГЭС	6 721,0	6 721,0	0,0	73,3	73,3	1	1	0
2	Красноярская ГЭС	6 000,0	6 000,0	0,0	70,0	70,1	2	2	0
3	Братская ГЭС	4 500,0	4 500,0	0,0	60,1	60,2	3	3	0
4	Усть-Илимская ГЭС	3 840,0	3 840,0	0,0	53,2	53,3	4	4	0
5	Волгоградская ГЭС	2 541,0	2 426,0	-115,0	29,3	26,1	5	5	0
6	Волжская ГЭС	2 300,0	2 300,0	0,0	21,9	22,1	6	6	0
7	Чебоксарская ГЭС	1 370,0	1 370,0	0,0	-31,2	-30,8	7	7	0
8	Саратовская ГЭС	1 360,0	1 360,0	0,0	-32,2	-31,8	8	8	0
9	Зейская ГЭС	1 330,0	1 330,0	0,0	-35,1	-34,7	9	9	0
10	Нижекамская ГЭС	1 205,0	1 205,0	0,0	-49,2	-48,7	10	10	0
11	Воткинская ГЭС	1 020,0	1 020,0	0,0	-76,2	-75,7	11	11	0
12	Чиркейская ГЭС	1 000,0	1 000,0	0,0	-79,7	-79,2	12	12	0
13	Вилюйские ГЭС № 1,2	680,0	680,0	0,0	-164,3	-163,5	13	13	0
14	Иркутская ГЭС	662,4	662,4	0,0	-171,3	-170,5	14	14	0
15	Курейская ГЭС	600,0	600,0	0,0	-199,6	-198,6	15	15	0
16	Нижегородская ГЭС	520,0	520,0	0,0	-245,6	-244,6	16	16	0
17	Камская ГЭС	483,0	483,0	0,0	-272,1	-271,0	17	17	0
18	Новосибирская ГЭС	455,0	455,0	0,0	-295,0	-293,8	18	18	0
19	Каскад Верхневолжских ГЭС	448,2	448,2	0,0	-301,0	-299,8	19	19	0
20	Усть-Хантайская ГЭС	441,0	441,0	0,0	-307,6	-306,3	20	20	0
21	Верхне-Тулумская ГЭС-12	268,0	268,0	0,0	-570,7	-568,6	21	21	0

УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ТЕПЛА

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.14) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.14).

В гр. 5 табл. 3.14 приведены данные по изменению анализируемого показателя в 2000 г. Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении

в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: в гр. 8 и гр. 9 табл. 3.14.

Показатель удельного расхода топлива на производство тепла относится к числу наиболее стабильных, поскольку при комбинированном способе производства тепла и электроэнергии он зависит от изменения тепловой нагрузки. Минимальный его уровень по группе (119,2 кт/Ккал по Ижевской ТЭЦ-2) более чем на 50% меньше максимального показателя (184,4 по Ульяновской ТЭЦ-1).

Изменения в электрической и тепловой нагрузке вызывали серьезные изменения экспертной оценки по многим ТЭЦ (см. гр. 8 и гр. 9 в табл. 3.14). Полученные результаты были использованы при определении обобщенных оценок исследуемых объектов.

Из приведенных данных следует, что к числу наиболее привлекательных объектов можно отнести ТЭЦ-22 Мосэнерго, ТЭЦ-23 Мосэнерго, ТЭЦ-25 Мосэнерго, ТЭЦ-26 (Южная) Мосэнерго. К числу станций, работающих достаточно устойчиво, можно отнести большинство московских ТЭЦ, ТЭЦ-10 Иркутскэнерго, Краснодарскую ТЭЦ-2 и др. По этим станциям вопрос о капиталовложениях может решаться положительно с учетом результатов их деятельности по основным направлениям.

Рассчитанные уровни рейтинга по отдельным показателям, сгруппированным по данным за 1999 г., приведены в табл. 3.15, по данным за 2000 г. – в табл. 3.16. В тех же таблицах в гр. 8 определены сводные рейтинговые оценки каждого объекта (как средняя арифметическая величина⁴⁷).

ГРУППА ГЭС

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.18) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.18.).

В гр. 5 табл. 3.18 приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.).

Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 таблицы 3.18.

В гр. 10 таблицы 3.18 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 году в сравнении с 1999 годом).

В силу объективных условий мощности даже самых крупных гидроэлектростанций имеют существенный разброс (что достаточно очевидно из данных, приведенных в табл. 3.18.) Из указанных данных следует, что только по одной станции (Волжской ГЭС) произошло изменение установленной мощности. Таким образом, по ГЭС показатель установленной мощности относится к числу наиболее стабильных.

ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 и по 2000 г. (гр. 6 и гр. 7 табл. 3.19).

В гр. 5 табл. 3.19 приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.).

Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания по анализируемому показателю). Соответствующие результаты приведены в гр. 8 и гр. 9 табл. 3.19.

В гр. 10 табл. 3.2 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

В отличие от мощности, выработка электроэнергии – достаточно неустойчивый показатель по ГЭС. Это вполне объяснимо существенным влиянием погодных условий на объем водных ресурсов, а также сложностями с

использованием воды, накопленной в водохранилищах (поскольку ее используют не только в энергетике, но и в других отраслях народного хозяйства.) Отклонения от средних величин как в 1999 г. так и в 2000 г. достаточно значительны (от +73,1 по Саяно-Шушенской ГЭС до – 556,4% по Верхне-Тулумской ГЭС).

ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

По исходным данным были рассчитаны значения средней по группе величины и отклонений от нее для каждого объекта по 1999 г. (гр. 6 табл. 3.20) и 2000 г. (гр. 7 табл. 3.20).

В гр. 5 табл. 3.20. приведены данные по абсолютному изменению анализируемого показателя в 2000 году (в сравнении с 1999 г.). Показатель рейтинга определялся по порядковому номеру объекта (при их расположении в порядке убывания анализируемого показателя). Соответствующие результаты приведены: по 1999 году – в гр. 8, по 2000 году – в гр. 9 табл. 3.20.

В гр. 10 табл. 3.20 даны показатели динамики рейтинговых оценок (в 2000 г. в сравнении с 1999 г.).

По данному показателю стоит отметить отсутствие зависимости от уровня мощности (с уменьшением мощности число часов использования во многих случаях растет). С другой стороны, большая часть ГЭС имела достаточно устойчивый характер своей нагрузки (которая изменялась в пределах $\pm 5 - 10\%$). Исключение составили самые крупные: Саяно-Шушенская ГЭС (рост 20,9%), Иркутская ГЭС (рост 28,5%), Верхне-Волжская ГЭС (рост 24,8%).

⁴⁷ Величины даны с округлением, поэтому оценки ("1", "4", "5" и др.) отсутствуют

Таблица 3.19

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ « ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ» ПО ГРУППЕ ГЭС

№	Электростанции	Выработка электроэнергии (млн. кВт./ч.)		Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	6	7	8	9	10
1	Саяно-Шушенская ГЭС	20 437,3	24 716,5	67,48	73,11	1	1	0
2	Братская ГЭС	21 658,7	20 682,3	69,32	67,87	2	2	0
3	Усть-Илимская ГЭС	20 452,6	20 185,4	67,51	67,08	3	3	0
4	Красноярская ГЭС	15 637,9	16 777,5	57,50	60,39	4	4	0
5	Волгоградская ГЭС	13 255,3	11 640,3	49,87	42,91	5	5	0
6	Волжская ГЭС	10 548,3	9 836,5	37,00	32,44	6	6	0
7	Зейская ГЭС	4 355,7	5 599,7	-52,57	-18,67	8	7	-1
8	Саратовская ГЭС	6 016,4	5 501,0	-10,45	-20,80	7	8	1
9	Иркутская ГЭС	3 950,9	3 767,0	-68,20	-76,41	9	9	0
10	Виллюйские ГЭС 1,2	2 966,7	3 088,1	-124,00	-115,19	10	10	0
11	Курейская ГЭС	2 327,6	2 500,5	-185,50	-165,77	12	11	-1
12	Воткинская ГЭС	2 807,6	2 493,8	-136,69	-166,47	11	12	1
13	Чебоксарская ГЭС	2 115,3	2 124,8	-214,16	-212,75	13	13	0
14	Чиркейская ГЭС	2 090,1	2 025,8	-217,94	-228,03	14	14	0
15	Новосибирская ГЭС	1 940,1	1 969,7	-242,53	-237,37	15	15	0
16	Усть-Хантайская ГЭС	1 640,0	1 837,0	-305,20	-261,76	18	16	-2
17	Нижнекамская ГЭС	1 767,6	1 819,6	-275,95	-265,20	17	17	0
18	Камская ГЭС	1 918,4	1 728,5	-246,40	-284,45	16	18	2
19	Нижегородская ГЭС	1 503,4	1 380,4	-342,02	-381,42	19	19	0
20	Верхне-Тулумская ГЭС-12	1 012,4	1 263,4	-556,40	-425,97	21	20	-1
21	Каскад Верхневолжских ГЭС	1 150,0	1 106,3	-477,88	-500,68	20	21	1

Таблица 3.20

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА РЕЙТИНГА ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ» ПО ГРУППЕ ГЭС

№	Электростанции	Число часов использования установленной электрической мощности (час/год)			Относительное отклонение от средней (%)		Рейтинг		
		1999 г.	2000 г.	Изменение	1999 г.	2000 г.	1999 г.	2000 г.	Изменение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Чиркейская ГЭС	5 964	5 687	-4,6	38,9	35,9	2	1	-1
2	Красноярская ГЭС	5 326	5 257	-1,3	31,6	30,7	3	2	-1
3	Каскад Верхневолжских ГЭС	3 778	4 714	24,8	3,5	22,7	12	3	-9
4	Волгоградская ГЭС	5 217	4 693	-10,0	30,1	22,3	4	4	0
5	Усть-Илимская ГЭС	4 813	4 596	-4,5	24,3	20,7	5	5	0
6	Чебоксарская ГЭС	4 363	4 541	4,1	16,5	19,7	8	6	-2
7	Камская ГЭС	4 264	4 329	1,5	14,5	15,8	9	7	-2
8	Волжская ГЭС	4 586	4 277	-6,7	20,5	14,8	6	8	2
9	Иркутская ГЭС	3 275	4 210	28,5	-11,3	13,4	14	9	-5
10	Новосибирская ГЭС	3 879	4 167	7,4	6,0	12,5	11	10	-1
11	Верхне-Тулумская ГЭС-12	3 719	4 165	12,0	2,0	12,5	13	11	-2
12	Саратовская ГЭС	4 424	4 045	-8,6	17,6	9,9	7	12	5
13	Саяно-Шушенская ГЭС	3 041	3 678	20,9	-19,8	0,9	1	13	12
14	Нижнекамская ГЭС	3 972	3 579	-9,9	8,2	-1,8	10	14	4
15	Братская ГЭС	2 606	2 796	7,3	-39,9	-30,4	17	15	-2
16	Усть-Хантайская ГЭС	2 891	2 655	-8,2	-26,1	-37,3	15	16	1
17	Нижегородская ГЭС	2 566	2 468	-3,8	-42,0	-47,7	18	17	-1
18	Курейская ГЭС	2 753	2 445	-11,2	-32,4	-49,1	16	18	2
19	Воткинская ГЭС	2 090	2 026	-3,1	-74,4	-79,9	19	19	0
20	Зейская ГЭС	1 544	1 551	0,5	-136,1	-135,0	20	20	0
21	Виллюйские ГЭС 1,2	1 466	1 510	3,0	-148,6	-141,4	21	21	0

Таблица 3.21

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГЭС ЗА 1999 ГОД⁴⁸

⁴⁸ Показатели рейтинга как по 1999, так и по 2000 году, отражали неустойчивый характер данного показателя

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6
1	Братская ГЭС	3	2	17	7
2	Верхне-Тулумская ГЭС-12	21	21	13	18
3	Вилуйские ГЭС N 1,2	13	10	21	15
4	Волгоградская ГЭС	5	5	4	5
5	Волжская ГЭС	6	6	6	6
6	Воткинская ГЭС	11	11	19	14
7	Зейская ГЭС	9	8	20	12
8	Иркутская ГЭС	14	9	14	12
9	Камская ГЭС	17	16	9	14
10	Каскад Верхневожских ГЭС	19	20	12	17
11	Красноярская ГЭС	2	4	3	3
12	Курейская ГЭС	15	12	16	14
13	Нижегородская ГЭС	16	19	18	17
14	Нижнекамская ГЭС	10	17	10	12
15	Новосибирская ГЭС	18	15	11	15
16	Саратовская ГЭС	8	7	7	7
17	Саяно-Шушенская ГЭС	1	1	1	1
18	Усть-Илимская ГЭС	4	3	5	4
19	Усть-Хантайская ГЭС	20	18	15	17
20	Чебоксарская ГЭС	7	13	8	9
21	Чиркейская ГЭС	12	14	2	9

Таблица 3.22

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГЭС ЗА 2000 ГОД

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6
1	Братская ГЭС	3	2	15	7
2	Верхне-Тулумская ГЭС-12	21	20	11	17
3	Вилуйские ГЭС N 1,2	13	10	21	15
4	Волгоградская ГЭС	5	5	4	5
5	Волжская ГЭС	6	6	8	7
6	Воткинская ГЭС	11	12	19	14
7	Зейская ГЭС	9	7	20	12
8	Иркутская ГЭС	14	9	9	11
9	Камская ГЭС	17	18	7	14

№	Электростанции	По установленной электрической мощности	По выработке электроэнергии	По числу часов использования электрической мощности	Сводная рейтинговая оценка
1	2	3	4	5	6
10	Каскад Верхневожских ГЭС	19	21	3	14
11	Красноярская ГЭС	2	4	2	3
12	Курейская ГЭС	15	11	18	15
13	Нижегородская ГЭС	16	19	17	17
14	Нижнекамская ГЭС	10	17	14	14
15	Новосибирская ГЭС	18	15	10	14
16	Саратовская ГЭС	8	8	12	9
17	Саяно-Шушенская ГЭС	1	1	13	5
18	Усть-Илимская ГЭС	4	3	5	4
19	Усть-Хантайская ГЭС	20	16	16	17
20	Чебоксарская ГЭС	7	13	6	9
21	Чиркейская ГЭС	12	14	1	9

Таблица 3.23

СОПОСТАВЛЕНИЕ СВОДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЙТИНГА ПО ГРУППЕ ГЭС ЗА 1999 И 2000 ГОДЫ

№	Электростанции	Сводная рейтинговая оценка по 1999 году	Сводная рейтинговая оценка по 2000 году	Разность сводных рейтинговых оценок
1	2	3	4	5
1	Братская ГЭС	7	7	0
2	Верхне-Тулумская ГЭС-12	18	17	-1
3	Вилуйские ГЭС N 1,2	15	15	0
4	Волгоградская ГЭС	5	5	0
5	Волжская ГЭС	6	7	1
6	Воткинская ГЭС	14	14	0
7	Зейская ГЭС	12	12	0
8	Иркутская ГЭС	12	11	-1
9	Камская ГЭС	14	14	0
10	Каскад Верхневожских ГЭС	17	14	-3
11	Красноярская ГЭС	3	3	0
12	Курейская ГЭС	14	15	1
13	Нижегородская ГЭС	17	17	0
14	Нижнекамская ГЭС	12	14	2
15	Новосибирская ГЭС	15	14	-1
16	Саратовская ГЭС	7	9	2
17	Саяно-Шушенская ГЭС	1	5	4
18	Усть-Илимская ГЭС	4	4	0
19	Усть-Хантайская ГЭС	17	17	0
20	Чебоксарская ГЭС	9	9	0
21	Чиркейская ГЭС	9	9	0

Таблица 3.24

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА РЕЙТИНГОВЫХ ОЦЕНОК УРОВНЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ

Наименование объектов	Выручка от реализации	Центрированные значения	Рейтинговые оценки концентрации производства
1	2	3	4
Алтайэнерго	5 814 439	0,87	-13
Амурэнерго	4 058 646	0,61	-39
Архэнерго	4 714 974	0,70	-30
Астраханьэнерго	1 812 495	0,27	-73
Башкирэнерго	16 104 143	2,40	140
Белгородэнерго	6 894 110	1,03	3
Брянскэнерго	2 118 621	0,32	-68
Бурятэнерго	3 383 755	0,51	-49
Владимирэнерго	3 671 855	0,55	-45
Волгоградэнерго	8 790 777	1,31	31
Вологдаэнерго	6 971 219	1,04	4
Воронежэнерго	5 215 220	0,78	-22
Дагэнерго	1 453 524	0,22	-78
Дальэнерго	7 340 100	1,10	10
Ивэнерго	3 120 842	0,47	-53
Каббалэнерго	766 978	0,11	-89
Калмыкэнерго	317 384	0,05	-95
Калугаэнерго	2 216 749	0,33	-67
Камчатскэнерго	3 052 486	0,46	-54
Кар.-черкессэнерго	6 203 68	0,09	-91
Карелэнерго	3 599 835	0,54	-46
Кировэнерго	5 128 396	0,77	-23
Колымаэнерго	1 447 153	0,22	-78
Колэнерго	6 178 298	0,92	-8
Комизэнерго	6 871 341	1,03	3
Костромаэнерго	2 039 788	0,30	-70
Красноярскэнерго	12 693 344	1,90	89
Кубаньэнерго	8 507 608	1,27	27
Кузбассэнерго	14 950 364	2,23	123
Курганэнерго	2 830 263	0,42	-58
Курскэнерго	3 733 602	0,56	-44
Ленэнерго	22 512 524	3,36	236
Липецкэнерго	5 119 237	0,76	-24
Магаданэнерго	2 070 757	0,31	-69
Мариэнерго	1 519 740	0,23	-77
Мордовэнерго	2 010 795	0,30	-70
Мосэнерго	52 962 424	7,91	691
Нижновэнерго	10 518 283	1,57	57
Новгородэнерго	2 164 456	0,32	-68
Новосибирскэнерго	8 347 970	1,25	25
Омскэнерго	6 900 100	1,03	3
Орелэнерго	1 723 312	0,26	-74
Оренбургэнерго	8 724 682	1,30	30
Пензаэнерго	3 058 422	0,46	-54
Пермэнерго	14 311 599	2,14	114
Псковэнерго	1 274 432	0,19	-81
Ростовэнерго	7 959 284	1,19	19
Рязаньэнерго	2 627 640	0,39	-61
Самараэнерго	1 467 1971	2,19	119
Саратовэнерго	7 335 624	1,10	9
Сахалинэнерго	2 207 879	0,33	-67
Свердловэнерго	21 705 374	3,24	224
Севкавказэнерго	764 673	0,11	-89
Смоленскэнерго	299 4134	0,45	-55
Ставропольэнерго	4 188 084	0,63	-37
Тамбовэнерго	2 533 700	0,38	-62
Тверьэнерго	384 655	0,60	-41
Томскэнерго	3 721 777	0,56	-44
Тулэнерго	5 881 098	0,88	-12
Тюменьэнерго	34 589 240	5,16	416
Удмуртэнерго	4 529 719	0,68	-32
Ульяновскэнерго	3 691 078	0,55	-45
Хабаровскэнерго	9 967 833	1,49	49

Наименование объектов	Выручка от реализации	Центрированные значения	Рейтинговые оценки концентрации производства
1	2	3	4
Хакасэнерго	1 585 836	0,24	-76
Челябэнерго	12 880 725	1,92	92
Читаэнерго	3 649 748	0,55	-46
Чувашэнерго	2 879 408	0,43	-57
Якутскэнерго	7 445 542	1,11	11
Янтарьэнерго	2 250 828	0,34	-66
Ярэнерго	5 288 244	0,79	-21

СВОДНЫЙ РЕЙТИНГ

Полученные результаты были использованы при определении обобщенных оценок исследуемых объектов.

Расчитанные уровни рейтинга по отдельным показателям, сгруппированным по данным за 1999 г. приведены в табл. 3.21., по данным за 2000 г. – в табл. 3.22. В таблице 3.23. в гр. 5 определена разность сводных рейтинговых оценок каждого объекта за 1999 и 2000 г.

Из приведенных данных следует, что наибольшей привлекательностью обладают Саяно-Шушенская ГЭС, Нижнекамская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Красноярская ГЭС и др.

Следует отметить, что, в отличие от тепловых станций, показатели большинства ГЭС имеют устойчивый характер (исключение составляет Саяно-Шушенская ГЭС). По этой причине большинство ГЭС будут иметь достаточно высокую степень надежности.

Выполненные расчеты показали, что в электроэнергетике можно, используя сравнительно ограниченный объем технико-экономических показателей, рассчитать рейтинговые оценки электростанций, составляющих производственную основу электроэнергетики. Расчет рейтинговых оценок позволяет получить сводные и частные рейтинговые оценки, необходимые для принятия обоснованных инвестиционных решений в электроэнергетике.

3.5. Результаты расчета рейтинговых оценок энергообъединений

Особенности расчета системы рейтинговых оценок целесообразно проиллюстрировать на примере расчета показателей энергообъединений.

Указанные показатели по данным за 2002 год включают:

- выручку от реализации;
- себестоимость продукции;
- прибыль (до налогообложения);
- налог на прибыль;
- чистую прибыль;
- дебиторскую задолженность;
- кредиторскую задолженность.

Данные по указанным показателям (см. Приложение 1) представлены по группе, включающей 70 энергообъединений, находящихся на территории России. Расчет отдельных показателей рейтинговых оценок проводился в соответствии с изложенной в разделе 3.3 методикой и включал расчет рейтинговых оценок по уровню концентрации, который проводился в соответствии с уравнением (3.2).