

УДК 621.31.658.3

## РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ: ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Докт. экон. наук, проф. ПАДАЛКО Л. П., асп. СИДЛЯРЕВИЧ О. П.

*Белорусская государственная политехническая академия*

**1. Реформирование организационной структуры Белорусской электроэнергетики.** Основу структуры Белорусской энергосистемы составляют шесть производственных объединений энергетики (ПОЭ), входящих в состав государственного электроэнергетического концерна «Белэнерго». В настоящее время изучаются пути реформирования организационной структуры. Это реформирование предполагает отделение друг от друга функций производства, передачи и распределения электроэнергии на базе создания соответствующих энергетических компаний. Цель реформирования состоит в повышении эффективности функционирования энергетического сектора экономики страны на базе создания рыночной структуры.

Реформирование предполагает создание на базе 23-х электростанций, входящих в состав Белорусской энергосистемы, одной или нескольких генерирующих компаний. Изучались, в частности, возможности создания одной компании с включением в нее только 13 наиболее крупных электростанций, двух, трех и даже семи компаний с различными вариантами их территориального размещения. Возможны и другие варианты реформирования структуры, в частности путем наделения отдельных электростанций правами независимых источников энергии.

На базе производственных объединений энергетики после изъятия у них крупных электростанций и линий электропередачи основной электрической сети намечается создание энергоснабжающих распределительных компаний. Они должны заниматься эксплуатацией электросетевых объектов напряжением 0,4–110 кВ, находящихся на подведомственной им территории, и продажей энергии потребителям. В состав распределительных компаний будут входить также мелкие ТЭЦ и тепло-снабжающие системы.

Промежуточным звеном между генерирующими и распределительными компаниями, как показывает опыт других стран, осуществивших такое реформирование, является так называемая пул-компания. Она осуществляет покупку электроэнергии у генерирующих компаний и продажу ее распределительным. Кроме того, эта компания ответственна за эксплуатацию и оптимизацию режима основной электрической сети. В Белорусской энергосистеме предполагается эти функции возложить на нынешний центральный аппарат «Белэнерго». В его состав войдут опе-

раторы рынка и системы. Оператор рынка будет осуществлять покупку и продажу электроэнергии. Оператор системы будет ответствен за передачу электроэнергии по основной электрической сети.

Помимо генерирующих компаний, электроэнергия может продаваться также независимыми и входящими в состав распределительных компаний электростанциями. Они могут продавать электроэнергию напрямую, минуя оператора рынка, распределительным компаниям и потребителям, имеющим право выбора.

В новой структуре предполагается создание регулирующего органа, функции которого сводятся к защите интересов потребителей энергии, регулированию тарифов на энергию и др.

**2. Принципы экономических взаимоотношений в рыночной организационной структуре.** Реформирование организационной структуры предполагает разработку цены на электроэнергию:

отпускаемую генерирующей компанией на оптовый рынок электроэнергии;

продаваемую оператором рынка распределительным компаниям;

отпускаемую распределительными компаниями потребителям энергии.

Для лучшего уяснения сути предлагаемого подхода примем, что в новой структуре имеются по одной генерирующей и распределительной компании, а также промежуточный орган, который назовем передающей компанией, включающий в себя операторов рынка и системы.

Основой для формирования цены на электроэнергию, отпускаемую с шин электростанций, является себестоимость ее производства, вернее отпуска в сеть. Себестоимость производства 1 кВт·ч различна для разных электростанций. Представляется целесообразным в основу цены на электроэнергию, отпускаемую генерирующей компанией, закладывать средневзвешенную себестоимость отпуска в сеть 1 кВт·ч. Это объясняется тем, что все электростанции, работая параллельно, представляют собой по существу один общий источник энергии. Эта себестоимость определяется по формуле

$$C_{эз}^{св} = \sum_{i=1}^n C_{эз}^i \Theta_i / \sum_{i=1}^n \Theta_i, \quad (1)$$

где  $C_{эз}^i$  – себестоимость отпуска 1 кВт·ч в сеть от  $i$ -й электростанции;  $\Theta_i$  – количество отпущенной электроэнергии от  $i$ -й электростанции;  $n$  – число электростанций, входящих в состав генерирующей компании.

На базе данной себестоимости требуется определить средневзвешенный тариф на электроэнергию, продаваемую генерирующей компанией оператору рынка. Определение цены сводится к нахождению величины прибыли, добавляемой к себестоимости. В качестве исходной предпосылки для этого примем предположение, что суммарная прибыль в новой организационной структуре равна той величине прибыли, которую получала Белорусская энергосистема в целом до организационной реструктуризации. Условие соблюдения баланса прибыли может быть представлено в виде

$$C_r K_p^r + C_n K_p^n + C_p K_p^p = C_{эз}^{пол} K_p, \quad (2)$$

где  $C_r, C_p, C_{р}$  – себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии в соответствующих компаниях;  $K_r^r, K_r^p, K_r^p$  – коэффициенты рентабельности по себестоимости в соответствующих компаниях;  $C_{ээ}^{пол}$  – себестоимость полезного отпуска электроэнергии;  $K_p$  – коэффициент рентабельности энергосистемы до реструктуризации.

Искомыми в данной задаче являются коэффициенты рентабельности  $K_r^r, K_r^p, K_r^p$ , так как требуется найти способ распределения общей прибыли, определяемой из правой части данного уравнения, между тремя компаниями. Для решения этой задачи примем предположение, что на долю каждой компании приходится та часть общей прибыли, которая пропорциональна удельному весу себестоимости фазы производства, соответствующей данной компании, в себестоимости полезного отпуска электроэнергии.

Тогда прибыль для каждой компании будет равна

$$D_i = C_{ээ}^{пол} K_p \frac{C_i}{C_{ээ}^{пол}} = K_p C_i, \quad (3)$$

где  $C_i$  – себестоимость  $i$ -й фазы производства.

При соблюдении условия

$$\sum_{i=1}^3 C_i = C_{ээ}^{пол}.$$

Отсюда тариф на электроэнергию, отпускаемую генерирующей компанией, будет равен

$$T_r = C_r (1 + K_p).$$

Рассмотрим теперь методику расчета цены, по которой оператор рынка продает электроэнергию распределительным компаниям. Оператор рынка должен включить в свою себестоимость затраты оператора системы, связанные с передачей электрической энергии. Тогда себестоимость электроэнергии у оператора рынка можно представить в виде

$$C_{ор} = (T_r \mathcal{E}_r + C_{ор} + C_{ос}) / \mathcal{E}_r (1 - k_{пот}),$$

где  $\mathcal{E}_r$  – величина электроэнергии, покупаемой у генерирующей компании;  $T_r$  – тариф на электроэнергию;  $C_{ос}$  – затраты оператора системы, связанные с передачей электроэнергии;  $C_{ор}$  – затраты оператора рынка;  $k_{пот}$  – коэффициент потерь.

Тариф на электроэнергию, продаваемую оператором рынка распределительным компаниям:

$$T_{ор} = [T_r \mathcal{E}_r + (C_{ор} + C_{ос})(1 + K_p)] / \mathcal{E}_r (1 - k_{пот}).$$

Рассмотрим формирование цены на электроэнергию, продаваемую распределительной компанией потребителям.

До реструктуризации цена определялась как

$$T_{ээ} = C_{ээ}^{пол} (1 + K_p).$$

После реструктуризации цена на электроэнергию для потребителей остается прежней, но структура цены претерпевает изменения.

Себестоимость в распределительной компании определяется следующим образом:

$$C_{\text{ээ}^p} = (T_{\text{ор}} \Delta_{\text{пер}} + C_{\text{рк}}) / \Delta_{\text{отп}}^{\text{пол}},$$

где  $C_{\text{рк}}$  – эксплуатационные расходы по распределению энергии в распределительной компании.

Здесь

$$\Delta_{\text{отп}}^{\text{пол}} = \Delta_{\text{пер}} (1 - k_{\text{пот}}').$$

Тариф на электроэнергию

$$T_{\text{рк}} = [T_{\text{ор}} \Delta_{\text{пер}} + C_{\text{рк}} (1 + K_p)] / \Delta_{\text{отп}}^{\text{пол}}. \quad (4)$$

Если потребитель получает электроэнергию от независимых электростанций, минуя оператора рынка, то этот тариф будет равен

$$T_{\text{рк}} = [T_{\text{нэ}} \Delta_{\text{нэ}} + C_{\text{рк}} (1 + K_p)] / \Delta_{\text{отп}}^{\text{пол}}.$$

Если в состав распределительных компаний входят небольшие ТЭЦ, то в эксплуатационные расходы следует включать также затраты на этих ТЭЦ, относящиеся к отпуску электроэнергии.

Следует иметь в виду следующее. В составе Белорусской энергосистемы имеется шесть распределительных компаний. Тариф, формируемый оператором рынка для них, может быть одинаковым для всех РК. Но эксплуатационные затраты внутри каждой компании будут различаться, и поэтому тарифы на полезно отпущенную электроэнергию будут несколько разными для разных компаний.

**Пример расчета**, поясняющий суть предлагаемого метода для условной энергосистемы и включающий в себя по одной генерирующей, передающей (оператор рынка) и распределительной компании.

Тариф в энергосистеме до ее реструктуризации – 4 цента/(кВт·ч).

Значения себестоимости по фазам производства:

$C_{\text{г}} = 3$  цента/(кВт·ч);  $C_{\text{п}} = 0,1$  цента/(кВт·ч);  $C_{\text{р}} = 0,6$  цента/(кВт·ч).

Прибыль  $4 - (3 + 0,1 + 0,6) = 0,3$  цента/(кВт·ч).

Коэффициент рентабельности

$$K_p = 0,3 / (4 - 0,3) = 0,08108.$$

Тарифы для компаний:

$$T_{\text{к}} = 3 (1 + 0,08108) = 3,243 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч});$$

$$T_{\text{п}} = 3,243 + 0,1 (1 + 0,08108) = 3,35 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч});$$

$$T_{\text{р}} = 3,35 + 0,6 (1 + 0,08108) = 4,0 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Себестоимость в компаниях:

$$C_{\text{гк}} = 3 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \quad C_{\text{пк}} = 3,243 + 0,1 = 3,343 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч});$$

$$C_{\text{рк}} = 3,35 + 0,6 = 3,95 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Прибыль, получаемая в соответствующих компаниях:

$$\begin{aligned}D_{ГК} &= T_{Г} - C_{ГК} = 3,243 - 3 = 0,243 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \\D_{ПК} &= T_{П} - C_{ПК} = 3,35 - 3,343 = 0,007 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \\D_{РК} &= T_{Р} - C_{РК} = 4 - 3,95 = 0,05 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).\end{aligned}$$

Сумма этих прибылей

$$0,243 + 0,007 + 0,05 = 0,3 \text{ цента}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$$

равна общей прибыли энергосистемы до ее реструктуризации.

Коэффициент рентабельности по компаниям:

$$\begin{aligned}K_{p,Г} &= 0,243/3 = 0,081 \quad (8,1 \ %); \\K_{p,П} &= 0,007/3,343 = 0,00209 \quad (0,209 \ %); \\K_{p,Р} &= 0,05/3,95 = 0,0126 \quad (1,26 \ %).\end{aligned}$$

Как видно из результатов расчета, наибольшую рентабельность и наибольшую абсолютную величину прибыли имеет генерирующая компания. Это соответствует принятому ранее предположению о различном вкладе разных фаз производства в создание прибыли. Поскольку топливные затраты в энергосистеме могут достигать 80 % всей себестоимости полезного отпуска электроэнергии, ясно, почему основная часть прибыли приходится на генерирующую компанию. Для выплаты налоговых отчислений от прибыли с точки зрения государства не имеет значение то, от какой компании эти налоги начислены, и какая была принята новая организационная структура. Главное, чтобы государство не понесло потерь от реструктуризации. Однако оставшаяся часть прибыли после выплаты налогов используется компаниями для совершенствования и развития производства, социального и материального стимулирования. Реальные потребности компаний в этих средствах могут не соответствовать принятому распределению прибыли. Поэтому должна быть изучена реальная потребность в этих средствах, и с учетом этого скорректировано распределение прибыли.

**3. Методы тарифообразования на оптовые продажи и покупки электроэнергии.** Излагая принципиальные основы формирования тарифов, мы исходили из средневзвешенного тарифа на электроэнергию. Между тем режим работы энергосистемы изменяется как в течение года, так и в течение суток. Затраты на производство 1 кВт·ч также изменяются. В этой связи возникает проблема выбора вида и дифференциации тарифа во времени для каждой энергетической компании.

Для генерирующей компании возникает вопрос о целесообразности дифференциации значений тарифов по сезонам года. Это обуславливается различием затрат на производство энергии и, прежде всего, топливных, составляющих до 90 % и более в составе себестоимости производства электроэнергии. Это различие объясняется также изменением в течение года удельного веса теплофикационной выработки электроэнергии. Может быть принята также дифференциация тарифов по зонам суток из-за различия затрат на производство энергии, так как в период пика нагрузки к работе подключаются наименее экономичные агрегаты. Дифференциация тарифов по времени необходима также и потому, что

они покажут, когда выгоднее получать электроэнергию извне республики, а когда — от собственных электростанций.

В соответствии с опытом других стран, перешедших на рыночные формы хозяйствования в энергетике, для денежных расчетов за покупаемую у генерирующей компании электроэнергию предлагается использовать многоставочный тариф. Его основным компонентом является оплата за мощность и энергию.

Оплата за мощность призвана компенсировать условно-постоянные затраты и обеспечить получение прибыли в генерирующей компании. Плата за энергию должна компенсировать затраты на топливо.

Ставки оплаты за мощность и энергию должны дифференцироваться по месяцам с учетом реальных условно-постоянных и переменных затрат генерирующей компании. Скажем, в зимний период увеличивается выработка электроэнергии по теплофикационному режиму, и, следовательно, удельный расход топлива снижается. Поэтому зимой ставка оплаты за энергию будет ниже, чем в другой период года. Годовой размер оплаты определяется как сумма помесечных оплат.

Дальнейшим развитием данного подхода является дифференциация ставок в пределах суток, которая может осуществляться по временным зонам суточного графика электрической нагрузки, а при более уточненном подходе — по каждому часу суток. В последнем случае обеспечивается возможность конкуренции генерирующих компаний друг с другом и другими поставщиками энергии. Осуществление оплаты за энергию для каждого часа дает возможность оператору рынка на конкурентной основе покупать электроэнергию у нескольких ее поставщиков.

Оператор рынка должен с каждой из генерирующих компаний заключать договор на оптовую поставку мощности. Суммарная договорная мощность должна обеспечить покрытие спроса на мощность со стороны потребителей в период максимума нагрузки. Согласно этому договору каждой генерирующей компании гарантируется компенсация условно-постоянных затрат и образование прибыли. Фактическое получение энергии от каждой компании будет осуществляться на основе конкуренции между ними по текущим значениям переменных ставок. Это означает, что в каждый момент времени генерирующая компания должна выставить свою цену. Оператор рынка отдает предпочтение той компании, у которой цена ниже.

При указанном принципе установления ставок возникает вопрос: будет ли генерирующая компания заинтересована в увеличении выработки электроэнергии, если оно не сказывается на улучшении экономических показателей ее работы. Думается, что отсутствие этой заинтересованности не должно быть, так как каждая компания выставляет заявленную мощность, что гарантирует выработку необходимого количества энергии. При невыполнении этого условия компания будет нести экономические потери из-за недоплаты по основной ставке. При наличии в составе генерирующих компаний специальных маневренных источников, имеющих сравнительно небольшую выработку электроэнергии, применение данного способа оплаты гарантирует экономическую выгодность работы в энергосистеме таких источников.

Предположим, что, помимо генерирующих компаний, поставка электроэнергии осуществляется из-за пределов республики. Если она необходима для соблюдения условия баланса мощности, то величина этой поставки определяется вне рамок какой-либо конкуренции. В договоре

с этим внешним поставщиком оговаривается величина передаваемой мощности, которая может оплачиваться по одноставочному тарифу. Если же данная энергосистема является самобалансирующейся, то величина передаваемой мощности определяется из экономических соображений на основе конкуренции. Если для внешней поставки установлен одноставочный тариф, то он сравнивается с ценой генерирующей компании. Это сравнение производится для всего временного периода суточного графика нагрузки. В тех временных точках, в которых цена на внешнюю энергию ниже, чем у генерирующих компаний, осуществляется передача энергии извне. Такие расчеты должны быть проведены заранее, при планировании работы энергосистемы, и на их основе заключается договор на поставку энергии извне. Если в результате таких расчетов выясняется экономическая выгода получения энергии извне, то тем самым снижается предусматриваемая в договоре с генерирующими компаниями поставляемая ими мощность и, следовательно, размер оплаты по постоянной ставке.

При появлении какого-либо независимого источника, не предусмотренного ранее и предлагающего свою энергию на энергорынок, цена ее должна сравниваться с переменной ставкой генерирующих компаний. Если она меньше данной ставки, то экономически выгодно получение энергии от этого источника. Если же она больше этой ставки и меньше цены от генерирующей компании, то получение энергии от этого источника становится выгодным при разработке плана работы энергосистемы.

Дальнейшим развитием данного подхода является применение многоставочных тарифов на электроэнергию. Целесообразность применения таких тарифов обусловлена существованием трех видов электроэнергии: базовой, полупиковой и пиковой. В соответствии с этим существует дифференциация источников питания по назначению. Базовая — это теплофикационная электрическая мощность ТЭЦ, ее вынужденная конденсационная мощность и вынужденная мощность КЭС. Удельный вес мощности ТЭЦ в установленной мощности энергосистемы составляет 53 %, а удельный вес теплофикационной мощности в рабочие сутки зимнего периода — 35–40 %. Вынужденная мощность таких КЭС, как Лукомльская и Березовская может быть принята на уровне 50 % от установленной мощности, а при наличии неработающих агрегатов — меньше. Таким образом, вынужденная генерирующая мощность, предназначенная для покрытия базовой нагрузки, составляет достаточно большую величину. Удельный вес базовой мощности в суточном графике электрической нагрузки рабочих суток составляет примерно 65 %. При максимальной нагрузке, равной в декабре 1999 г. 6400 МВт, абсолютная величина базовой нагрузки составляет 4160 МВт. И только  $6400 - 4160 = 2240$  МВт относятся к полупиковой и пиковой нагрузкам. Граница между полупиковой и пиковой нагрузками условна. В Белорусской энергосистеме нет специальных пиковых источников. Роль пиковых и полупиковых выполняют свободные (не вынужденные) мощности КЭС и конденсационные мощности ТЭЦ. Поэтому для Беларуси эти два вида мощностей могут быть объединены в один и называться, скажем, переменной мощностью. Исходя из этого можно сказать, что ТЭЦ и КЭС участвуют в производстве и конкуренции по двум видам электроэнергии: базовой и переменной.

Общая величина поставляемой на рынок базовой мощности не может быть больше величины базовой нагрузки энергосистемы. Когда она меньше, тогда к покрытию базовой нагрузки привлекаются переменные (маневренные) мощности энергосистемы. В то же время следует учитывать специфику вынужденных генерирующих мощностей, являющихся базовыми по своему назначению. Если рассматривать КЭС с заданным составом включенного оборудования, то вынужденная мощность не может опуститься ниже какой-либо величины, например 50 % установленной мощности всего включенного оборудования. Надо заметить, что для КЭС допустима возможность кратковременной остановки части включенного оборудования, что приводит к снижению вынужденной мощности. Так, например, на Лукомльской КЭС в ночное время и выходные сутки практикуется остановка одного или двух агрегатов. Таким образом, вынужденная мощность КЭС не является строго постоянной, ее величина может снижаться в ночное время и выходные сутки. Эта мера часто используется для облегчения прохождения ночного минимума электрической нагрузки. В то же время эти кратковременные остановки трудно технически осуществимы и сопровождаются поломкой оборудования, снижением надежности его работы и др. Однако при заданном составе работающего оборудования вынужденная мощность КЭС является постоянной величиной.

Вынужденная мощность ТЭЦ обуславливается вентиляционными пропусками пара в конденсаторы турбин и теплофикационной электрической мощностью, зависящей от тепловой нагрузки. Суточный график тепловой нагрузки является неравномерным. Производственная нагрузка может изменяться в течение суток. Отопительная нагрузка регулируется в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплофикационная электрическая нагрузка может в определенной мере регулироваться путем вытеснения отборов турбин за счет редуционно-охладительных установок. Однако такие возможности регулирования экономически невыгодны и весьма ограничены.

Для Белорусской энергосистемы характерно то, что все ее тепловые электростанции являются поставщиками одновременно базовых и маневренных мощностей. Поэтому в генерирующей компании можно выделить два указанных вида мощности и энергии. В соответствии с этим оплата генерирующим компаниям может быть представлена в виде

$$\Pi = a_6 P_6 + a_n P_n + b_6 \Delta_6 + b_n \Delta_n,$$

где  $a_6$ ,  $a_n$  — ставки соответственно за базовую и переменную мощности;  $b_6$ ,  $b_n$  — то же, за базовую и переменную энергию.

Ставки за переменную энергию могут быть не постоянными величинами, а дифференцироваться по часам суток, что позволяет организовать конкуренцию между поставщиками энергии.

Тарифная оплата за энергию генерирующим компаниям служит основой формирования тарифа, по которому оператор рынка будет продавать электроэнергию распределительным компаниям. Эта оплата может осуществляться на основе приведенных выше многоставочных тарифов с добавлением затрат и прибыли оператора рынка, а также оператора системы. Эти затраты относятся к условно-постоянным и могут быть просто добавлены к затратам оператора рынка на покупку энергии или тарифным ставкам за базовую и переменную мощности.

Что касается цены для конечных потребителей энергии, то она формируется добавлением к предыдущим затратам затрат и прибыли распределительных компаний. Виды тарифов для потребителей остаются прежними (одноставочные с дифференциацией по группам потребителей, двухставочные, позонные), важно лишь, чтобы средневзвешенная величина тарифа соответствовала реальному доходу, получаемому распределительной компанией.

Если в состав распределительной компании входят собственные электростанции, в основном это мелкие ТЭЦ, то затраты этих станций, относящиеся на электроэнергию, также должны быть учтены в затратах РК. Если РК получает электроэнергию от независимых электростанций, минуя оператора рынка, то оплата этим станциям может осуществляться по многоставочному тарифу, со ставками за мощность и энергию.

Для обеспечения перехода к новой организационной структуре в электроэнергетическом концерне предусмотрен ряд мероприятий, в частности это касается разделения общих затрат при производстве, передаче и распределении энергии. В настоящее время в отчетных данных производственных объединений энергетики затраты и результаты производственно-хозяйственной деятельности приводятся в целом по ПОЭ, без разделения их по производственным фазам: производство, передача и распределение. Ставится задача организовать учет с дифференциацией по видам деятельности наряду с существующим учетом. В частности, в электрических сетях нет разделения затрат по линиям электропередачи различного назначения. Поэтому ставится задача производить отдельный учет по линиям электропередачи и трансформаторным подстанциям напряжением 220 кВ и выше (передача энергии) и напряжением 110 кВ и ниже (распределение энергии). Должно быть произведено также разделение стоимости основных фондов, различных налоговых и других отчислений и пр. Это поможет до юридического оформления реструктуризации провести имитирование работы энергосистемы Беларуси в условиях рыночной организационной структуры.

Рассмотренные вопросы не исчерпывают всех проблем рыночного реформирования Белорусской электроэнергетики. Важным представляется углубление конкуренции путем доведения ее до каждой электростанции. Это требует разработки такого экономического механизма генерирующей компании, который позволил бы каждой электростанции осуществлять поставку электроэнергии на конкурентной основе. Не исключается такая структура, при которой роль генерирующей компании будет выполнять отдельная электростанция.

#### Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Б а р и н о в В. А. Вопросы организации электроэнергетики: Приватизация, координация, конкуренция // Электрические станции. — 1993. — № 8.
2. Д ь я к о в А. Ф., Ж у к о в В. В. Задачи внедрения эффективного менеджмента в электроэнергетике // Электрические станции. — 1996. — № 8.
3. Д е н и с о в В. И. и др. Концептуальные положения организации конкурентного рынка в электроэнергетике // Электрические станции. — 1997. — № 9.
4. E r d m a n n G. Lessons from Restructuring of the Energy sector in East Germany // European Energy Markets. Conference Proceedings. The Integration of Central European Baltic and Balcan Countries in the European Economy, Vienna, 2–4 July 1997.

Представлена кафедрой  
экономики и организации  
энергетики

Поступила 27.07.2000