

УДК 621.311.1.003

Тарифообразование на энергию в условиях формирования новой структуры генерирующих мощностей и реформирования системы управления Белорусской энергосистемой

Предстоящее изменение структуры генерирующих мощностей в энергосистеме, вызванное вводом АЭС, нетрадиционных (например, локальных когенерационных установок) и возобновляемых источников энергии (на базе солнца, ветра, водных потоков, биомассы), увеличением удельного веса высокоманевренных генерирующих установок (газотурбинных, газопоршневых и парогазовых) и снижением удельного веса традиционных конденсационных паротурбинных агрегатов приведет к существенному изменению годовых эксплуатационных затрат на производство энергии и, как следствие этого, к изменению тарифов на энергию. Реформирование же системы управления на основе выделения генерирующих компаний как субъектов хозяйствования, а также формирование соответствующего оптового рынка электроэнергии приводят к необходимости реформирования современной концепции тарифообразования на энергию.

В Комплексном плане развития электроэнергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции отмечается необходимость совершенствования тарифной политики на основе ликвидации перекрестного субсидирования, разработки тарифов по видам деятельности, оптимизации уровней тарифов на электроэнергию, дифференцированным по временным периодам, и расширение перечня категорий данных потребителей. Приведенными выше задачами решение проблемы совершенствования тарифной системы не ограничивается.

В условиях, когда субъектами хозяйствования станут отдельные электростанции или же группы электростанций, выступающие в виде генерирующих компаний, а областные энергосистемы с входящими в их состав ТЭЦ и электросетями трансформируются в распределительные компании, потребуются реформирование системы тарифообразования на энергию.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТАРИФОВ

Тарифы на электроэнергию устанавливаются едиными для всей республики, но с дифференциацией по категориям потребителей. Потребители одной категории оплачивают электроэнергию по единому тарифу, независимо от ме-

В статье рассматриваются вопросы тарифообразования на энергию в условиях формирования новой структуры генерирующих мощностей и реформирования системы управления Белорусской энергосистемой. Государственное регулирование тарифов на энергию должно учитывать режимные особенности производства и потребления энергии, отличие энергетической продукции от продукции других отраслей промышленности. Остается актуальным решение вопроса об упразднении перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией.

ста их размещения в Беларуси. Потребители, имеющие менее равномерный режим, должны платить больше, чем потребители с более равномерным режимом. К сожалению, в ныне действующих тарифах это требование не выполняется в полной мере. В значительной степени это обусловлено наличием льготированных потребителей, прежде всего населения. Недоплачивают потребители сельскохозяйственного производства, не компенсируя даже себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии.

Тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей дифференцируются на: одноставочные (в основном маломощные потребители с присоединенной мощностью менее 750 кВт·А) и двухставочные (с установленной мощностью выше 750 кВт·А). Удельный вес первых в общем объеме электропотребления составляет 5 %, вторых – 45 %.

Применение двухставочных тарифов позволяет стимулировать потребителей к снижению пиков электрической нагрузки энергосистемы и к выравниванию режима электропотребления. К тому же их значения должны быть скоординированы со значениями одноставочных тарифов для промышленных потребителей. Такого согласования нет, так как двухставочные потребители,

имеющие такой же режим электропотребления, как одноставочные, вынуждены платить больше за единицу электроэнергии.

Двухставочный тариф стимулирует потребителей к снижению нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, но не стимулирует в должной мере перемещение электропотребления из пиковой временной зоны на ночное время, так как он может переместить этот объем электропотребления на другое время суток, отличное от пиковой временной зоны и от времени ночного провала нагрузки. В настоящее время не менее, а даже более важным, чем снижение максимальной нагрузки, является выравнивание режима электропотребления за счет увеличения нагрузки в ночное время суток, особенно в условиях ввода АЭС. Для этого применяются позонные тарифы.

ОСОБЕННОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ВЕЛИЧИНЫ ТАРИФА ПРИ ДВУХСТАВОЧНОЙ ФОРМЕ ОПЛАТЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЧИСЛА ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

Величина тарифа при применении двухставочной формы оплаты за электроэнергию определяется по формуле:

$$T_{эз} = ak_m / h_m + b, \tag{1}$$

где a – основная ставка;

b – дополнительная ставка;

h_m – число часов использования максимальной нагрузки;

k_m – коэффициент участия потребителя в совмещенном максимуме электрической нагрузки энергосистемы.

При данном тарифе потребители с более равномерным режимом электропотребления (с более высоким значением h_m) оплачивают потребление электроэнергии по более низкому тарифу. Стимулирующая роль данного тарифа состоит в том, что он стимулирует потребителей к снижению нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, к перемещению электропотребления из пиковой временной зоны в другие временные зоны суточного графика и тем самым к выравниванию режима электропотребления. При том же объеме электропотребления режим потребления электроэнергии выравнивается.

Нередко предлагается расширение сферы применения двухставочного тарифа путем перехода от одноставочного к двухставочному. Для потребителя такой переход выгоден, если выполняется соотношение:

$$\beta > \{ak_m / h_m + b\}, \tag{2}$$

где β – ставка одноставочного тарифа.

Таким образом, если одноставочный тариф для промышленного потребителя оказывается выше стоимости 1 кВт·ч, определяемого по двухставочному тарифу, то для потребителя выгоден переход на двухставочную форму оплаты.

Величина числа часов использования максимальной нагрузки, при которой равновыгодно для потребителя применение обоих видов тарифов, определяется по формуле:

$$h_m^* = (ak_m) / (\beta - b). \tag{3}$$

При $h_m > h_m^*$ одноставочному потребителю выгодно переходить на двухставочный тариф, так как при этом снизится стоимость 1 кВт·ч. При обратном соотношении ($h_m < h_m^*$) такой переход невыгоден, поскольку стоимость 1 кВт·ч повысится.

С 01.01.2018 г. в Белорусской энергосистеме приняты следующие значения основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа: основная – 10,6 долл./кВт в месяц, дополнительная – 9,4 цент./кВт·ч, одноставочный тариф для промышленных потребителей – 12,1 цент./кВт·ч [1]. Принимая коэффициент k_m равным единице (обычно оно несколько меньше единицы, однако мы в целях упрощения предполагаем, что максимум потребителя по времени совпадает с максимумом энергосистемы), и подставляя вышеприведенные цифры в данное равенство, получаем (умножая предварительно числитель на число месяцев в году, так как основная ставка устанавливается для месячного периода) – $h_m = 4\ 711$ ч. Таким образом, для потребителя переход от одноставочного тарифа к двухставочному при существующих значениях основной и дополнительной ставок экономически выгоден, если число часов использова-

Таблица

ЗНАЧЕНИЕ ТАРИФА ПРИ ДВУХСТАВОЧНОЙ ФОРМЕ ОПЛАТЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЧИСЛА ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

Число часов использования максимальной нагрузки	Составляющая тарифа за мощность, цент./кВт·ч	Дополнительная тарифная ставка за энергию, цент./кВт·ч	Значение тарифа при двухставочной оплате, цент./кВт·ч
1 000	10,9	9,4	20,3
2 000	5,45	9,4	14,85
3 000	3,63	9,4	13,03
4 000	2,725	9,4	12,125
5 000	2,18	9,4	11,58
6 000	1,816	9,4	11,216
7 000	1,557	9,4	10,96
8 000	1,362	9,4	10,782

ния максимальной нагрузки его превышает 4 711 ч.

Отсюда следует, что при нынешнем соотношении основной и дополнительной ставок переход одноставочных промышленных потребителей на двухставочную форму оплаты за электроэнергию окажется экономически выгодным при достаточно плотном графике его нагрузки. Учитывая, что к одноставочным потребителям относятся в основном потребители с односменным режимом работы, то есть с числом часов использования максимальной электрической нагрузки не более чем 2 500, то можно сказать, что такой переход для них окажется экономически невыгодным при действующих значениях ставок.

В таблице представлены значения тарифа при двухставочной форме оплаты в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки.

Как видно, удельный вес составляющей тарифа за мощность в тарифе на энергию снижается по мере увеличения h_m . При $h_m = 2\ 000$ ч, что характерно для односменного промышленного предприятия, он равен 36,7 % ($5,45 / 14,85 = 0,367$), а при $h_m = 7\ 000$ ч, что характерно для трехсменного промышленного предприятия, – 14,2 % ($1,557 / 10,96 = 0,142$). Из таблицы видно, что по мере увеличения неравномерности режима потребления энергии величина тарифа при двухставочной форме оплаты увеличивается. Действующий для промышленных потребителей одноставочный тариф в размере 12,1 цент./кВт·ч соответствует двухставочному тарифу при числе часов использования максимальной нагрузки, как было показано выше, равном 4 711 ч. Промышленные потребители, работающие в одну смену (это соответствует 2 000–2 500 ч использования максимальной нагрузки) и оплачивающие по двухставочному тарифу, платят примерно по 13–14 цент./кВт·ч. Возникает

вопрос об экономической обоснованности такого размера оплаты в сопоставлении с одноставочным тарифом для промышленности, равным 12,1 цент./кВт·ч.

К промышленным предприятиям, оплачивающим по одноставочным тарифам, относятся, как упоминалось ранее, небольшие по мощности предприятия, работающие, как правило, по односменному графику и, следовательно, с небольшим числом часов использования максимальной нагрузки. Если исходить из того, что двухставочный тариф правильно отражает затраты энергосистемы на производство и отпуск электроэнергии потребителям в зависимости от режима их электропотребления, то можно сказать, что промышленные потребители, оплачивающие по одноставочному тарифу, недоплачивают за потребленную энергию. Если же, напротив, одноставочные промышленные потребители полностью компенсируют затраты энергоснабжающей организации, то двухставочные промышленные потребители, имеющие аналогичный режим электропотребления, что и одноставочные (односменный режим работы), переплачивают за потребленную электроэнергию.

Нередко поднимается вопрос о перераспределении части промышленных потребителей, оплачивающих за электроэнергию по одноставочному тарифу, на двухставочный [2]. Однако такие потребители вряд ли будут заинтересованы в данном переходе, так как при этом им придется увеличивать оплату за электроэнергию. При нынешних значениях ставок двухставочного тарифа она будет значительно больше, чем при одноставочном тарифе. Необходим выбор такого соотношения между основной и дополнительной платой, при котором оплата за потребленную электроэнергию была бы одинаковой для потребителей, имеющих односменный режим работы и оплачивающих по одноставочному и двухставочному тарифам. Эта плата должна соответствовать реальным затратам энергосистемы на производство и отпуск электроэнергии. Тариф для двухсменных и трехсменных промышленных потребителей, оплачивающих по двухставочному тарифу, должен быть меньше одноставочного тарифа для промышленных потребителей. Если промышленным потребителям дать право выбора вида тарифа, как это делается в других странах, то одноставочный промышленный потребитель согласится перейти с одноставочного на двухставочный тариф, если стоимость 1 кВт·ч

при этом для него понизится. А это будет возможно при действующих значениях ставок при условии изменения его режима работы с односменного или двухсменного на трехсменный. Следует заметить, что, даже если суточный график нагрузки односменного потребителя будет полностью выровнен в течение одной смены его работы, он будет оставаться крайне неравномерным в течение суток, для которых осуществляется выравнивание режима.

Снижение размера оплаты для потребителя, оплачивающего по двухставочному тарифу, в соответствии с данными таблицы может произойти (при неизменности объема электропотребления) лишь при перемещении электропотребления из пиковой временной зоны на другое время суток, так как при этом выровняется режим и тем самым увеличится число часов использования максимальной нагрузки. При перемещении электропотребления на ночное время может оказаться выгодным применение позонных тарифов, то есть переход к ним от одноставочных или двухставочных.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТАВКАМИ ДВУХСТАВОЧНОГО ТАРИФА

Важное значение при формировании двухставочного тарифа имеет выбор правильного соотношения между основной и дополнительной ставками. Согласно [3] дополнительная ставка должна соответствовать топливной составляющей себестоимости полезно отпущенной электроэнергии, а основная ставка – условно-постоянным расходам в энергосистеме. Кроме того, на основную ставку возлагается функция формирования прибыли в энергосистеме. Включение прибыли в основную ставку мотивируется тем, чтобы обеспечить гарантированное формирование прибыли в энергосистеме, независимо от объема потребленной энергии, который может колебаться в зависимости от действия различных случайных факторов. Учет всей прибыли в тарифной ставке за мощность способствует ее стабилизации [3, 4]. Следует заметить, что данный вопрос является дискуссионным, так как приводятся аргументы в пользу отнесения хотя бы части прибыли на дополнительную ставку.

Основой для определения затрат на топливо является его удельный расход в энергосистеме на производство электроэнергии. За 2017 г. удельный рас-

ход топлива в энергосистеме составил 235 г у.т./кВт·ч, среднюю цену топлива на тепловых электростанциях можно принять равной 12 цент./кг у.т. (по данным за 2017 г.). Тогда топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии составит $0,235 \times 12 = 2,82$ цент./кВт·ч. А с учетом затрат топлива на покрытие потерь электроэнергии в сетях (потери в сетях составляют 11 % от отпуска в сеть) топливная составляющая полезного отпуска электроэнергии составит $2,82 \times 1,11 = 3,13$ цент./кВт·ч. Если округлять, то можно сказать, что величина дополнительной ставки в целом для года должна быть равна примерно 3,13 цент./кВт·ч. Ввод АЭС приведет к повышению удельного расхода топлива, однако топливная составляющая затрат снизится, так как стоимость ядерного топлива меньше стоимости природного газа [5].

Видно, что дополнительная ставка в действующих тарифах (9,4 цент./кВт·ч) увеличена в три раза по сравнению с топливной составляющей себестоимости. Причины этого следующие. Первая – переброска части условно-постоянных затрат энергосистемы на переменные. Это означает, что основная ставка занижена. Вторая причина – переложение части оплаты за тепловую энергию на электрическую. При новой структуре мощностей следует учитывать иную структуру затрат. Удельный вес производства электроэнергии на АЭС составит около 40 % при годовом производстве в размере 17 млрд кВт·ч. Это означает, что 40 % расхода топлива будет обеспечиваться за счет ядерного топлива, стоимость которого в 4–5 раз ниже стоимости природного газа. Отсюда следует, что дополнительная ставка, выражающая затраты на топливо, соответственно, должна быть ниже.

Величина основной ставки определяется отношением условно-постоянных эксплуатационных затрат энергосистемы (с добавлением к ним прибыли) к максимальной нагрузке энергосистемы.

Если принять месячную ставку одинаковой для всех месяцев года (π), то тогда она определится как:

$$\pi = \frac{a}{\sum_{i=1}^{12} \gamma_i}, \quad (5)$$

где γ_i – доля максимальной нагрузки в i -й месяц от максимальной годовой нагрузки $P_{\text{м}}$;

a – основная ставка для годовой максимальной нагрузки.

Таким образом, в настоящее время значения ставок двухставочного тарифа искажены тем, что на дополнительную

ставку возложена функция компенсации не только затрат топлива, но и условно-постоянных затрат. Кроме того, в силу наличия перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией на данную ставку возложена также функция компенсации недоплат по тепловой энергии. По этой причине основная ставка занижена, а дополнительная – завышена. Помимо этого, одной из причин снижения величины основной ставки послужили высокие значения тарифов для одноосменного промышленного потребителя предприятий с установленной мощностью свыше 750 кВт·А. Представляется недопустимым, что промышленные потребители с установленной мощностью свыше 750 кВт·А, работающие в одноосменном режиме, должны оплачивать за 1 кВт·ч значительно больше, чем промышленные потребители с установленной мощностью менее 750 кВт·А по одноставочному тарифу.

О ПРИНЦИПАХ ФОРМИРОВАНИЯ СТАВОК ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Средний тариф T_{cp} на электроэнергию в энергосистеме должен определяться делением суммы эксплуатационных затрат с включением в них налоговых отчислений и необходимой прибыли энергосистемы на общий размер полезно отпущенной электроэнергии. Можно выделить две группы потребителей: промышленные, оплачивающие по двухставочному тарифу, и остальные, как промышленные, так и непромышленные, оплачивающие по одноставочному тарифу. Если количество потребителей 1-й группы обозначить через m , то суммарный размер оплаты их составит:

$$\sum_{i=1}^m (aP_{Mi} + b\Delta_i) = \sum_{i=1}^m \left(\frac{ak_i}{h_i} + b \right) \Delta_i = \sum_{i=1}^m T_i^{(2)} \Delta_i \tag{6}$$

где $T_i^{(2)}$ – тариф на электроэнергию для i -го двухставочного промышленного потребителя.

Если количество одноставочных потребителей обозначить через n , то суммарный размер оплаты их составит:

$$\sum_{j=1}^n T_j^{(1)} \Delta_j,$$

где $T_j^{(1)}$ – тариф на электроэнергию для одноставочного потребителя.

Тарифы для отдельных потребителей должны быть подобраны так, чтобы выполнялось соотношение:

$$T_{cp} \Delta = \sum_{i=1}^m T_i^{(2)} \Delta_i + \sum_{j=1}^n T_j^{(1)} \Delta_j \tag{7}$$

$$\text{Здесь } \sum_{i=1}^m \Delta_i + \sum_{j=1}^n \Delta_j = \Delta,$$

где Δ – общий объем электропотребления.

В различных научных статьях, главным образом в российских изданиях, часто поднимается вопрос о выгодности или невыгодности перехода от одноставочных на двухставочные тарифы и наоборот. В условиях, когда ставки двухставочного тарифа искажены, ни один одноставочный промышленный потребитель не согласится перейти на двухставочную форму оплаты, так как при этом он будет платить больше. В то же время каждый двухставочный промышленный потребитель согласится перейти на одноставочный тариф, ведь он будет платить меньше. По идее, значения одноставочного тарифа должны быть продифференцированы по потребителям таким образом, чтобы оплата по одноставочному и двухставочному тарифам была одинаковой. Переход же одноставочного потребителя на двухставочную форму оплаты может быть экономически выгодным потребителю, если он имеет возможность за счет регулирования графика нагрузки снизить размер оплаты за энергию. Если же действующий потребитель, оплачивающий по двухставочному тарифу, не имеет технологических возможностей регулирования или же он исчерпал эти возможности, то ему есть смысл перейти на упрощенную форму оплаты по одноставочному тарифу, который должен быть равен тарифу, исходя из двухставочной формы оплаты.

Следует отметить, что потребители, оплачивающие электроэнергию по двухставочному тарифу, компенсируют только часть условно-постоянных затрат энергосистемы – только ту часть, которая соответствует удельному весу суммы их заявленных или фактических мощностей в совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы. Остальную часть указанных затрат должны компенсировать все потребители, оплачивающие по одноставочному тарифу. Тариф для них должен включать компенсацию топливных затрат и условно-постоянных затрат. Если дополнительная ставка двухставочного тарифа соответствует топливным затратам, то одноставочный тариф должен быть больше этих затрат. В то же время, как упоминалось ранее, дополнительная ставка в действующих тарифах значительно выше топливных затрат. Вторая часть тарифа должна компенсировать условно-постоянные затраты. Возникает вопрос, как разнести эти затраты между потребителями? Нужно ли их дифферен-

цировать и как или же эту часть ставки установить единой и одинаковой для всех потребителей? Вклад различных групп потребителей в формирование затрат энергосистемы различный, и поэтому размеры ставок должны быть дифференцированы.

Думается, что принципы тарифообразования на основе двухставочной формы могут служить основой для формирования значений тарифов для всех остальных потребителей, которые оплачивают электроэнергию по одноставочным тарифам. Благодаря такому подходу может быть дана более экономически обоснованная дифференциация тарифов по потребителям с учетом реального расхода электроэнергии.

При определении тарифов на электроэнергию важное значение имеет объективное определение топливной составляющей себестоимости. Она в значительной мере зависит от принятого способа разделения затрат на ТЭЦ энергосистемы между двумя видами энергетической продукции. Принятое в расчетах среднее значение годового удельного расхода топлива (г/кВт·ч) соответствует физическому методу разделения затрат на ТЭЦ.

ОСОБЕННОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТАВКИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМА ГЕНЕРАЦИИ

Величина удельного расхода топлива в течение года изменяется, снижаясь в зимнее время и увеличиваясь в летнее. В зимнее время она ниже, так как значительная часть электроэнергии вырабатывается по теплофикационному режиму. В летнее время выработка электроэнергии по теплофикационному режиму незначительна и удельный расход топлива увеличивается. Дополнительную ставку можно дифференцировать по двум сезонам года: отопительному и неотопительному. Как будут выглядеть тарифы при двухставочной форме оплаты при таком подходе к формированию дополнительной ставки?

Если весь годовой период разделить на два периода, отопительный и неотопительный, то, задаваясь удельным расходом топлива для одного из двух сезонов года, можно вычислить удельный расход топлива для другого сезона.

Для отопительного периода величина удельного расхода может быть определена как:

$$b_{y^{от}} = (b_{cp} \Delta_{год} - b_{y^{неот}} \Delta_{неот}) / \Delta_{от} \tag{8}$$

где $b_{y^{от}}$, $b_{y^{неот}}$, b_{cp} – удельные расходы топлива в отопительный, неотопительный и в среднем за годовой период;

$\mathcal{E}_{от}$, $\mathcal{E}_{неот}$, $\mathcal{E}_{год}$ – размеры отпуска электроэнергии в отопительный, неотапливаемый и за годовой периоды.

Экономическое значение дифференциации дополнительной ставки по сезонам года состоит в том, что оно будет стимулировать предприятия смещать электропотребление с летнего на зимнее время года, когда удельный расход топлива и, следовательно, дополнительная ставка значительно ниже.

Предположим, что какой-либо потребитель имеет режим электропотребления, совпадающий с режимом энергосистемы, но в ночное время его относительная нагрузка меньше, чем у энергосистемы. Каковы будут затраты энергосистемы на производство электроэнергии для этого потребителя?

Для ответа на этот вопрос следует дифференцировать затраты энергосистемы по зонам времени, число которых принимаем равным двум: ночное и остальное время. Дифференцируем по зонам времени также суточный график нагрузки потребителя. Рассчитаем средневзвешенную величину удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии данному потребителю, зная удельные расходы топлива в энергосистеме по указанным зонам суточного графика. Полученная величина удельного расхода является основой для формирования дополнительной ставки для данного потребителя и затем для определения величины тарифа для него в соответствии с формулой двухставочного тарифа. Если же рассматривается потребитель с двухсменным режимом работы, то есть без электропотребления в ночное время, то величина суточного удельного расхода топлива в энергосистеме,

необходимого для отпуска электроэнергии данному потребителю, определяется по данным расхода топлива на электростанциях энергосистемы для данного режима электропотребления.

Отклонение формы суточного графика потребителя от формы суточного графика энергосистемы приводит к тому, что изменяются удельные затраты топлива энергосистемы на отпуск электроэнергии данному потребителю. Легче всего реализовать методику определения удельных расходов топлива для каждого потребителя, если режим выработки электроэнергии и режим электропотребления каждого потребителя представить в виде 24-ступенчатого почасового суточного графика нагрузки. В этом случае для каждого часа суток нужно получить данные об удельном расходе топлива в энергосистеме. Тогда величина удельного расхода топлива в энергосистеме на отпуск электроэнергии каждому потребителю, режим электропотребления которого представлен в виде 24-ступенчатого графика, может быть найдена как средневзвешенная величина. Полученная величина удельного расхода топлива является основой для формирования дополнительной ставки двухставочного тарифа.

Думается, что высказываемые иногда сомнения в объективности отражения показателем числа часов использования максимальной нагрузки режима электропотребления и, соответственно, стоимости 1 кВт·ч лишены основания. Что касается основной платы, то можно считать, что каждый потребитель оплачивает ее в той мере, в какой он участвует в суммарном максимуме энергосистемы. Правомочность данной меры оплаты каждым потребителем условно-постоянных расходов не вызывает сомнений, так как каждый потребитель оплачивает свою долю, даже в том случае, когда его нагрузка в период максимума энергосистемы минимальна. Оплата же за электроэнергию имеет определенные погрешности. Погрешность обусловлена тем, что величина дополнительной ставки принимается равной средней величине топливной составляющей себестоимости электроэнергии в энергосистеме за год, а фактические затраты топлива на отпуск электроэнергии потребителям, имеющим различные сменности, разные. Поэтому было бы более объективно величину дополнительной ставки дифференцировать в зависимости от сменности потребителя. Величина дополнительной ставки должна определяться как средневзвешенная величина для каждого потребителя в зависимо-

сти от его режима электропотребления. Представляется, что величина данной ставки должна рассчитываться для каждого потребителя, а не в целом для всех потребителей с данной сменностью работы. Таким образом, речь идет о дифференциации дополнительной ставки не только в зависимости от сменности работы предприятий, но и в зависимости от режима электропотребления в пределах предприятий с одинаковой сменностью режима, то есть с учетом реального режима электропотребления [6, 7].

Представляют интерес особенности определения себестоимости производства электроэнергии с учетом новой структуры генерирующих источников. Новая структура генерирующих мощностей, обусловленная вводом АЭС, генерирующих источников на базе возобновляемых энергоресурсов, а также высокоманевренных мощностей на базе газотурбинных и газопоршневых установок, требует интеграции этих станций в энергосистему. С учетом новой структуры мощностей изменяется структура себестоимости производства электроэнергии, и энергосистема становится самобалансирующейся. Исчезают затраты на покупку электроэнергии, несмотря на избыточность по мощности, исчезают затраты на экспорт энергии в силу складывающегося баланса мощностей в энергосистемах соседних стран. Часть производимой электроэнергии расходуется на отпуск тепла, и в этой связи требуется взаимосвязанное определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии. Учитывая, что часть избыточной электроэнергии, выработанной в ночное время зимних суток по теплофикационному циклу, используется для производства тепловой энергии, потребляемой в другое время суток, затраты топлива на выработку при этом тепла определяются через КПД произведенной теплофикационной электроэнергии и КПД производства тепла на базе данной электроэнергии. Электродкотлы на ТЭЦ и в котельных ГПО «Белэнерго» выступают в роли накопителей энергии.

Представляется целесообразным анализ режима работы для отопительного и неотапливаемого периодов. Предполагая, что для отопительного периода максимум нагрузки составит в начале 2020-х гг. примерно 7 000 МВт, нагрузку ночного времени суток определим как сумму нагрузки АЭС, равной 2 400 МВт, и суммарной теплофикационной электрической нагрузки всех ТЭЦ, равной примерно 3 000 МВт. Общая вынужденная генерация составит 5 400 МВт. Конденсационные мощно-



сти энергосистемы в это время должны быть разгружены до нуля, то есть отключены. Это касается конденсационных агрегатов КЭС и других конденсационных мощностей. Вся нагрузка энергосистемы в ночное время этих суток, в том числе электрическая нагрузка электродвигателей на ТЭЦ и в котельных ГПО «Белэнерго», должна покрываться АЭС и теплофикационными мощностями ТЭЦ. Переменная электрическая нагрузка в остальное время суток должна покрываться высокоманевренными источниками.

Себестоимость производства электроэнергии в указанные зоны суток (ночное время и остальное время) будет различной. В ночное время она будет определяться затратами на БелАЭС и на теплофикационных мощностях ТЭЦ. Для определения себестоимости на ТЭЦ важно принять за основу методологию разделения общих затрат между электрической и тепловой энергией. В этой связи представляется наиболее целесообразным применение так называемого физического метода разделения затрат. В этом случае расход топлива на электроэнергию определяется величиной удельного расхода топлива при производстве электроэнергии по теплофикационному циклу.

В неотапительный период тепловая нагрузка снижается примерно в 3–4 раза, а общая электрическая нагрузка снижается на 20–30%. Это означает, что отпадает необходимость использования электродвигателей. Часть энергоблоков КЭС, будучи в холодном резерве в отопительный период, могут быть включены в работу в неотапительный период. Таким образом, в ночное время суток электрическая нагрузка покрывается

АЭС, загружаемой на 80% номинальной мощности, конденсационными блоками КЭС и в небольшой степени оставшимися в работе ТЭЦ, в то время как остальные ТЭЦ выводятся в плановый ремонт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Государственное регулирование тарифов на энергию должно учитывать режимные особенности производства и потребления энергии, отличие энергетической продукции от продукции других отраслей промышленности. Волевые, волюнтаристические решения по формированию системы тарифов на энергию могут приводить к несоответствию размера оплаты за электроэнергию того или иного потребителя размеру затрат на производство и транспорт электроэнергии для этого потребителя. Отсюда могут возникать так называемые выпадающие доходы.

2. Ставки ныне действующего двухставочного тарифа искажены тем, что основная ставка занижена, а дополнительная ставка завышена. Значения указанных ставок должны выбираться с учетом условно-постоянных затрат (для основной ставки) и условно-переменных затрат (для дополнительной ставки) энергосистемы.

3. Учитывая, что по одноставочному тарифу платят предприятия, работающие, как правило, в односменном режиме, можно сказать, что эти предприятия поставлены в привилегированное положение по сравнению с предприятиями, оплачивающими по двухставочному тарифу и работающими в одну смену.

4. Необходимо решить вопрос об упразднении перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией. Оно искажает экономические показа-

тели себестоимости как основы формирования тарифов на энергию, в частности приводит к повышению тарифов на электроэнергию и к понижению тарифов на тепловую энергию. Это обуславливает экономическую рентабельность производства по одному виду энергии и убыточность по другому.

5. В настоящее время значения ставок двухставочного тарифа искажены тем, что на дополнительную ставку возложена функция компенсации не только затрат топлива, но и условно-постоянных затрат. Кроме того, в силу наличия перекрестного субсидирования между электрической и тепловой энергией на данную ставку возложена также функция компенсации недоплат по тепловой энергии. Представляется недопустимым, что промышленные потребители с установленной мощностью свыше 750 кВт·А, работающие в односменном режиме, должны оплачивать за 1 кВт·ч значительно больше, чем промышленные потребители с установленной мощностью менее 750 кВт·А по одноставочному тарифу.

6. Величина дополнительной ставки должна определяться как средневзвешенная величина для каждого потребителя в зависимости от его режима электропотребления, и, кроме того, она должна дифференцироваться по сезонам года, например по отопительному и неотапительному периодам, ввиду существенного различия удельного расхода топлива в энергосистеме по указанным периодам.

Леонид ПАДАЛКО,
кандидат технических наук,
доктор экономических наук,
профессор,

Людмила ФИЛЯНОВИЧ,
кандидат технических наук,
доцент Белорусского
национального
технического университета

(Статья поступила в редакцию 16.07.2018 г.)

ЛИТЕРАТУРА

1. Декларация об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго» (приказ от 18.01.2018 г. № 11).
2. Давыдов, А. Р. Проблема выбора промышленным потребителем электроэнергии экономически предпочтительного тарифного плана / А. Р. Давыдов, Н. М. Беляев // Промышленная энергетика. – 2004. – № 12.
3. Аврух, А. Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике / А. Я. Аврух. – М.: Энергия, 1977.
4. Падалко, Л. П. Цены на энергию и проблемы их совершенствования / Л. П. Падалко, Е. Г. Шиленко // Финансы, учет и аудит. – 2001. – № 6.
5. Падалко, Л. Мировой рынок топливообеспечения для атомной энергетики и пути его развития / Л. Падалко, Т. Киселева // Энергетика и ТЭК. – 2010. – № 7/8.
6. Забелло, Е. П. Учет режимных особенностей базовых потребителей при оплате за электрическую энергию / Е. П. Забелло, А. Н. Евсеев // Промышленная энергетика. – 2004. – № 4.
7. Падалко, Л. П. Управление электропотреблением на основе применения дифференцированных по зонам суток тарифов / Л. П. Падалко, С. Б. Харлан // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика. – 1996. – № 3.

The article deals with the formation of energy tariffs in the conditions of formation of a new structure of generating capacity and the reform of the management system of the Belarusian power system. State regulation of energy tariffs should take into account the regime features of energy production and consumption, the difference of energy products from the products of other industries. The issue of elimination of cross-subsidization between electricity and heat energy remains relevant.