

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Захарова М.В.

Последнее десятилетие было ознаменовано крупными структурными изменениями в топливно-энергетическом комплексе, разрушением прежних организационных структур, установившихся хозяйственных связей и созданием новых структур управления, новых производственно-хозяйственных отношений.

Одновременно региональные энергетические компании подвергаются воздействию различных факторов неопределенности, приводящих к недополучению прибыли, а, следовательно, к нестабильному развитию. К ним, в первую очередь, следует отнести реструктуризацию энергетики, результаты первых этапов которой, не только не принесли желаемых результатов, а даже ухудшили финансовое положение компаний. В результате все силы и средства региональных энергетических компаний направляются на их устойчивое функционирование. Это приводит к росту затрат на производство как электрической, так и тепловой энергии. В то же время РАО «ЕЭС России» предлагая рыночный принцип функционирования региональных энергетических компаний, практически не уделяет внимания тарифной политике, которая, несомненно, должна быть одной из главных составляющих процесса реструктуризации. Одновременно возникла проблема, связанная с наращиванием производственного потенциала для компенсации выводимых старых производственных мощностей, что в свою очередь, требует огромных затрат.

В связи с этим особую актуальность приобретают исследования, направленные на повышение обоснованности принимаемых управленческих решений путем развития и совершенствования методологической основы реструктуризации региональных энергетических компаний с учетом совершенствования тарифной политики и управления затратами.

Основная цель работы состоит в разработке методических подходов и практических рекомендаций к процессу реструктуризации региональных энергетических компаний с учетом современных тенденций развития теории тарифной политики, а также анализа и контроля затрат.

С 1980-х годов в электроэнергетике России наметились негативные тенденции: на фоне общеэкономического спада в стране, эффективность работы различных секторов отрасли снижалась. При этом электроэнергетика все больше играла роль донора других отраслей экономики. Это было обусловлено как макроэкономическими причинами, так и неплатежами потребителей энергии.

Одной из проблем электроэнергетики стало отсутствие стимулов к снижению производственных затрат предприятиями отрасли, что явилось следствием ценообразования на основе издержек. Это привело к недостаточной прозрачности функционирования энергетических компаний, невозможности достоверно определить необходимые ресурсы для поддержания и развития предприятий. Сдерживание тарифов регулирующими органами (электроэнергия дорожала медленнее большинства других товаров) на фоне раздутых производственных издержек привело к тому, что перед началом реформы более половины предприятий отрасли оказались убыточными.

Кроме того, на ухудшение финансового состояния повлияла неплатежеспособность многих потребителей, как юридических, так и физических лиц. Во многих региональных компаниях, дебиторская задолженность, превышала и превышает кредиторскую более чем в 2 раза. На фоне ухудшения финансового положения энергокомпаний, сокращения их собственных средств, резко уменьшился объем инвестиций. Нехватка капиталовложений отрицательно сказалась на возможностях поддержания и модернизации оборудования. На основании анализа проблем в энергетическом комплексе в работе систематизированы факторы, сдерживающие развитие энергетики, к которым относятся:

- сохраняющийся дефицит инвестиционных ресурсов и их нерациональное использование. При высоком инвестиционном потенциале отраслей ТЭК, приток в них внешних инвестиций составляет менее 13% от общего объема финансирования капитальных вложений. При этом 95% указанных инвестиций приходится на нефтяную отрасль. В электроэнергетике не создано условий для необходимого инвестиционного задела, в результате чего эти отрасли становятся тормозом начавшегося экономического роста;

- энергетическое оборудование, используемое в энергетике, неэкономично. В стране практически отсутствуют прогрессивные парогазовые установки, установки по очистке отходящих газов, крайне мало используются возобновляемые источники энергии, оборудование угольной промышленности устарело и технически отстало, недостаточно используется потенциал атомной энергетики;
- отсутствие рыночной инфраструктуры и цивилизованного, конкурентного энергетического рынка, это связано с тем, что строительство теплоэнергостанций привязывалось к конкретным промышленным объектам, и не предусмотрены линии электропередач по передаче части электрической энергии на сторону.
- не обеспечивается необходимая прозрачность хозяйственной деятельности субъектов естественных монополий, что негативно сказывается на качестве государственного регулирования их деятельности и на развитии конкуренции;
- остаются невостребованными энергетические мощности Сибирских ГЭС и ТЭС: запертые мощности в этом регионе составляют порядка 7-10 млн. кВт. Поэтому одной из стратегических задач электроэнергетики является развитие межсистемных электропередач 500-1150 кВ для усиления надежности параллельной работы ОЭС Сибири с энергосистемами европейской части России по трассе Итат - Челябинск и с ОЭС Дальнего Востока (Иркутск - Зея -Хабаровск). Это позволит избежать дорогостоящих перевозок угля из Кузбасса и КАТЭКа за счет их использования на местных ТЭС с выдачей 5-6 млн. кВт на запад и 2-3 млн. кВт - на восток;
- сохраняющаяся высокая нагрузка на окружающую среду от топливно-энергетической деятельности. ТЭС являются главными загрязнителями атмосферы в структуре топливно-энергетического комплекса, особенно, те, которые работают на угле. Сегодня, когда подписан и ратифицирован Российской Федерацией Киотский протокол, данная проблема энергетических компаний становится одной из актуальных;

- отсутствие развитого и стабильного законодательства, учитывающего в полной мере специфику функционирования предприятий ТЭК.

Все это вызвало необходимость преобразований в электроэнергетике, которые позволят существенно увеличить объем инвестиций в отрасль, стимулировать энергокомпании к повышению прозрачности и эффективности своей деятельности, и в конечном итоге повысят эффективность функционирования экономики России.

Основой методического подхода является построение алгоритма оценки эффективности проведения реструктуризации энергетического рынка (рис.1).

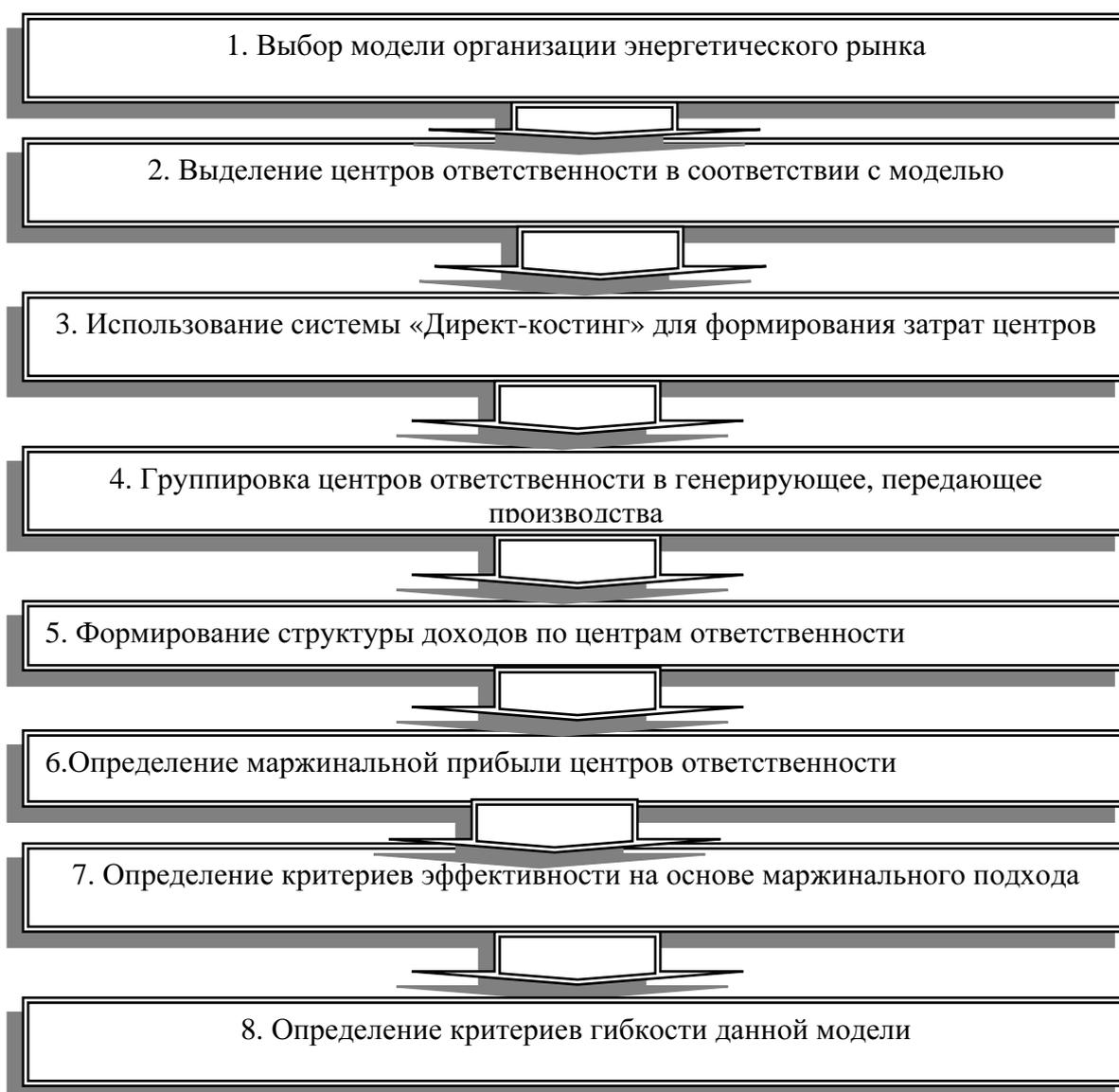


Рисунок 1. Алгоритм оценки эффективности модели организации экономических отношений энергетического рынка

На первом этапе определяются модели организации экономических отношений в энергетике. Основным на данном этапе является проектирование организационной структуры регионального энергетического рынка в соответствии с выбранными моделями.

На втором этапе с целью оценки экономической эффективности функционирования каждого подразделения предложено построение моделей оценки и управления затратами от особенностей организационно-производственной структуры предприятия, которая влияет на оценку результатов деятельности каждого подразделения и на его вклад в общие результаты деятельности предприятия.

Учет и анализ затрат по центрам ответственности осуществляется на основе признания зон индивидуальной ответственности, зафиксированной в организационной структуре энергетической компании. В этой связи энергетические компании с централизованной организационной структурой управления могут быть представлены центрами ответственности по подразделениям основного и вспомогательного производства через центры затрат и центры доходов.

На третьем этапе происходит разделение затрат на условно-переменные и условно-постоянные прямые, в соответствии с методологией “директ-костинга”. Именно при понимании взаимосвязи между затратами предприятия и его эффективностью можно установить контроль над затратами в целях максимальной эффективности отдельных структурных подразделений:

- ◆ повышения рентабельности генерирующего и передающего производства;
- ◆ конкурентности ценообразования для увеличения объема услуг вспомогательных подразделений;
- ◆ оптимального распределения всех видов ресурсов.

Для оценки эффективности реструктуризации в исследовании предлагается использовать “Модель маржинального калькулирования”, обеспечивает точный учет затрат, относящихся к производству единицы конкретного вида продукции.

В дальнейшем при формировании модели формирования затрат энергетического производства была использована модель калькулирования по

переменным затратам, так как самым важным критерием классификации в данном случае является зависимость величины данного вида затрат от объема выработки тепловой и электрической энергии.

На четвертом этапе затраты по центрам ответственности основного и вспомогательного производства сливаются в укрупненные центры, которыми являются генерирующие предприятия, в т.ч. ТЭЦ, ГЭС, МТЭЦ в целом.

На пятом этапе формируются доходы по выделенным центрам ответственности, а также с учетом их укрупнения. Доходами у генерирующих центров являются выручка от производства и реализации энергии сбытовым компаниям или конечному потребителю в зависимости от выбранной модели экономических отношений.

В соответствии с теорией маржинального подхода **на шестом этапе** оценивается маржинальный доход каждого центра ответственности и производства в целом.

На седьмом этапе происходит оценка эффективности функционирования регионального энергетического рынка на основе предложенных в работе критериев:

1. рентабельность центра, как отношение операционной прибыли центра к сумме затрат;
2. безубыточный объем производства электроэнергии, либо его передачи;
3. безубыточная цена, т.е. минимально возможная цена при данном объеме производства и передачи энергии к потребителю;
4. уровень маржинальной прибыли, как отношение маржинальной прибыли к выручке от реализации энергии на оптовый или на розничный рынок;
5. рентабельность продаж центра, как отношение операционной прибыли к выручке.

Выбранные для анализа оценки эффективности модели организации экономических отношений критерии дают возможность оценить возможность

выбора той или иной модели с учетом эффективного функционирования каждого центра.

Заключительным этапом является определение гибкости региональной энергетической компании и ее подразделений.

Для определения гибкости энергетической компании к реструктуризации выбран синтетический показатель устойчивости:

$$U_p = Rn * Op * \Phi P * H = Pr / CA, \quad (1)$$

где **Rn** – рентабельность продаж;

O – оборачиваемость активов;

ΦP - финансовый рычаг;

H- норма прибыли.

Произведение четырех показателей в итоге дает устойчивость предприятий энергетического комплекса к реструктуризации, которая отражает состояние развития предприятия и показывает, какими должны быть закономерности изменения таких важных для каждого предприятия понятий, как объем и рентабельность продаж, соответствие объема продаж активам, величина заемных средств, направления распределения прибыли и, в первую очередь, прибыль на обновление.

Устойчивость предприятия к реструктуризации выражается относительной величиной прибыли на обновление (главный показатель) к собственным активам предприятия (важнейшая характеристика) и позволяет оценить и определить состояние предприятия, возможности его развития после реструктуризации.

На следующем этапе был проведен анализ вариантов реструктуризации была сформирована информационная база данных, основой которой стало выделение центров ответственности: по генерирующему производству рассматривается 19 центров ответственности, по передающему производству 9 центров ответственности, кроме того 3 центра ответственности выделены по вспомогательному производству.

В соответствие с исходной информацией происходит разделение затрат на условно-переменные и условно-постоянные прямые по выделенным центрам, в соответствии с методологией “директ-костинга”.

Далее затраты по центрам ответственности генерирующих, передающих и вспомогательных производств сливаются в укрупненные центры, которыми являются ТЭЦ, ГЭС, МТЭЦ, Сети, ВП, региональная энергетическая компания в целом. Результирующие значения условно-переменных и условно-постоянных затрат приведены в долях и сгруппированы по укрупненным центрам (табл 1).

Таблица 1

Структура условно-переменных и условно-постоянных затрат
по укрупненным центрам ответственности

Центры	Доля условно-переменных затрат	Доля условно-постоянных затрат
ТЭЦ	0,837	0,163
ГЭС	0,604	0,396
МТЭЦ	0,711	0,289
Сети	0,183	0,817
ВП	0,064	0,936
Компания	0,661	0,339

Из таблицы видно, что соотношение между условно-постоянными и условно-переменными затратами сильно отличается в генерации и передаче энергии. Так, общая доля условно-переменных затрат генерирующих центров (ТЭЦ, ГЭС, МТЭЦ) составила 0,7, а в передающих центрах (сетях) 0,1. Это связано с тем, что основной статьей затрат генерирующего производства является топливо и вода (условно-переменная статья), а передающего - содержание и эксплуатация сетей, что является условно - постоянной статьей.

На основе маржинального подхода были определены показатели эффективности деятельности отдельных подразделений, основным из которых является рентабельность центра, приведенная на рис. 2-4.

Если у генерирующих центров убыточных практически нет, хотя по многим результаты деятельности хуже чем по компании в целом, то по передаче только три центра из девяти имеют положительное значение рентабельности. Такая неудовлетворительная картина связана прежде всего с тем, что при сегодняшней ситуации, складывающейся на энергетическом рынке, тарифы на передачу в цене электроэнергии сильно занижены и составляют около 9%, тогда как в экономически развитых странах, доля тарифа на передачу энергии составляет около 20%.

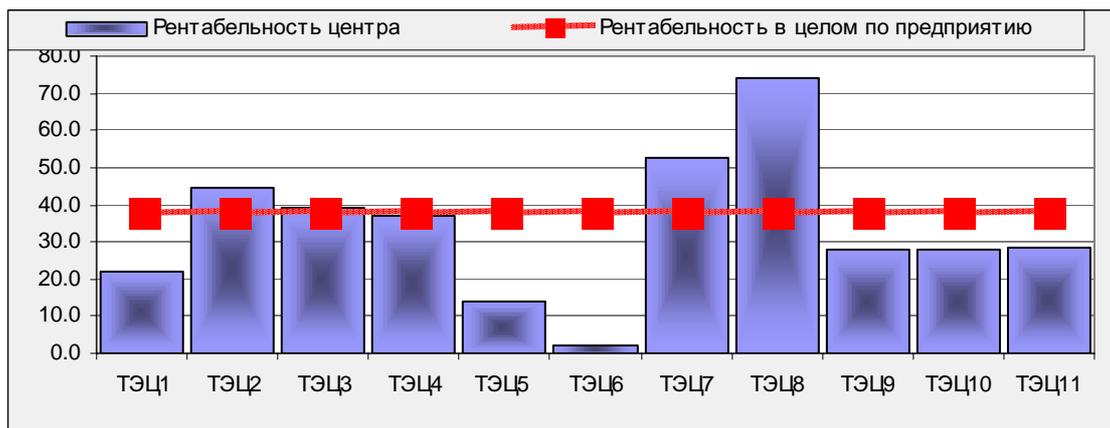


Рисунок 2. Рентабельность центров по выработке электроэнергии ТЭЦ

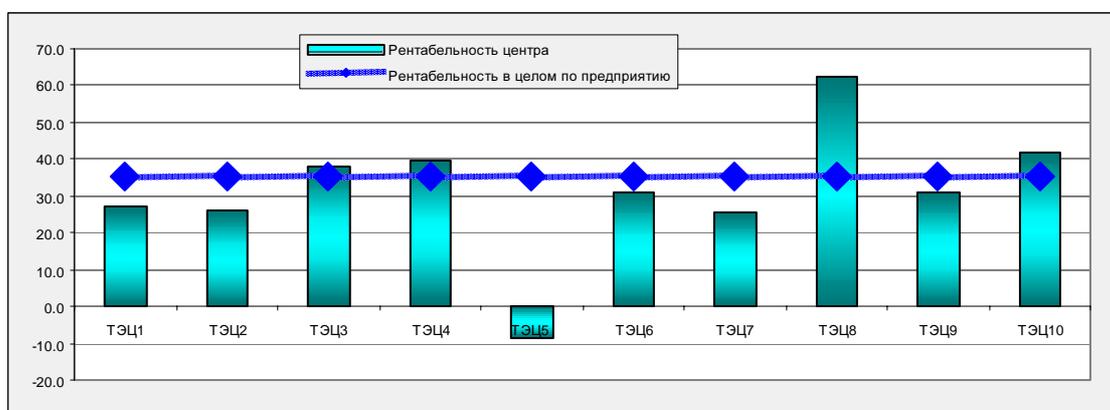


Рисунок 3. Рентабельность центров по выработке тепловой энергии ТЭЦ

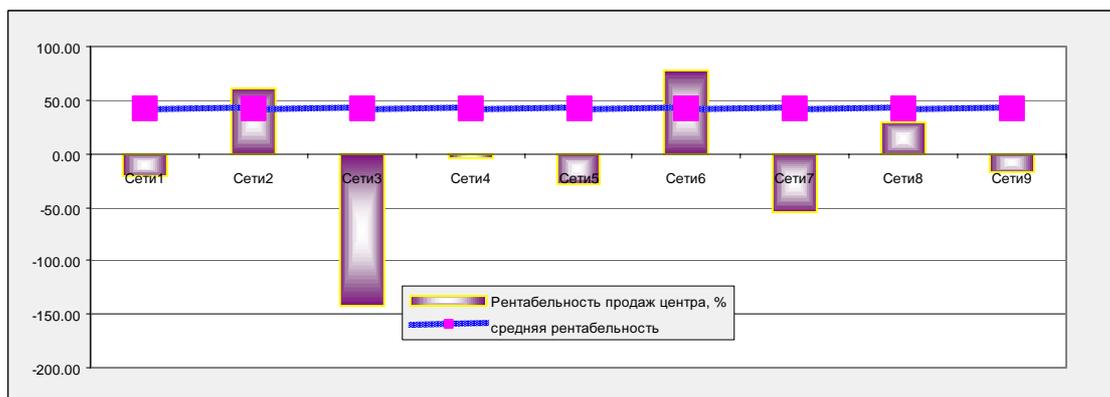


Рисунок 4. Рентабельность центров по передаче энергии.

Таким образом, прежде чем принимать решение о выборе модели экономических отношений на региональном энергетическом рынке, необходимо оценить положение каждого центра в будущем в каждой возможной модели формирования рыночных отношений на региональном энергетическом рынке.

На основании теоретического материала и проведенного анализа современной ситуации на региональном энергетическом рынке при проведении реструктуризации, возможно, выделить четыре модели создания экономических отношений в энергетике на уровне регионального энергетического рынка.

В таблице 2 представлены изменения в организационной структуре и экономических показателей в моделях создания экономических отношений на основании изучения процесса реструктуризации зарубежного энергетического сектора (США, Великобритании, Венгрии, Италии).

Таблица 2

Анализ изменений в энергетической системе в соответствии с моделями создания экономических отношений в энергетике

Модель создания экономических отношений	Изменения в организационной структуре	Изменения экономических показателей
Вертикально-интегрированная	Изменений нет, т.е. существующее состояние.	Нет
Независимых производителей	Выделение в качестве независимых производителей ТЭЦ1, ТЭЦ5, ТЭЦ6	Увеличение объемов производства ТЭЦ4 на 20%, повышение тарифов энергосетей, обслуживающих независимых производителей на 50% по сравнению с вертикально-интегрированной моделью
Единого закупщика	Независимые генерирующие компании, единая сетевая компания	Рост цен генерирующих станций на 10%, рост постоянных затрат на 20% за счет управленческих расходов, установление тарифа сбытовой компании 32,2% в структуре тарифа конечного потребителя
Конкурентная	Создание независимых генерирующих и сбытовых компаний, в структуре ликвидируется энергосбытовое подразделение.	Рост тарифов генерирующих компаний на 30% с целью увеличения рентабельности продукции без учета налогов до 40%, данный рост повлечет повышения цен на топливо на 15% и управленческих расходов на 25%, а также рост постоянных затрат на 30% по сравнению с вертикально-интегрированной моделью

Вертикально-интегрированная модель предполагает, что как производство так и сбыт находится внутри одной компании. Тарифы на производство и передачу электрической и тепловой энергии диктует РАО «ЕЭС» с корректировкой региональной компании. Структура регионального энергетического рынка по данной модели представлена на рисунке 5.

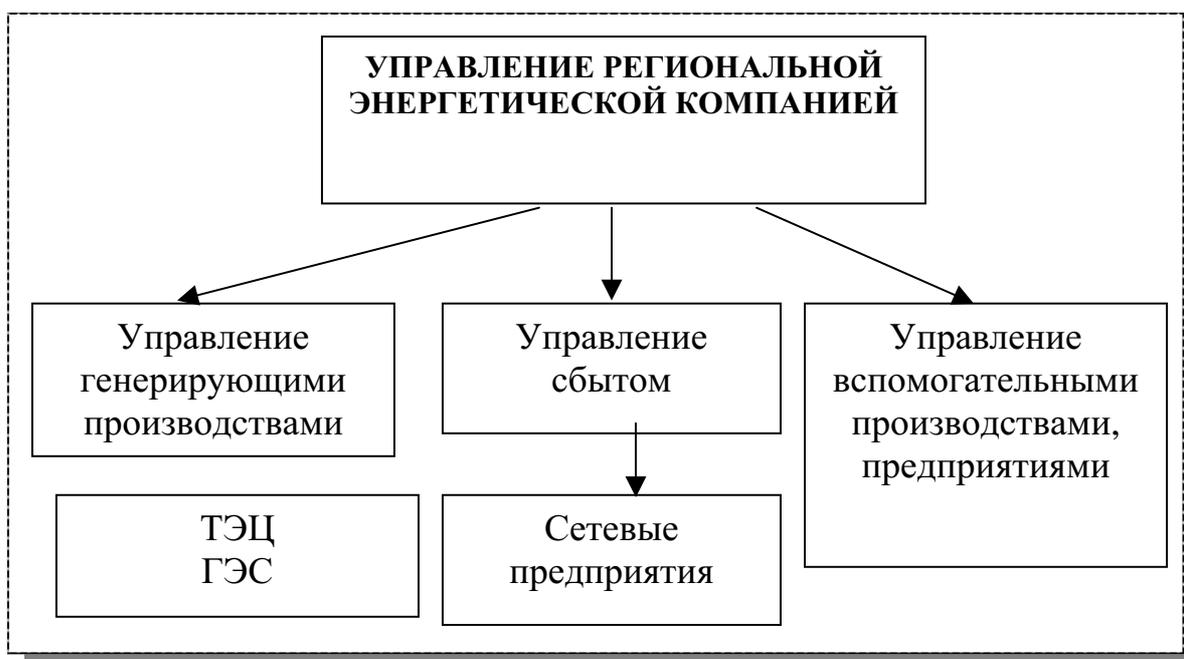


Рисунок 5. Вертикально-интегрированная модель

Модель «Независимых производителей» предполагает, что главным структурным изменением будет выделение из состава компании некоторых производственных мощностей в «свободное плавание» с целью повышения эффективности деятельности энергетической компании. Основываясь на западной практике реструктуризации энергетической отрасли, в качестве независимых производителей выделяют такие производственные единицы, имеющие наихудшие экономические показатели своей деятельности. Это дает возможность таким генерирующим и передающим мощностям выжить из-за вливания сторонних инвестиций, т.е. за счет средств, покупающих такие мощности. Для данного регионального рынка характерно выделение трех генерирующих мощностей, как работающих с наихудшими результатами из-за нехватки средств на обновление основных фондов. На рисунке 6 представлена модель независимых производителей.

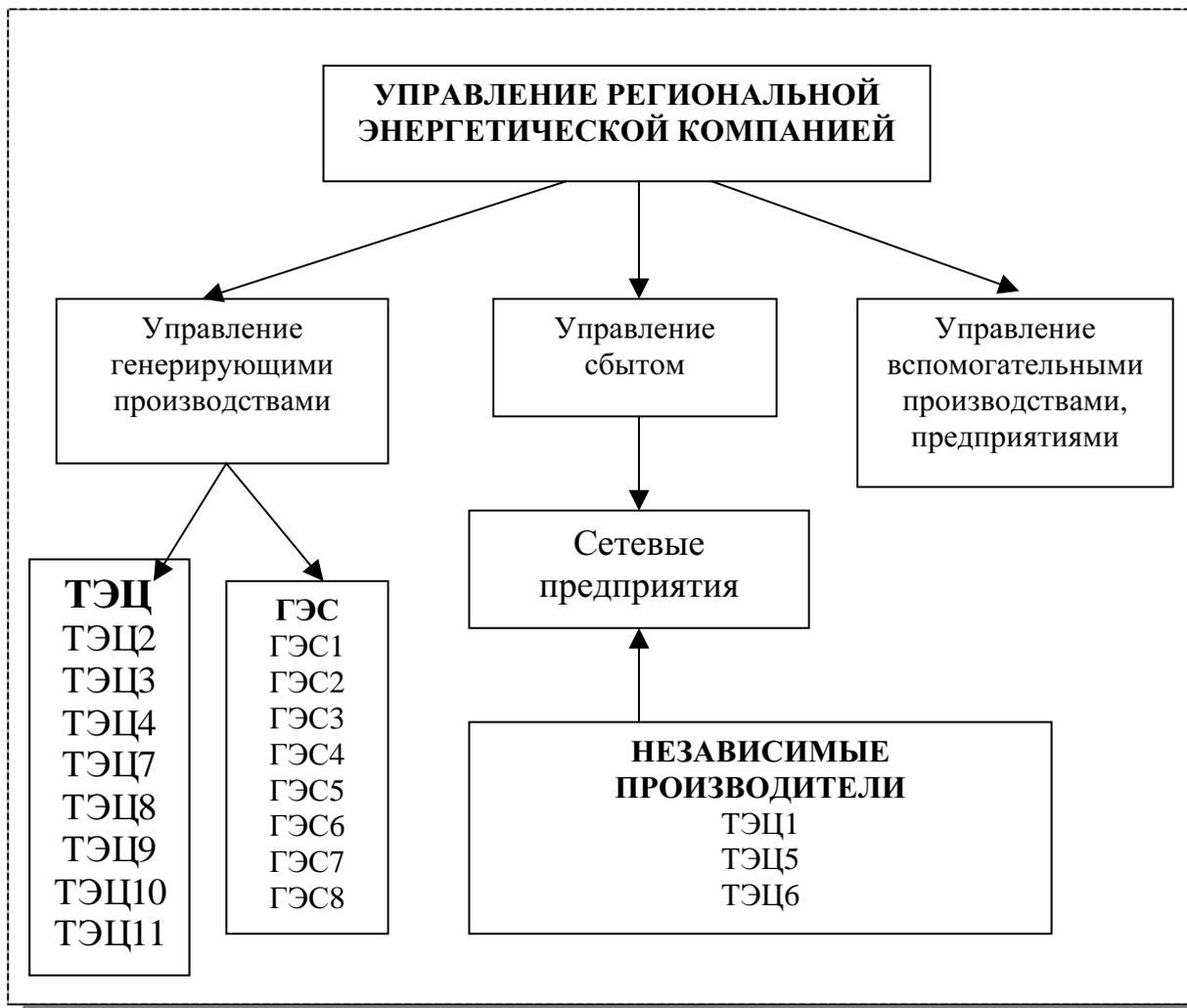


Рисунок 6. Модель независимых производителей

Модель «Единого закупщика» предполагает создание конкурентного рынка генерирующих компаний со сбытом находящимся под одной компанией, контролируемой государством. На рисунке 7 построена организационная структура регионального энергетического рынка по модели «Единого закупщика».

Конкурентный рынок генерирующих компаний означает выделение их из состава региональной энергетической компании.

Сетевые предприятия останутся в руках региональной энергетической компании с государственным контролем. Государство будет контролировать конечные цены, однако своя доля в тарифе (доля передающих компаний) составит 32,2% в соответствии с тарифной политикой в процессе реформирования энергетического сектора.

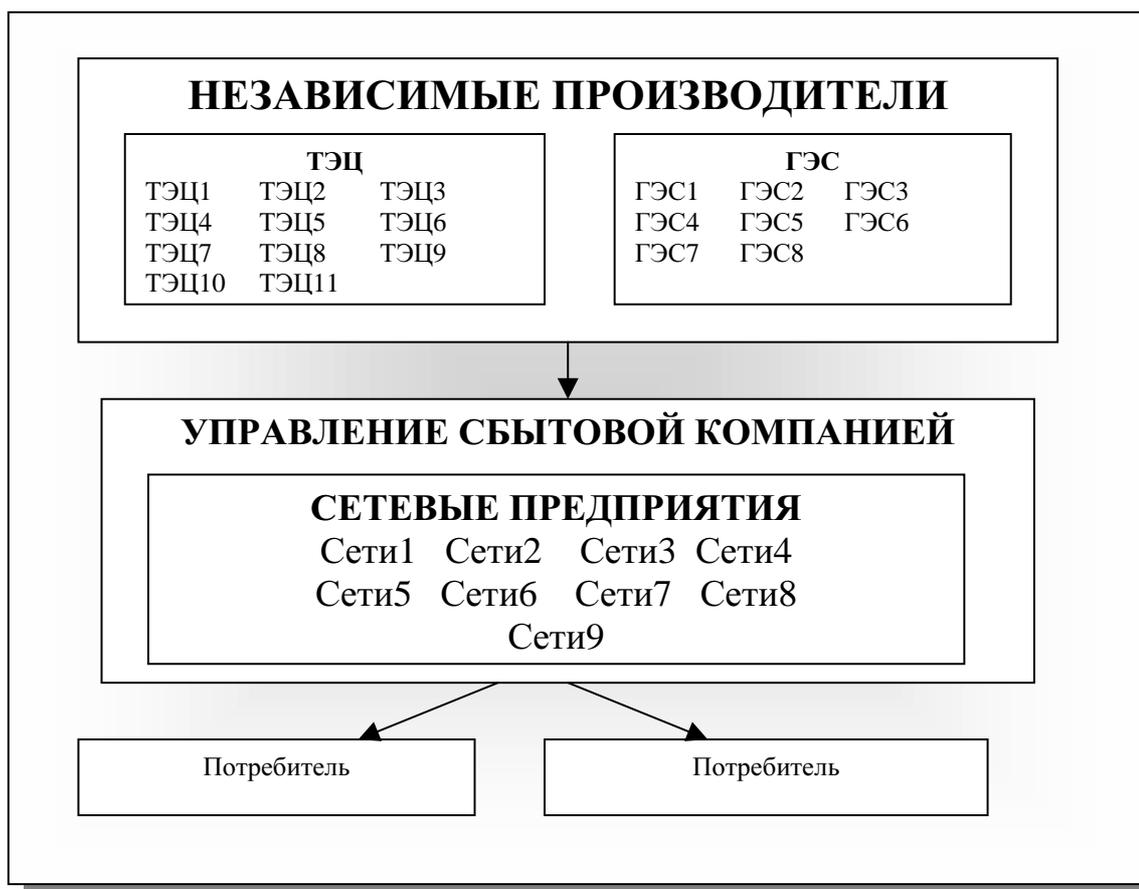


Рисунок 7. Модель «Единого закупщика»

Организационная структура энергетического рынка при конкурентной модели приведена на рисунке 8.

В конкурентной модели закладывается желаемый уровень рентабельности генерирующих мощностей. Рост цен на электроэнергию повлечет за собой очередной виток инфляции и в результате отрицательно отразится на финансовых результатах самой энергетики. «Конкурентная» модель является наиболее выгодной для генерирующих мощностей, но наименее выгодной для потребителей и для сбытовых компаний, т.к. рост цен на электро- и тепловую энергию приведет к повышению и так высокой дебиторской задолженности, что ухудшит финансовое состояние энергетического рынка в целом.

На основе выделенных моделей организации экономических отношений в энергетике и были сформированы отчеты по основным генерирующим и передающим мощностям, а также в целом по региональному энергетическому рынку (таблицы 3-6).

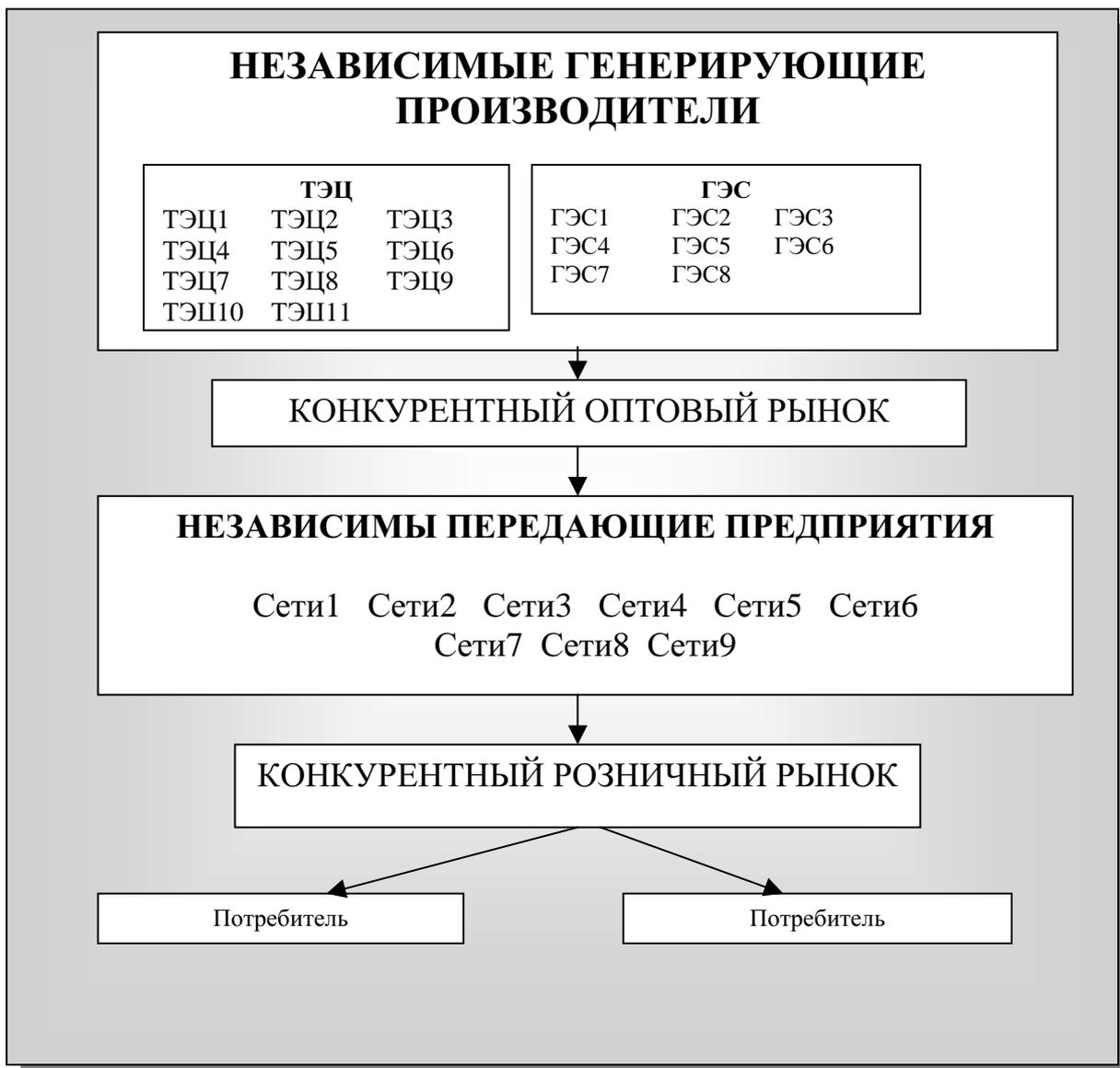


Рисунок 8. Конкурентная модель

Таблица 3

Результаты деятельности по вертикально-интегрированной модели

Показатель	ТЭЦ	ГЭС	МТЭЦ	ЭС	ВП+АУП	ИТОГО
Выручка	11397586	5804369	928568	2508967	0	20639490
Переменные затраты	6757703	466016	577457	354982	16227	8172385
Маржинальная прибыль	4639883	5338353	351110	2153985	-16227	12467104
Прямые постоянные	1586883	284383	271752	1668699	539432	4351150
Операционная прибыль центра	3052999	5053970	79358	485285	-555659	8115954
Рентабельность центра до налогообложения	36,6	673,5	9,3	23,98		64,8

Таблица 4

Результаты деятельности по модели независимых производителей

Показатель	ТЭЦ	ГЭС	МТЭЦ	ЭС	ВП+АУП	ИТОГО
Выручка	9732692	5804369	928568	2518619	0	18984248
Переменные затраты	5627121	466016	577457	356793	13955	7041343
Маржинальная прибыль	4105570	5338353	351110	2161826	-13955	11942905
Прямые постоянные	1043320	284383	271752	1666889	387993	3654337
Операционная прибыль центра	3062251	5053970	79358	494938	-401948	8288568
Рентабельность центра до налогообложения	45,9	673,5	9,3	24,5		77,5

Таблица 5

Результаты деятельности по модели единого закупщика

Показатель	ТЭЦ	ГЭС	МТЭЦ	ЭС	ВП+АУП	ИТОГО
Выручка	13097654	5804369	928568	6447330	0	26277921
Переменные затраты	6757703	466016	577457	354982	12001	8168160
Маржинальная прибыль	6339951	5338353	351110	6092347	-12001	18109761
Прямые постоянные	1824916	284383	271752	2002439	269152	4652642
Операционная прибыль центра	4515036	5053970	79358	4089908	-281153	13457119
Рентабельность центра до налогообложения	52,6	673,5	9,3	173,49		105,0

Таблица 6

Результаты деятельности по конкурентной модели

Показатель	ТЭЦ	ГЭС	МТЭЦ	ЭС	ВП+АУП	ИТОГО
Выручка	15937481	5804369	928568	6447330	0	29117748
Переменные затраты	7706863	466016	577457	354982	11156	9116475
Маржинальная прибыль	8230618	5338353	351110	6092347	-11156	20001273
Прямые постоянные	1571275	284383	271752	2169309	121686	4418405
Операционная прибыль центра	6659344	5053970	79358	3923038	-132842	15582868
Рентабельность центра до налогообложения	71,8	673,5	9,3	155,41		115,1

Таким образом, наилучшие результаты получились по конкурентной модели, однако свободное ценообразование на энергетическом рынке вызовет виток инфляции, а, следовательно увеличит рост, и так большой, дебиторской задолженности, поэтому наиболее экономически целесообразно применять

модель единого закупщика, где государство может регулировать цены на конечного потребителя.

В конце в соответствие с алгоритмом (рис.1), был рассчитан синтетический показатель устойчивости компании к реструктуризации по выделенным моделям экономических отношений, результаты которого приведены в таблице 7.

Таблица 7

Результаты расчета синтетического показателя устойчивости

Модель	Результат
Вертикально-интегрированная	0,01
Независимого производителя	0,12
Единого закупщика	0,25
Конкурентная	0,24

Как видно из таблицы, наилучший результат по данному показателю имеет модель «Единого закупщика», что говорит о наилучшем положении регионального энергетического рынка при применении данной модели экономических отношений.

Литература

1. Тутунджян А.К. Реструктуризация предприятий в условиях перехода к рыночной экономике: проблемы теории и практики. – М:Экономика, 2000.
2. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые нормативные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике".
3. Ерофеев А., Грановский Б. Как планировать реструктуризацию бизнеса// Управление компанией № 8, 2002. - с. 31-37.