

Снижение тарифов на электроэнергию на основе модернизации системы энергоснабжения

Тарифы на электроэнергию для промышленности в Беларуси – одни из самых высоких в Европе. Так, тариф для одноставочных потребителей, установленный с 01.01.2014 г., составляет 13,76 цент./кВт·ч, а для двухставочных потребителей он может составлять от 13 до 18 цент./кВт·ч, в зависимости от количества часов использования максимальной нагрузки. Столь высокие значения тарифа можно частично объяснить наличием перекрестного субсидирования между промышленностью и населением. Для последнего установлены пониженные тарифы – 7,8 цент./кВт·ч.

В настоящее время проводится работа по упразднению перекрестного субсидирования, чтобы к 2016 г. выйти на такой тариф для населения, который компенсировал бы затраты энергосистемы на производство, передачу и распределение электроэнергии. Тариф должен быть доведен до уровня себестоимости полезно отпущенной электроэнергии. Это несколько снизит тариф для промышленности, однако радикального снижения не произойдет, поскольку промышленность потребляет около 50 %, а население только 20 % всей электроэнергии. В западных странах тариф для населения примерно в 1,5–2 раза выше тарифа для промышленности. В Беларуси такое соотношение в ближайшей перспективе маловероятно.

До перестройки в бывшем СССР тариф для населения (4 коп./кВт·ч) был примерно в два раза выше среднего тарифа для промышленности. Основной резерв для снижения – уменьшение затрат на топливо, сжигаемое на тепловых электростанциях. Это можно обеспечить за счет применения более эффективных технологий производства и распределения энергии, а также замещения природного газа как основного вида топлива в энергосистеме другими видами первичных энергоресурсов [1].

Заметим, что природный газ останется доминирующим топливом до ввода в 2021 г. АЭС на полную мощность. Белорусская АЭС мощностью 2 340 МВт обеспечит годовую выработку электроэнергии в размере примерно 17 млрд кВт·ч [2]. При прогнозируемой годовой потребности в электроэнергии в размере 42 млрд кВт·ч в 2021 г. удельный вес АЭС в обеспечении страны электроэнергией составит около 40 %.

До момента ввода атомной электростанции основное влияние на себестоимость полезного отпуска электроэнергии и, следовательно, среднего тарифа будет оказывать цена природного газа, поэтому нужно искать пути снижения затрат. Это будет важно и после ввода АЭС, так как природный газ сохранит свое доминирующее положение, хотя и в меньшей мере.

Сегодня фактически 50 % всей электроэнергии производится на КЭС – Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5. С учетом ввода трех парогазовых блоков на этих объектах средний удельный расход топлива на КЭС можно принять равным около 0,3 кг у.т./кВт·ч. Учитывая 10 % потерь электроэнергии в сетях, удельный расход топлива по отношению к полезному отпуску электроэнергии составит $0,3 / 0,9 = 0,333$ кг у.т./кВт·ч. При цене топлива в 200 долл./т у.т. топливная составляющая себестоимости полезного отпуска от КЭС составит 6,66 цент./кВт·ч. Принимая во внимание, что удельный вес затрат на топливо в общих затратах энергосистемы на сегодня составляет 72 %, получаем величину себестоимости полезного отпуска от КЭС в размере $6,66 / 0,72 = 9,25$ цент./кВт·ч. При нынешнем экономическом методе разделения затрат на ТЭЦ, используемом для ценообразования на энергию, удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч теплофикационной электроэнергии может быть принят равным 0,32 кг у.т./кВт·ч. При тех же исходных условиях, что и для КЭС, себестоимость полезного отпуска электроэнергии от ТЭЦ составит 9,87 цент./кВт·ч, что выше, чем для КЭС. Хотя приведенные выше цифры приближенные, правомерность

использования применяемого в энергосистеме метода разделения затрат на ТЭЦ для оценки эффективности производства электроэнергии сомнительна.

НАПРАВЛЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ

Ввод АЭС не приведет к снижению среднего удельного расхода топлива на производство электроэнергии в энергосистеме, поскольку КПД АЭС составляет около 34 %, что значительно меньше нынешнего среднего КПД по энергосистеме и КПД современных инновационных технологий на базе природного газа. Если для АЭС удельный расход топлива при данном КПД составляет 0,3617 кг у.т./кВт·ч, то для действующей энергосистемы средний удельный расход равен 0,2561 кг у.т./кВт·ч (по данным за 2013 г.), что соответствует КПД 48,4 %. Однако для атомной электростанции стоимость ядерного топлива оказывается примерно в 5 раз меньше стоимости природного газа. Это может служить аргументом экономической целесообразности строительства АЭС в Белорусской энергосистеме [3].

При оценке себестоимости на АЭС следует учитывать также затраты, связанные с утилизацией радиоактивных отходов, отработанного топлива и самой АЭС по окончании срока ее службы. Если эти затраты включить в состав топливной составляющей, то ее величина будет равной около 2,5 цент./кВт·ч, а себестоимость электроэнергии на АЭС – примерно 4,1 цент./кВт·ч [4].

С выводом АЭС на полную мощность в 2021 г. она впишется в базовую часть суточного графика электрической нагрузки, вытеснив из нее все конденсационные мощности энергосистемы в отопительный период. Это касается в первую очередь периода ночного минимума нагрузки. Структура затрат в теплоэнергетической системе изменится.

В неотапливаемый период теплофикационная мощность ТЭЦ снижается почти в три раза, поэтому в данное время года обеспечение прохождения ночного минимума облегчается и в покрытии суточного графика. И в ночной период, и в периоды дневной и вечерней нагрузок могут работать парогазовые агрегаты, а также некоторые паротурбинные установки.

Себестоимость производства электроэнергии в энергосистеме с АЭС следует определять отдельно для отопительного и неотопительного периодов года, вычисляя затем себестоимость для года в целом. Для решения этой задачи необходимо выявить структуру генерирующих мощностей после ввода АЭС, причем эта структура должна обеспечивать прохождение ночного минимума нагрузки и покрытие максимума в остальное время суток [2].

Тариф на полезно отпущенную потребителям электроэнергию рассчитывается для всей энергосистемы, и в основу для расчета берется себестоимость полезного отпуска. Сегодня электростанции не являются субъектами хозяйствования, поэтому тарифы для них не определяются. Если энергосистема будет реструктурирована, то крупные электростанции или их группы станут субъектами хозяйствования. Тогда речь может идти о тарифах на отпущенную в сеть электроэнергию для электростанций, поскольку последние будут продавать, а не отпускать электроэнергию. Тарифы на полезно отпущенную электроэнергию будут формироваться с учетом затрат на ее покупку от электростанций и затрат на передачу и распределение в электросетях.

Таким образом, благодаря более низкой стоимости ядерного топлива по сравнению со стоимостью природного газа замещение выработки электроэнергии на природном газе ядерным топливом приводит к снижению себестоимости полезного отпуска в энергосистеме. Тем самым уменьшится и средний тариф, даже если в состав себестоимости на АЭС включить

затраты на утилизацию радиоактивных отходов, отработанного ядерного топлива и самой атомной электростанции по истечении срока ее службы. При принятых исходных данных себестоимость на АЭС оказывается почти в два раза меньше себестоимости на ТЭС энергосистемы. Однако в соответствии с контрактом с Россией в течение 15 лет после пуска АЭС необходимо будет вернуть кредит с процентами. Это примерно в два раза повысит себестоимость электроэнергии на АЭС, и она окажется соизмеримой с себестоимостью на ТЭС энергосистемы (при нынешних ценах на топливо).

Помимо ввода АЭС, следует отметить и такое перспективное мероприятие, как сооружение когенерационных источников в составе энергосистемы [5]. Благодаря тому, что общий КПД производства энергии составляет 90 % и отсутствуют потери электроэнергии в сетях, затраты на полезный отпуск электроэнергии существенно снижаются.

Другим направлением в повышении эффективности производства электроэнергии является расширение зоны теплового обслуживания от действующих ТЭЦ. В настоящее время многие ТЭЦ, например Новополоцкая, Мозырская, Светлогорская и другие, работают с нагрузкой по теплу, составляющей 20–30 % от номинальной. Соответственно, снижается производство теплофикационной электроэнергии, которая замещается более дорогой конденсационной. Разгрузка по тепловой энергии произошла потому, что предприятия – потребители тепла из-за высоких тарифов на тепловую энергию стали строить свои ТЭЦ, обеспечивая производства собствен-

ной тепловой энергией и частично электроэнергией. В результате таких мероприятий ТЭЦ энергосистемы оказались разгружены. К примеру, Новополоцкая ТЭЦ с установленной мощностью 505 МВт генерирует в сеть только 60 МВт (это в основном мощность на тепловом потреблении). Между тем теплоснабжение многих потребителей обеспечивается за счет котельных. Электроэнергия к потребителям поступает от конденсационных агрегатов энергосистемы. Перевод теплоснабжения этих потребителей на ТЭЦ потребует прокладки дополнительных тепловых сетей и вывода из эксплуатации котельных. Однако эти потери могут быть компенсированы тем, что конденсационная электроэнергия с удельным расходом топлива около 0,30 кг у.т./кВт·ч будет замещена теплофикационной с удельным расходом 0,150 кг у.т./кВт·ч. Необходима оценка эффективности данных мероприятий для каждого конкретного случая, а также оценка их возможного масштаба по Белорусской энергосистеме.

Другое направление – модернизация и обновление действующих ТЭЦ на базе парогазовых технологий. Многие действующие ТЭЦ были введены достаточно давно. Их оборудование физически и морально устарело и нуждается в обновлении, которое должно сочетаться с модернизацией на базе парогазовых технологий. Такая работа в энергосистеме проводится. Так, на Минской ТЭЦ-3 вместо четырех демонтированных агрегатов ПТ-25 был установлен парогазовый агрегат мощностью 230 МВт. Однако масштаб работ должен быть большим, учитывая, что при этом увеличивается установлен-

ная мощность станции. Для каждой ТЭЦ следует разработать стратегию развития с учетом потребности потребителей в тепловой энергии, находящихся в зоне теплоснабжения этой ТЭЦ. Модернизация может осуществляться также с помощью газотурбинных установок с использованием котлов-утилизаторов. Их общий энергетический КПД способен достигать 90 %.

Важным является и развитие возобновляемых источников энергии – ГЭС, ветро- и солнечной энергетики, биомассы. Себестоимость электроэнергии для первых трех ВИЭ особенно мала, поскольку не требуется затрат топлива. Однако могут понадобиться более высокие капитальные затраты по сравнению с традиционными ТЭС, что может вызвать удорожание электроэнергии. Но тенденция величин удельных капитальных затрат такова: они снижаются по мере освоения производства этих источников энергии. Так, еще 5 лет назад удельная стоимость фотовольтаических установок была равна 6–7 тыс. долл./кВт. Сегодня она в несколько раз меньше, и СЭС может конкурировать с ТЭС по этому показателю. Из-за гораздо меньшего количества часов использования установленной мощности конкурентоспособность солнечных электростанций остается под вопросом. Необходимо иметь в виду, что энергетический потенциал ВИЭ в Беларуси ограничен. Экономический потенциал ГЭС (малых и микроГЭС) составляет примерно 250 МВт. Это всего 4 % от нынешнего максимума электрической нагрузки. Оценки потенциала ветроэнергостанций противоречивы. Из-за случайного характера ветра они могут быть использованы только для снижения расхода топлива на станциях системы, а не для обеспечения баланса мощности в ней. Аналогичная ситуация с солнечными установками. Что касается биомассы, то оценки потенциала даются в интервале 5–10 %, если учитывать отходы животноводства, древесные отходы, фитомассу и др. Указанные возобновляемые энергоресурсы следует вовлекать в энергоба-

ланс страны, применяя, где необходимо, меры стимулирования.

Благодаря научно-техническому прогрессу энергоэкономические характеристики использования ВИЭ постоянно улучшаются. Можно надеяться, что с ними связано будущее нашей энергетики.

Сегодня для ВИЭ, сооружаемых не в составе энергосистемы, применяются стимулирующие тарифы. Энергосистема обязана покупать электроэнергию от этих источников, что бывает экономически невыгодно. Данный подход не обеспечивает возможность снижения затрат на полезно отпущенную электроэнергию. Такая мера временна. С освоением более дешевых технологий производства электроэнергии на базе ВИЭ не будет необходимости применять стимулирующие тарифы. Тариф будет устанавливаться на экономически обоснованном уровне. Он обеспечит как экономическую заинтересованность производителя энергии продавать ее в сеть энергосистемы, так и экономическую заинтересованность энергосистемы покупать ее, замещая производство энергии на собственных тепловых электростанциях. По этому принципу объясняется экономическая целесообразность установки генерирующего источника у потребителя энергии с целью замещения покупки ее из энергосистемы собственным производством. Потребитель будет получать энергию от собственного источника по себестоимости ее производства. Она может быть значительно меньше тарифа, по ко-

ЛИТЕРАТУРА

1. Падалко Л. П. Ключевые проблемы тарифообразования на энергию. Пути и методы решения // Энергетическая стратегия. – 2011. – № 6.
2. Дмитриев Г., Падалко Л. Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей в Белорусской энергосистеме // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 9/10.
3. Михалевич А. А., Мясникович М. В. Атомная энергетика. – Минск: Белорусская наука, 2009.
4. Падалко Л., Киселева Т. Мировой рынок топливообеспечения для атомной энергетики и пути его развития // Энергетика и ТЭК. – 2010. – № 7/8.
5. Падалко Л. П., Куксов А. С. Экономические основы выбора оптимальных систем энергоснабжения малых и средних городов / Экономика, моделирование, прогнозирование: сб. науч. тр., вып. 6. – Минск: НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь, 2012.

тому централизованная система отпускает энергию потребителю. Установление тарифа на отпуск энергии в сеть от данного источника может потребоваться лишь в случае, когда производимая энергия окажется избыточной.

Важное значение имеет совершенствование механизма разделения общих затрат топлива между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ. Здесь вырабатывается более 50 % всей электроэнергии. Величина затрат на производимую электроэнергию зависит от применяемого метода разделения общих затрат топлива.

В настоящее время для целей тарифообразования на электроэнергию применяется экономический метод, согласно которому вся выгода относится на тепловую энергию. По сравнению с физическим методом, когда удельный расход топлива составляет 150–160 г у.т./кВт·ч, при экономическом методе он в два раза выше. Отсюда и в два раза более высокая стоимость электроэнергии, отпущенной от ТЭЦ. Если вернуться к физическому методу, который использовался раньше, можно заметно снизить топливную составляющую себестоимости полезного отпуска электроэнергии как основы для формирования тарифов на электроэнергию. Применение физического или какого-либо другого метода, более справедливого при распределении топливных затрат на ТЭЦ, будет способствовать снижению тарифа на электроэнергию.

Тарифообразование на энергию следует осуществлять исходя из того, что энергосистема производит два вида равноценной продукции. Энергия, измеряемая в гигакалориях, не должна стоить меньше, чем измеряемая в киловатт-часах. В принципе, оба вида энергии можно исчислять в одних единицах измерения. Если исходить из такого подхода, распределение топлива окажется близким к физическому методу.

Леонид ПАДАЛКО,
доктор экономических наук,
профессор,
Татьяна КИСЕЛЕВА,
младший научный сотрудник
ГНУ «Институт экономики
НАН Беларуси»

ВЫВОДЫ

Для повышения эффективности системы энергоснабжения и снижения тарифа на электроэнергию экономически целесообразна модернизация системы энергоснабжения страны. Благодаря более низкой стоимости ядерного топлива по сравнению с природным газом применение ядерных технологий производства энергии дает существенное, почти в два раза, снижение себестоимости полезного отпуска электроэнергии, если не считать период возврата кредита. Применение когенерационных источников дает значительную экономию природного газа благодаря замещению выработки электроэнергии по конденсационному циклу когенерационным циклом в централизованной системе энергоснабжения. Данные мероприятия приводят к снижению себестоимости полезно отпущенной электроэнергии и тем самым содействуют снижению тарифов на электроэнергию для потребителей. Этому будут способствовать также расширение зоны теплоснабжения действующих ТЭЦ и перевод их на парогазовую технологию.

Перспективно применение возобновляемых источников энергии, технико-экономические характеристики технологий которых постоянно улучшаются.