

Технико-экономические аспекты развития ядерно-углеводородной энергосистемы Беларуси

Белорусская энергосистема по своей производственной структуре является теплоэнергетической, поскольку ее основу составляют тепловые электростанции (ТЭЦ и КЭС). Есть небольшие мощности гидроэлектростанций и ветроэнергоустановок, однако их удельный вес незначителен. Объем ввода гидроэлектростанций и их установленной мощности к 2020 г. увеличится примерно до 250 МВт. Однако и после ввода всех ГЭС структура энергосистемы останется в основном теплоэнергетической, так как удельный вес ГЭС по мощности будет равен примерно 3 %. Планируется ввод новых ветроэнергоустановок, но масштабы развития ветроэнергетики неопределенны из-за различных технических ограничений.

С целью диверсификации топливного баланса энергосистемы руководство страны приняло решение о строительстве атомной электростанции мощностью 2 340 МВт, которая должна быть введена к 2021 г.

Удельный вес АЭС в производстве электроэнергии в 2021 г. составит примерно 40 % от общей выработки энергосистемы, а удельный вес в покрытии максимума электрической нагрузки – около 30 %. Исходя из использования в перспективе в энергосистеме в основном двух видов топлива (ядерного топлива и природного газа), Белорусскую энергосистему можно назвать ядерно-углеводородной.

Проблема режимной совместимости АЭС с Белорусской энергосистемой и пути ее решения

В связи с вводом АЭС усложняется проблема покрытия переменной части суточного графика электрической нагрузки. В частности, обостряется проблема прохождения ночного минимума электрической нагрузки в Белорусской энергосистеме. Эта проблема актуальна уже сегодня, а после ввода АЭС она еще больше усложнится. Проблема ночных разгрузок обусловлена конфигурацией графика суточного потребления электроэнергии, а также структурой генерации ОЭС Беларуси.

Суть проблемы заключается в следующем [1]. В зимнее время суток ночной минимум нагрузки составляет 64 % от максимальной нагрузки. Это означает, что электростанции вынуждены разгружаться примерно с 6 000 МВт в период максимума нагрузки до 3 850 МВт

в ночное время, то есть на 2 150 МВт. Возникает проблема обеспечения баланса мощности в ночное время с учетом того, что тепловые электростанции не могут быть разгружены до требуемой величины из-за вынужденного характера их нагрузки. Для КЭС это технический минимум нагрузки, равный примерно 40 % от номинальной включенной мощности. Для ТЭЦ – теплофикационная электрическая мощность, обусловленная тепловой нагрузкой. В результате возникает небаланс мощности, то есть превышение предложения над спросом.

В покрытии нагрузки, помимо собственных электростанций, участвуют также импортные потоки мощности из России и Украины. Размеры и режимы поставок оговариваются в договоре на поставку электроэнергии. При этом в договоре с РФ есть согласие с ее стороны снижать величину поставки мощности в ночное время до 75 % от максимальной поставляемой величины. Это облегчает решение проблемы прохождения ночного минимума нагрузки. Украина же не соглашается на подобное регулирование нагрузки. Несмотря на экономическую выгоду получения электроэнергии из Украины, предлагаемый ею режим поставки неприемлем для Беларуси по техническим соображениям. Заметим, что стороны идут на уступки в отношении режима поставок.

Следует заметить, что максимум нагрузки не является постоянной величиной и зависит от температуры наружного воздуха. Например, в дни февральских морозов 2012 г. максимальная нагрузка достигала 6 270 МВт. Соответственно, изменяется нагрузка ночного минимума. Считая ее равной, как и прежде, 64 % от максимума, получаем примерно 4 000 МВт.

Разгрузка при нынешней структуре генерирующих мощностей возможна за счет конденсационных мощностей КЭС с паротурбинными и парогазовыми блоками до технического минимума. Если в результате такой разгрузки не обеспечивается баланс мощностей по спросу и предложению и предложение все еще превышает спрос,

ПРАВИЛА, ИНСТРУКЦИИ, СПРАВОЧНИКИ

- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
- ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ
- ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
- ОХРАНА ТРУДА
- ЭКОЛОГИЯ

Заказать литературу можно в издательстве «Энергопресс» по телефонам: (017) 385-94-44, 385-96-66 или на сайте:

www.energetika.by

УНП 190399602

то дополнительная разгрузка возможна за счет передачи отпуска тепла из отборов турбин ТЭЦ на РОУ и пиковые котлы. Снижается величина вырабатываемой теплофикационной электрической мощности и тем самым экономичность работы ТЭЦ и энергосистемы в целом, что выражается в увеличении удельного расхода топлива на производство электроэнергии. Именно такой подход используется сейчас в Белорусской энергосистеме. В настоящее время агрегаты КЭС разгружаются до 40 % номинальной мощности [2]. Однако имеются технические возможности для их более глубокой разгрузки, что было бы гораздо эффективнее, чем разгружать отборы турбин.

Прохождение ночного минимума в летние сутки решается легче, чем в зимние, так как отпуск тепловой энергии в летний период снижается в 3,6 раза по сравнению с зимним периодом, что приводит к значительному снижению генерируемой теплофикационной мощности [3]. В результате теплофикационная электрическая мощность составляет примерно 800 МВт и покрытие электрической нагрузки осуществляется в значительной мере агрегатами КЭС. Поэтому основная задача покрытия электрической нагрузки в неоптопительный период ложится на КЭС. По сути, мощность КЭС, необходимая для покрытия летнего суточного графика нагрузки, определяет величину установленной мощности КЭС энергосистемы. Максимальная электрическая нагрузка в летний период снижается в 1,23 раза по сравнению с зимним максимумом.

В соответствии с Государственной программой развития Белорусской энергосис-

темы на 2011–2015 гг. предусматривается рост электрической нагрузки к 2016 г. до 6 850 МВт. Можно оценить рост электрической нагрузки к 2021 г. (следующий год после пуска АЭС) до 7 500 МВт. Это означает, что ночная нагрузка составит 4 800 МВт, то есть на 950 МВт больше (4 800 – 3 850 = 950), чем в 2011 г. Таким образом, имеет место рост базовой (ночной) электрической нагрузки на 950 МВт при росте базовой генерируемой мощности АЭС на 2 200 МВт (установленная мощность 2 340 МВт минус мощность собственных нужд). Существенным является то, что рост базовой генерируемой мощности за счет АЭС превышает рост ночной (базовой) нагрузки более чем в два раза. Это усложняет решение проблемы прохождения ночного минимума нагрузки.

Из вышеизложенного вытекает, что прохождение ночного минимума нагрузки при наличии АЭС становится весьма проблематичным. Для регулирования суточного графика нагрузки нужен комплекс организационных и технических мероприятий. В этой связи представляется целесообразным существенное понижение уровня неравномерности электропотребления в энергосистеме с повышением значения коэффициента неравномерности с нынешнего 0,64 хотя бы до 0,7, что позволит увеличить величину электрической нагрузки в ночное время примерно на 450 МВт.

Для реализации этого необходимо выравнивание режима электропотребления на основе широкого применения для потребителей дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию. Не исключается также целесооб-

ность использования административных рычагов управления. Возможно применение электротепловых для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода [4]. Они могут устанавливаться как у потребителей в виде теплоаккумуляционных установок, так и в действующих котельных и ТЭЦ. Произведенная тепловая энергия может использоваться для горячего водоснабжения в дневное время суток.

Целесообразно реализовать также технические возможности разгрузки паротурбинных блоков до 30 % от номинальной мощности. Выполненные в свое время ОРГРЭС работы в данном направлении доказали техническую осуществимость такой разгрузки паротурбинных блоков 300 МВт.

Принимая во внимание проведенные в России работы по повышению маневренности энергоблоков с реакторами типа ВВЭР на основе регулирования мощности блока в интервале от 20 до 100 % номинальной, необходимо добиваться установки на Белорусской АЭС усовершенствованных реакторов ВВЭР. Даже если только один реактор из двух окажется усовершенствованным, это позволит сэкономить значительные средства на регулирование нагрузки в ночное время.

Стоит изучить и возможность использования Кайшадорской ГАЭС (по договоренности с Литвой) для выравнивания режима загрузки электростанций. Такой режим использования ГАЭС окажется экономически выгодным как для Литвы, так и для Беларуси: Литва будет обеспечена электроэнергией, а нам не придется тратить большие деньги для выравни-

вопрос – ответ

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Мы стремимся своевременно информировать вас обо всех происходящих в отрасли процессах и событиях. Однако, если у вас появились вопросы, на которые в журнале пока не нашлось ответов, вы можете проявить инициативу и обратиться в редакцию. Ваш вопрос будет передан тому, кто сможет дать грамотную консультацию, которая затем появится на страницах журнала «Энергетика и ТЭК». Вам помогут разобраться в проблемах специалисты Министерства энергетики нашей страны, Государственного энергетического надзора, ГПО «Белэнерго» и «Белтопгаз», ОАО «Белтрансгаз», а в случае необходимости – специалисты других министерств, ведомств и организаций.

Вы можете обращаться к нам по вопросам:

- расчетов за энергию;
- правил эксплуатации;
- техники безопасности и охраны труда;
- энергоаудита;
- энергосбережения;
- учета и контроля энергии.

Вместе с вами мы сделаем журнал более интересным!

?!
?

Просим вас свои
вопросы отправлять

по адресу: 220140, г. Минск,
ул. Лещинского, 31/1-10,

по телефонам: (017) 385-94-44, 385-96-66

или по электронной почте:

energopress@energetika.by

вания режима работы электростанций и строить собственную ГАЭС.

Необходимо экономическое обоснование тарифа на электроэнергию, которая будет продаваться в Литву. Поскольку продажа будет осуществляться в ночное время, то в основу тарифа может быть положена себестоимость производства электроэнергии в ночное время суток, которая будет определяться затратами на производство электроэнергии по теплофикационному циклу и затратами на АЭС. КПД ГАЭС может быть равен примерно 70 %. Значит, покупая в ночное время, скажем, 50 млн кВт·ч, энергосистема Литвы будет отдавать в сеть для внутреннего потребления 35 млн кВт·ч по тарифу, который должен учитывать затраты на покупку электроэнергии из Беларуси и собственные небольшие затраты, связанные с производством электроэнергии на упомянутой ГАЭС.

Для радикального решения проблемы покрытия ночного минимума в Беларуси целесообразно развивать электромобильный автотранспорт. Устанавливая заниженные тарифы на электроэнергию в ночное время для зарядки электромобилей, можно обеспечить заинтересованность их владельцев в потреблении электроэнергии. Этот факт может стать стимулом для развития в стране электромобильного автотранспорта. Тем более что ночная электроэнергия, вырабатываемая на базе АЭС, и энергия теплофикационной выработки значительно дешевле производимой в остальное время суток.

Стоит также изучить возможность развития автотранспорта на компримированном (сжатом) природном газе (для компримирования требуется электроэнергия, которая, как и в предыдущем случае, должна продаваться по низким ценам в ночное время).

Учитывая народно-хозяйственную значимость сооружения АЭС, целесообразно изучить возможность развития в стране тепличного хозяйства, которое будет потреблять дешевую электроэнергию в ночное время для отопления.

Влияние АЭС на экономические показатели энергосистемы

Намечаемая к вводу Белорусская АЭС мощностью 2 340 МВт обеспечит годовую выработку электроэнергии в размере примерно 17 млрд кВт·ч, замещая на эту величину энергопроизводство на тепловых электростанциях. В этой связи возникает вопрос: как ввод АЭС повлияет на себестоимость электроэнергии в энергосистеме, а через нее – на величину тарифа? В настоящее время величина себестоимости полезного отпуска в энергосистеме и, следовательно, среднего тарифа для потребителей (если тариф определять по схеме «издержки») в зна-

чительной мере определяется топливной составляющей себестоимости на тепловых электростанциях, так как структуру энергосистемы составляют тепловые электростанции – КЭС и ТЭЦ. Принимая среднюю величину удельного расхода топлива в Белорусской энергосистеме (при физическом методе разделения затрат) равной 274 г у.т./кВт·ч и цену топлива на ТЭС как 215 долл./т у.т. (по данным за 2012 г.), получаем величину топливной составляющей себестоимости в размере 6,58 цент./кВт·ч. Поскольку условно-постоянные затраты на тепловых электростанциях составляют примерно 20 % от себестоимости производства электроэнергии, получим величину себестоимости: $6,58 / (1 - 0,2) = 8,225$ цент./кВт·ч (составляющая условно-постоянных затрат равна $8,225 - 6,58 = 1,645$ цент./кВт·ч).

Влияние атомной электростанции на себестоимость производства энергии в энергосистеме во многом будет зависеть от себестоимости производства электроэнергии на ней и, в частности, от топливной составляющей себестоимости. Последняя, в свою очередь, зависит от стоимости ядерного топлива. Принимая обогащение на АЭС равным 4,5 %, можно подсчитать, что содержание U^{235} в 1 кг ядерного топлива составит 45 г. Учитывая, что 0,3 % U^{235} не используется, то есть остается в отработанном топливе, можно сказать, что полезно используется только 42 г. Поскольку 1 г U^{235} эквивалентен примерно 2,7 т у.т., то 1 кг ядерного топлива эквивалентен $42 \times 2,7 = 113,4$ т у.т. По данным [5], стоимость 1 кг ядерного топлива составляет 2 555 долл. при цене природного урана 45 долл./кг. Отсюда можно определить стоимость ядерного топлива через условное топливо как $2 555 / 113,4 = 22,5$ долл./т у.т.

Для получения 1 кг обогащенного до 4,5 % урана, содержащегося в ядерном топливе, потребуется $45 / 7 = 6,43$ кг природного урана. Значит, стоимость содержащегося в обогащенном до 4,5 % ядерном топливе урана будет равна $45 \times 6,43 = 290$ долл. (с округлением). Это, напомню, при стоимости урана 45 долл./кг. Тогда остальная стоимость ($2 555 - 290 = 2 265$ долл.) придется на обогащение и изготовление твэлов. В этом случае удельный вес стоимости урана составит $290 / 2 555 = 0,114$ (11,4 %). В настоящее время стоимость урана на мировом рынке по долгосрочным контрактам составляет примерно 120 долл./кг. Ожидается повышение его стоимости до 200 долл./кг и выше.

Принимая стоимость урана равной 200 долл./кг, стоимость содержащегося в 1 кг ядерного топлива урана составит $200 \times 6,43 = 1 286$ долл. Стоимость ядерного топлива, принимая неизменными затраты на его производство, в данном слу-



чае будет равна $1 286 + 2 265 = 3 551$ долл./кг., а через условное топливо – $3 551 / 113,4 = 31,3$ долл./т у.т.

На АЭС удельный вес топливной составляющей в себестоимости значительно меньше, чем на ТЭС. Причем не только потому, что стоимость ядерного топлива намного меньше стоимости природного газа. Появляются дополнительные расходы, связанные с работами по радиационной защите, хранению отработанного топлива и другие специфические для АЭС затраты, которые увеличивают условно-постоянные затраты станции. Можно предположить, что условно-постоянные затраты на ТЭС и АЭС одинаковой мощности одинаковы, но если на ТЭС они составляют, скажем, 20 % от общих затрат, то на АЭС они будут значительно больше по удельному весу при нынешней стоимости ядерного топлива. Можно принять их равными, в первом приближении, как и на ТЭС, 1,645 цент./кВт·ч. В самом деле условно-постоянные затраты включают в себя обслуживание электрического и турбинного цехов, всего вспомогательного оборудования, химического цеха – все эти расходы на ТЭС и АЭС одинаковы. Разница в том, что на ТЭС обслуживается котельная, а на АЭС – реакторное отделение. Топливная составляющая себестоимости для АЭС составит $[31,3 \times (0,123 / 0,34)] / 10 = 1,132$ цент./кВт·ч (где 0,123 кг у.т./кВт·ч – топливный эквивалент 1 кВт·ч, 0,34 – КПД АЭС), что почти в 6 раз меньше топливной составляющей на ТЭС (6,58 цент./кВт·ч).

В [6] отмечается, что при оценке себестоимости на АЭС следует учитывать также затраты, связанные с утилизацией радиоактивных отходов, отработанного топлива и самой АЭС по окончании ее срока. Если, как предлагается в работе [6], эти затраты включать в состав топливной составляющей, то ее величина увеличивается в два раза и получается

равной 2,26 цент./кВт·ч. Себестоимость отпущенной в сеть электроэнергии для ТЭС, как отмечалось ранее, составляет 8,225 цент./кВт·ч, а для АЭС – 2,26 + 1,645 = 3,905 цент./кВт·ч. Как видно, себестоимость на ТЭС более чем вдвое превышает себестоимость на АЭС. Данное соотношение себестоимостей для ТЭС и АЭС справедливо лишь для принятых в расчетах исходных данных, в частности по цене природного газа (215 долл./т у.т.) и ядерного топлива (31,3 долл./т у.т. при цене урана 200 долл./кг). Если это соотношение изменится, то изменится и соотношение между себестоимостями.

Как известно, кредит на строительство АЭС в размере 10 млрд долл. выделяется Беларуси на 15 лет с погашением его каждые полгода в течение этого срока, начиная не позже чем через 6 месяцев после пуска станции, и с одновременной выплатой процентов. Проценты по кредиту составляют 5,2 % на каждые 50 % выделенного кредита и еще проценты по ставке ЛИБОР – на остальные 50 %. В этом случае размер годовых выплат составит примерно 1 млрд долл., но эти выплаты будут осуществляться в течение 15 лет. Составляющая себестоимости, связанная с погашением кредита, составит 10 000 000 000 долл. / $17 \times 10 000 000 000$ кВт·ч = 5,88 цент./кВт·ч. В итоге себестоимость составит 5,88 + 3,905 = 9,785 цент./кВт·ч, что несколько выше, чем на ТЭС. Однако по истечении срока погашения кредита выплаты прекратятся, и в дальнейшем конкурентоспособность АЭС по сравнению с ТЭС будет зависеть от динамики цен на традиционное и ядерное топливо и соотношения между ними. В настоящее время это соотношение благоприятствует АЭС.

Заметим, что соотношение между себестоимостями и тарифами для АЭС и энергосистемой на базе ТЭС во многом зависит от принятых значений цен природного газа и ядерного топлива. Стоимость урана, в зависимости от которой определяется стоимость ядерного топлива, была принята равной 200 долл./кг. Если принять цену урана в два раза меньше, то есть 100 долл./кг, то в этом случае цена ядерного топлива получается равной 25,64 долл./т у.т. То есть при снижении цены урана в два раза стоимость ядерного топлива снизилась только в 1,2 раза. Топливная составляющая себестоимости на АЭС составит 25,64 долл./т у.т. $\times 0,123$ кг у.т./кВт·ч / 0,34 = 0,9276 цент./кВт·ч. Увеличивая ее вдвое для учета затрат на утилизацию радиоактивных отходов, отработанного топлива и самой АЭС, получаем 1,855 цент./кВт·ч. В итоге себестоимость составит 1,855 + 1,645 = 3,5 цент./кВт·ч. Как видно, она в 2,35 раза меньше себестоимости на ТЭС. Однако с учетом затрат на погашение кредита и выплаты процентов по нему се-

стоимость составит 9,38 цент./кВт·ч. И в данном случае эти показатели оказались для АЭС несколько выше, чем для энергосистемы с ТЭС. Однако после погашения кредита себестоимость на АЭС оказывается в 2,35 раза меньше этого показателя для энергосистемы с ТЭС.

Говоря об экономических последствиях ввода АЭС для энергосистемы, следует рассматривать весьма продолжительный период, соответствующий сроку службы АЭС и равный примерно 60 годам. За это время цены на традиционное и ядерное топливо будут изменяться, и экономические показатели работы энергосистемы также будут подвержены изменению. Трудно спрогнозировать на достаточно большой период цены на указанное топливо и соотношение между ними. Однако со 100-процентной вероятностью можно прогнозировать неуклонный рост цен на природный газ. Динамика цен на ядерное топливо будет зависеть от масштабов развития атомной энергетики и ядерных технологий генерации энергии. Можно предположить, что развитие технологий на базе быстрых реакторов и рынка отработанного ядерного топлива будет способствовать практической неисчерпаемости источников ядерного топлива и стабилизации цен на него. Если же развитие атомной энергетики будет, как и прежде, опираться на реакторы на тепловых нейтронах, то в силу исчерпаемости запасов природного урана можно предположить рост цены урана и соответственно ядерного топлива.

Для оценки себестоимости на уровне 2036 г. необходимо спрогнозировать рост цены на природный газ, величину электропотребления на энергосистеме, цену ядерного топлива и производственную структуру электрогенерирующей системы. Предположим, что величина максимальной нагрузки составит 10 000 МВт при годовом числе часов ее использования равном 6 000 ч. Это означает, что годовой размер отпуска электроэнергии в сеть будет 60 млрд кВт·ч. Удельный вес выработки электроэнергии на АЭС составит 28 %. Если в 2021 г. средняя себестоимость в энергосистеме будет равна (в сопоставимых ценах) $0,4 \times 9,785 + 0,6 \times 8,225 = 8,84$ цент./кВт·ч, то в 2036 г. при преж-

них ценах на природный газ и ядерное топливо она будет равна $0,28 \times 3,905 + 0,72 \times 8,225 = 7,015$ цент./кВт·ч. Как видим, себестоимость в 2036 г. оказывается почти на 2 цента ниже, чем себестоимость в 2021 г. Это говорит о положительном влиянии ввода АЭС на себестоимость электроэнергии в энергосистеме. Реальные значения будут, конечно, несколько другими ввиду различной динамики цен на ядерное и традиционное топливо. Однако при сохранении более низких цен на ядерное топливо, вернее, более низкой динамики роста цен на него по сравнению с динамикой цен на природный газ эти данные свидетельствуют о позитивном влиянии АЭС на себестоимость электроэнергии в энергосистеме и, следовательно, на величину тарифов.

Таким образом, благодаря тому что стоимость ядерного топлива в 5–7 раз ниже стоимости природного газа замещение выработки электроэнергии на природном газе ядерным топливом приводит к снижению топливной составляющей себестоимости и самой себестоимости на АЭС по сравнению с себестоимостью на ТЭС. Это происходит даже если в состав себестоимости на АЭС включать затраты на утилизацию радиоактивных отходов, отработанного ядерного топлива и самой атомной электростанции по истечении срока эксплуатации.

Заключение

Хотя авария на АЭС в Японии в 2011 г. привела к сворачиванию планов развития атомной энергетики в ряде стран, можно предположить, что в результате разработки более экономически эффективных и экологически безопасных новых атомных технологий (реакторы на быстрых нейтронах, реакторы 4-го поколения) во всем мире возродится интерес к атомной энергетике.

Леонид ПАДАЛКО,
доктор экономических наук,
кандидат технических наук,
профессор,
главный научный сотрудник
ГНУ «Институт экономики
НАН Беларуси»

ЛИТЕРАТУРА

1. Падалко Л., Заборовский А. Технично-экономические предпосылки развития в Беларуси атомной энергетики // Энергетика и ТЭК. – 2006. – № 12.
2. Кушнеров В. Оптимизация режимов работы энергетического оборудования Белорусской энергосистемы. Материалы семинара по энергоэффективности. – Минск, 2010.
3. Богданович М. Выбор установленной мощности объединенной энергосистемы Беларуси // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 3.
4. Молочко Ф., Молочко А. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 6.
5. <http://www.atomnews.info>.
6. Михалевич А. А., Мясникович М. В. Атомная энергетика. – Минск: Белорусская наука, 2009. – 189 с.