

дитом счетов 02 «Амортизация основных средств» и 05 «Амортизация нематериальных активов».

В случаях начисления амортизации по объектам, переданным сторонним организациям по договорам безвозмездного пользования, по объектам, находящимся в структурных подразделениях организации, в обслуживающих производствах и хозяйствах организации, и по этим причинам нем не участвующим в предпринимательской деятельности, учет осуществляется по дебету счета 92 «Внереализационные доходы и расходы» в корреспонденции с кредитом счетов 02 «Амортизация основных средств» и 05 «Амортизация нематериальных активов».

При превышении начислений за год суммы амортизационных отчислений с учетом их ежемесячной индексации над суммой амортизации, полученной по результатам переоценки основных средств, на величину превышения делается сторнировочная запись по дебету счетов 20 «Основное производство», 23 «Вспомогательные производства», 25 «Общепроизводственные расходы», 26 «Общехозяйственные расходы», 29 «Обслуживающие производства и хозяйства», 44 «Расходы на реализацию» в корреспонденции с кредитом счета 83 «Добавочный фонд».

Правильно выбранный метод начисления амортизации позволяет регулировать себестоимость и, соответственно, результаты производственно-хозяйственной деятельности организации.

Литература

1. Филипенко, Л.Н. Бухгалтерский учет в условиях нового Типового плана счетов. В 3-ч. Ч. 3. Бухгалтерский и налоговый учет. Состав затрат. Практическое пособие. – Мн., 2005.

УДК 338.45:621.31

ОСОБЕННОСТИ КОНКУРЕНЦИИ В ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Заборовский А.М.

Научный руководитель – д-р экон. наук, профессор ПАДАЛКО Л.П.

Белорусская электроэнергетика является одним из мировых лидеров в области когенерации, уступая лишь Дании, где удельный вес выработки тепла в теплофикационном цикле превышает 70 % (при 50 % в Беларуси) при равной доле теплофикационной выработки электроэнергии. Международные сопоставления на основе данных из [1–4] показали, что значительна роль когенерации в энергосистемах Финляндии, Латвии, Казахстана. В некоторых регионах Российской Федерации структура региональных энергосистем схожа с белорусской. В большинстве стран Западной Европы широкому внедрению когенерационных энергоустановок препятствует ограниченная емкость рынка тепла, вызванная, прежде всего, отсутствием продолжительного отопительного периода в связи с относительно высокой среднегодовой температурой. Отличительной особенностью таких стран является стремление максимально увеличить покрытие спроса на тепло за счет его когенерационной выработки. Такую стратегию отлично иллюстрирует пример Германии, где доля тепла от ТЭЦ на рынке более 80 %, при удельном весе теплофикационной выработки электроэнергии менее 20 %. **Энергосистемы в которых доля когенерационной выработки электроэнергии более 30 % мы будем называть теплофикационными.** Выделение таких энергосистем в отдельную группу вызвано их особыми характеристиками, обусловленными спецификой работы ТЭЦ. Как следствие этого, модель конкурентного энергетического рынка, которая, является адекватной для

энергосистем с доминированием монопродуктовых энергокомпаний (пусть даже подавляющее большинство из них будут тепловыми) оказывается непригодной для надежного и экономичного функционирования теплофикационной энергосистемы на базе вертикально-дезинтегрированных энергокомпаний. Хотя сам факт существования конкуренции на рынках тепловой и электрической энергии в Финляндии, Казахстане, Латвии свидетельствует о принципиальной возможности создания конкурентных энергорынков в теплофикационных энергосистемах.

ТЭЦ в отличие от электростанций всех других видов одновременно присутствует на двух рынках: электрической энергии и тепла, то есть является бипродуктовой компанией, в то время как все другие электростанции – монопродуктовые. Учитывая, что энергия не складывается, необходимым условием функционирования ТЭЦ является одновременное достижение равновесия на этих двух рынках, каждый из которых характеризуется собственной эластичностью спроса и предложения. Рынок тепловой энергии может функционировать только лишь как розничный рынок в силу территориальной ограниченности экономически оправданных зон централизованного теплоснабжения и систем децентрализованного производства тепловой энергии. Широкое использование когенерационной технологии не всегда влечет за собой централизацию теплоснабжения, которое подразумевает отпуск тепловой энергии с коллекторов нескольких источников тепла в общую тепловую сеть. Однако особенностью советской энергетической стратегии был чрезмерный упор на концентрацию и централизацию энергоснабжения, что практически не позволяло развиваться схемам децентрализованного энергоснабжения. В результате в странах входивших ранее в СССР, ТЭЦ имеют значительные установленные электрические и тепловые мощности, что делает их крупными игроками на рынках, когда в Западной Европе на много больше доля мини-ТЭЦ, работающих на местных видах топлива и поставляющих тепло локальным потребителям. Очень капиталоемкая и не всегда экономически оправданная стратегия централизации теплоснабжения на базе когенерации привела к неблагоприятной структуре рынков тепла в странах СНГ. Стремление снизить затраты на сооружение централизованных систем транспорта теплоты приводило к применению при строительстве тепловых сетей ненадежных конструкций теплоизоляционной и антикоррозионной защиты труб. В результате сегодня система транспорта тепловой энергии оказалась неэкономичной и аварийной, не дающей возможность бытовым потребителям тепла регулировать качественные характеристики покупаемых услуг.

Технологические особенности работы ТЭЦ таковы, что объем выработки электрической и тепловой энергии не являются независимыми [5, 6]. Таким образом, стратегическое поведение ТЭЦ на рынке электроэнергии жестко детерминировано конъюнктурой рынка тепла. Для государств, входивших ранее в СССР, на рынке тепла можно говорить о конкуренции между схемой централизованного теплоснабжения от ТЭЦ и решениями, основанными на различных схемах децентрализованного производства энергии собственными энергоисточниками потребителей. Децентрализованное производство может быть как комбинированным, например, на базе газомоторных установок или электрогенерирующих установок в котельных, так и раздельным. Если указанные источники вводятся потребителями, то этим самым создается конкурентное давление на рынок тепловой энергии со стороны локальных источников и потеря ТЭЦ части тепловой нагрузки. Задача ТЭЦ состоит в том, чтобы предотвратить ввод таких источников. Это может быть обеспечено за счет понижения тарифа на тепловую энергию и установления его на таком уровне, при котором экономическая эффективность инвестиционных затрат потребителя на сооружение собственного источника снизится и он может отказаться от его сооружения. Если же локальный источник существует или уже введен, то ТЭЦ конкурировать с ним будет очень трудно, так как, во-первых, он

расположен значительно ближе к потребителю и, во-вторых, он не продаёт тепло, а отпускает его по себестоимости потребителю, в ведении которого он находится. Учитывая, что наиболее экономичным является режим работы ТЭЦ с номинальными тепловыми и электрическими нагрузками и минимальном пропуске пара в конденсатор (для турбин с отборами пара), то потеря части тепловых нагрузок приводит к существенно перерасходу топлива на ТЭЦ, повышению себестоимости генерации энергии и ускоренному износу энергооборудования.

Таким образом, особенностями конкуренции в белорусской энергосистеме, детерминированными большим удельным весом когенерационных мощностей, являются:

– ограниченные возможности конкуренции на оптовом рынке электроэнергии в связи с высоким удельным весом вынужденной электрической мощности ТЭЦ и крупных КЭС на стороне предложения, что, в результате, приводит к незначительному объёму свободной мощности, загрузка которой происходит на оптовом рынке на конкурентной основе;

– сезонная специфика конкуренции на оптовом рынке электроэнергии. В осенне-зимний период, когда увеличивается предложение дешевой электроэнергии от ТЭЦ, выработанной по вынужденному теплофикационному циклу, ценообразующими, замыкающими баланс энергосистемы на рынке являются конденсационные мощности КЭС. В весенне-летний период, напротив, конденсационные мощности ТЭЦ будут ценообразующими, замыкающими баланс энергосистемы;

– высокая зависимость рыночных цен на электрическую и тепловую энергию от выбора метода разнесения эффекта от комбинированного производства между двумя видами энергии, который используют на ТЭЦ, и, в случае свободного выбора метода, возникновение у ТЭЦ возможности для стратегического ценообразования на рынке электрической энергии;

– появление у ТЭЦ стимула к ценовой дискриминации потребителей тепла с низкой эластичностью спроса и, при отсутствии государственного регулирования, широкое использование перекрестного субсидирования между видами энергии, особенно в условиях централизованного теплоснабжения, и высокомонополизированной структуры рынка тепла (в случае присоединения к тепловым сетям одного теплоисточника);

– сильная взаимная зависимость рынков электрической и тепловой энергии и необходимость синхронного реформирования систем электро- и теплоснабжения, выбора совместимых моделей конкуренции на обоих энергорынках.

Таким образом, модель белорусского конкурентного оптового рынка электрической энергии должна учитывать теплофикационный характер национальной энергосистемы и предусматривать достижение одновременного экономического равновесия на рынках электрической и тепловой энергии.

В результате выявления специфики конкуренции в белорусской энергосистеме, можно сделать следующие выводы и предложить механизмы, обеспечивающие эффективность конкурентной модели белорусского оптового электроэнергетического рынка:

– модель рынка с типовым дизайном «единый закупщик» (single buyer) [7] является одинаково приемлемой, как для рынка электрической энергии, так и для рынка тепла. Она обеспечивает синхронность и совместимость реформ энергорынков. Для внедрения этой модели необходимо отделение энергетических сетей от генерации и создание генерирующих, передающей, и распределительно-сбытовых энергокомпаний, отвечающих за энергоснабжение потребителей;

– ТЭЦ должны иметь права заключения прямых двусторонних кратко- и долгосрочных договоров, как непосредственно с единым закупщиком на локальных рынках тепла, так и с единым закупщиком на оптовом рынке электроэнергии, на котором ТЭЦ

могут также участвовать в спотовых торгах по незаконтрактованным объемам мощности;

– КЭС обязаны поставлять мощность на оптовый рынок и участвовать в спотовых торгах, возможно заключение долгосрочных двусторонних договоров с «единым закупщиком» не более чем на объем вынужденной конденсационной мощности;

– каждая ТЭЦ должна иметь возможность самостоятельно выбирать метод разделения эффекта от комбинированного производства, основываясь на конъюнктуре рынков тепловой и электрической энергии. Необходимым условием для этого является возможность изменять выбранный метод в оговоренных законом случаях, в том числе и в начале каждого календарного года.

Литература

1. Coming in from the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies. IEA Report. OECD/IEA. – Paris. – 2004.
2. Energy Balances of OECD Countries. 2001–2002. – OECD/IEA, 2004.
3. Energy Balances of non-OECD Countries. 2001–2002. – OECD/IEA, 2004.
4. Electricity information – 2004. IEA Report. OECD/IEA. – Paris. – 2004.
5. Падалко, Л.П., Пекелис, В.Г. Экономика электроэнергетических систем. – Мн.: Высшая школа, 1985.
6. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплоснабжения и теплоснабжения. – Мн.: Адукацыя і выхаванне, 2002.
7. Заборовский, А.М. Модели организации электроэнергетики // Актуальные проблемы электроэнергетики: тез. докл. 59-й науч.-техн. конф. студентов и аспирантов / БНТУ. – Мн., 2003. – С. 73–74.

УДК 621.311

ИЗ ОПЫТА РАБОТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОЙ НА ОАО «ГОМЕЛЬДРЕВ»

Курс Е.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент СПАГАР И.Н.

На котельной ОАО «Гомельдрев» установлены следующие паровые котлы: ДКВР-10/23 – с 1974 года; ДЕ-25/14 – с 1984 года; ДКВР-20/23 – с 1970 года; ТП-20/39 – с 1955 года; ДКВР-20/23 – с 1971 года.

В силу давности установки паровых котлов, эксплуатация последних ведется на пониженных параметрах с максимальным давлением до 14 кгс/см^2 (абс). Параметры пара, отбираемого из коллектора котельной на технологию составляют $5\text{--}5,2 \text{ кгс/см}^2$ (абс.) На практике же котлы эксплуатировались при давлениях задаваемых потребителями технологии. Такая эксплуатация являлась неэкономичной за счет: снижения к.п.д. (нетто) котла, увеличенному расходу электроэнергии на привод механизмов собственных нужд (до 30 %). Вместе с тем возникала необходимость вводить поправки на параметры, которые при снижении давления превышали массовые расходы пропорционально корню квадратному от отношений удельных объемов пара, а также увеличивался капельный унос котловой воды.

При выборе ТГУ рассматривались два основных альтернативных варианта:

Вариант 1. Установка одного турбогенератора типа «Кубань 0,75» ТГ-0,75-А/0,4-Р13 (с производства ОАО «Калужский турбинный завод», РФ).

Вариант 2. Установка трех турбогенераторов «Двина» типа Р-0,25-13-250/5 производства ООО «Научно-технический центр энергооптимальных технологий, РБ. Технические характеристики обеих ТГУ представлены в таблице 1.