

ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ В БЕЛАРУСИ

Т.Г. Зорина, С.Г. Прусов*

В статье анализируются факторы, оказывающие влияние на формирование тарифной политики на энергоресурсы. Осуществлен сравнительный анализ затрат на строительство и эксплуатацию различных видов энерготехнологий в себестоимости электроэнергии. Рассматриваются основные направления формирования тарифов на энергию, вырабатываемую альтернативными источниками. Даны рекомендации по совершенствованию комплексной тарифной политики на энергоресурсы Республики Беларусь с учетом ввода в эксплуатацию БелАЭС и развития ВИЭ.

Ключевые слова: ядерная энергетика, возобновляемые источники энергии, Республика Беларусь, тарифная политика, энергоресурсы, тарифы.

JEL-классификация: D49, E64.

Материал поступил 9.10.2019 г.

Тарифную политику в электроэнергетике можно определить как совокупность регулирующих мероприятий государства в области производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, направленных на формирование тарифов, обеспечивающих баланс экономических интересов поставщиков и потребителей данной энергии.

Главной задачей тарифной политики является обеспечение социально-экономического развития на основе надежного энергоснабжения при минимальном расходе ресурсов и воздействии на окружающую среду в условиях меняющихся внешних факторов: экономических, политических, социальных, технических, экологических, культурно-образовательных.

Изменение тарифов на электроэнергию оказывает заметное влияние на экономическую ситуацию как в отдельных областях, так и в стране в целом. В настоящее время возможны два сценария развития событий в результате влияния изменения цены электроэнергии на экономику. При снижении уровня инфляции возможным становится не только неизменный уровень

тарифов в течение длительного времени, но и поиск резервов для их снижения. Если же экономическая ситуация ухудшится и инфляционные процессы будут набирать силу, то тарифы на энергию, несомненно, будут повышаться, что может помешать устойчивому развитию электроэнергетики и экономики страны в целом по следующим причинам:

основные предприятия, формирующие ВВП страны, являются энергоемкими с большим удельным весом топливно-энергетических ресурсов в себестоимости продукции;

следствием первой причины станет усиливающийся тренд на строительство собственных блок-станций предприятий (децентрализация энергетики) с резервированием данных мощностей со стороны организаций, входящих в ГПО «Белэнерго», что опять-таки будет способствовать росту тарифов и снижению конкурентоспособности продукции предприятий промышленности;

тарифы на электрическую энергию в Республике Беларусь для промышленных предприятий превышают уровень среднеевропейских и тем более Российской Федерации, что изначально ставит предприя-

* **Зорина Татьяна Геннадьевна** (tanyazorina@tut.by), доктор экономических наук, доцент, Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси (г. Минск, Беларусь);

Прусов Станислав Геннадьевич (prusovstas@mail.ru), кандидат экономических наук, начальник отдела бизнес-планирования Витебскэнерго (г. Витебск, Беларусь).

тия республики с их высокой энергоемкостью производства в неконкурентоспособное положение (нефтехимия, нефтепереработка, металлургия, машиностроение и т. п.).

Факторы, влияющие на формирование тарифной политики в электроэнергетике

Колебание цены на энергетические ресурсы, как известно, может происходить в разных направлениях: тарифы могут расти, снижаться или же оставаться неизменными¹. Каждое из этих направлений по-разному (положительно, отрицательно или нейтрально) сказывается на самой энергетической отрасли, на финансовом состоянии большинства предприятий промышленности и непромышленной сферы, уровне жизни населения, доходах и расходах регионального бюджета.

Оптимистический сценарий: энергетический сектор экономики развивается опережающими темпами; промышленность работает рентабельно; уровень жизни населения повышается; растет доходная часть бюджета за счет налоговых поступлений от предприятий и организаций, в том числе энергетической отрасли, подоходного налога с физических лиц; расходы из бюджета уменьшаются из-за отсутствия необходимости субсидирования промышленных предприятий, населения; энергетический сектор полностью обеспечивает свои инвестиционные программы за счет собственных средств и не требует государственной поддержки; уровень инфляции снижается.

Пессимистический сценарий: снижение надежности и безопасности энергоснабжения; главным негативным следствием этого являются убытки промышленности, для населения падает уровень социальных стандартов обслуживания (использование многочисленных бытовых электроприборов, которые многократно экономят физические и материальные ресурсы человека, работа систем жизнеобеспечения, – отопление, водоснабжение, канализация, транспорт). В

результате – энергетический, производственный и социальный кризисы.

Не вызывает сомнений, что в ближайшей перспективе развитие событий по первому сценарию практически невозможно, по второму – неприемлемо. Следовательно, реалистический прогноз должен быть максимально противоположен пессимистическому и хотя бы минимально приближен к оптимистическому.

По мнению Е.В. Гальперовой и Ю.Д. Кононова (2001, С. 30–32), неизменный уровень тарифов в течение долгосрочного периода тормозит инфляционные процессы и способствует экономической стабильности. При этом тарифы могут не только долгое время оставаться постоянными, возможным становится и нахождение резервов для их снижения. В этой ситуации производители и потребители электроэнергии сосуществуют в условиях взаимовыгодного сотрудничества. Если же тарифы не покрывают полностью потребности энергопроизводителей в дополнительных ресурсах, то для сохранения тарифов на прежнем уровне необходимо изыскать средства для поддержания инвестиционных программ в энергетическом секторе в республиканском и местных бюджетах.

Снижение тарифов на первый взгляд вроде бы выгодно для всех потребителей. Однако это приводит, во-первых, к сокращению стимулов к энергосбережению, во-вторых, к снижению надежности и безопасности энергоснабжения. Такие негативные последствия несоизмеримо выше прямой выгоды, получаемой от снижения тарифов. Во избежание этого необходимы государственная поддержка энергетики через финансирование инвестиционных проектов, а также дотации и субсидии промышленным предприятиям и населению.

Очевидно, повышение тарифов на электроэнергию выгодно в первую очередь производителям электроэнергии: увеличивается прибыль, растет рентабельность, появляется возможность финансирования программ производственного развития, реновации, реконструкции, обновления основных производственных фондов и т. п. Но необходимо помнить, что производители электроэнергии ощущают на себе и значительный отрицатель-

¹ Петров Н.А., Корякин А.К. 1997. Оценка и анализ влияния изменений тарифов на электрическую и тепловую энергию на экономику и уровень жизни населения РС (Я): отчет о НИР. Якутск: Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова. С. 16–18.

ный эффект: они рискуют лишиться ряда потребителей, возрастает дебиторская задолженность. Кроме того, существенен обратный эффект – рост тарифов на энергоресурсы ведет, во-первых, к повышению цен на потребляемое топливо, материалы, оборудование, услуги; во-вторых, к необходимости увеличивать зарплату работникам для компенсации повышения стоимости жизни; в-третьих, к относительному росту доли условно-постоянных расходов в себестоимости продукции при снижении спроса на нее. В результате реальная прибыль может оказаться ниже, чем ожидалась. К тому же, если удорожание энергоносителя вызывает усиление инфляции, то получаемая прибыль соответственно обесценивается.

Негативный социально-экономический эффект от удорожания электроэнергии проявляется в возможном снижении доходов населения и росте стоимости жизни (Ильюша, 2004. С. 3–4).

Необходимо учитывать и косвенные последствия удорожания энергии. Если тарифы на энергию растут во всех секторах экономики, то могут подорожать продукты питания, непродовольственные товары, услуги, городской транспорт. Последствия для экономики и социальной сферы от изменения тарифов на электроэнергию в конечном счете отражаются и на бюджете. В доходах республиканского бюджета значительный удельный вес имеет налог на прибыль предприятий и организаций. При повышении тарифов растут налоговые отчисления от энергопроизводителей, но снижаются налоги на прибыль и НДС многих предприятий производственной сферы. Это снижение может перекрыть дополнительные поступления в бюджет от электроэнергетики. Негативный эффект для бюджета может существенно усилиться, если удорожание электроэнергии приведет к банкротству некоторых предприятий и соответственно снижению поступлений от налога на имущество и налогов, начисляемых от фонда заработной платы.

Вместе с тем следует отметить, что негативное влияние удорожания электроэнергии на экономику и социальную сферу не может служить основанием для отказа от повышения тарифов, если оно обусловлено ростом

издержек в энергосистеме и необходимостью иметь достаточно денежных средств для своевременного ввода новых мощностей и повышения надежности энергоснабжения. Потери национальной экономики от дефицита электроэнергии могут превышать ущерб от роста ее стоимости. Необходимо искать компромисс и согласовывать интересы производителей и потребителей электроэнергии и экономики в целом.

Как показывает анализ, уровень тарифов на энергоресурсы оказывает значительное влияние на финансово-экономическое положение энергоемких потребителей. В прочих производствах энергосоставляющая в себестоимости является важным, но не первостепенным фактором. Таким образом, промышленным потребителям прежде всего рекомендуется изыскивать внутренние резервы снижения себестоимости, а также повышения эффективности маркетинговой деятельности в целях увеличения объемов продаж и т. п.

Современный рынок оборудования предлагает комплекс энергосберегающих технологий, внедрение которых является дорогостоящим проектом с длительным сроком окупаемости. Предприятиям энергетического комплекса предлагается разработать программу, стимулирующую потребителей к внедрению на своих производствах энергосберегающих технологий. В случае повышения размеров тарифов должна быть предусмотрена поддержка социально незащищенных слоев населения и других потребителей через дотации и субсидии.

Таким образом, проведенное исследование позволяет разработать систему мероприятий, выступающих «буфером» при увеличении тарифа во избежание кризисных явлений субъектов хозяйствования.

Для отраслей промышленности подобными мероприятиями могут быть (Родин, 2011. С. 212–213):

- внедрение энергосберегающих технологий;
- поиск внутренних резервов снижения себестоимости продукции;
- повышение эффективности маркетинговой деятельности.

Для населения основным рекомендуемым мероприятием является энергосбережение.

Для предприятий энергетики целесообразны:

разработка программы стимулирования внедрения энергосберегающих технологий у промышленных потребителей;

разработка гибкой системы тарифов (например, в зависимости от режимов потребления);

разъяснительная работа с населением.

Для бюджета:

предоставление дотаций и субсидий малообеспеченным категориям населения;

поддержка промышленности и предприятий непромышленной сферы;

финансирование инвестиционных проектов предприятий энергетического сектора экономики;

контроль за целевым использованием бюджетных средств.

Основные направления формирования тарифной политики в ядерной энергетике

Европейская комиссия в сотрудничестве с Министерством энергетики США в 1991 г. начала реализацию проекта ExternE для оценки внешних затрат на различные виды энергии. Она установила, что ядерная энергия имеет самые низкие затраты с точки зрения выбросов, рассеивания и конечного воздействия. Учитывался также риск аварий и радиологических воздействий от хранилищ.

Согласно результатам данного исследования, атомная энергетика достигнет успеха только в том случае, если ее стоимостные показатели будут ниже, чем у конкурирующих технологий. Это становится очевидным по мере того, как в различных частях мира сокращается экономическое регулирование рынков электроэнергии².

Инвестиции в промышленные ядерные генерирующие установки начнут поступать только тогда, когда затраты на производство электроэнергии, получаемой с применением ядерной технологии, окажутся более низкими, чем затраты на альтернативные варианты производства электроэнергии с поправкой на риски. Поскольку атомные электростанции характеризуются

относительно высокими капитальными и предельно низкими эксплуатационными затратами, ядерная энергия будет конкурировать с альтернативными источниками производства электроэнергии при эксплуатации в базовом режиме (при высоком коэффициенте нагрузки). Соответственно затраты в ядерной энергетике потребуют особого внимания в сравнении с затратами на альтернативные технологии производства электроэнергии при помощи органического топлива в базовом режиме. При этом следует учитывать ряд важных факторов.

Во-первых, все атомные электростанции, работающие в настоящее время, разрабатывались вертикально интегрированными энергетическими монополиями, принадлежащими либо государству, либо инвесторам, регулируемым государством.

Во-вторых, затраты на строительство атомных электростанций, завершённое в 80-ые и в начале 90-х годов в США и в большинстве европейских стран, были очень высокими и оказались гораздо выше прогнозируемых сегодня новыми энергетическими компаниями, которые занимаются строительством атомных станций и в целом ядерной промышленностью. Реальные затраты на строительство в прошлом отражали сочетание таких проблем, как задержки, связанные с регулированием, выполнением требований по доработке конструкции, ведением строительства и проблемами контроля качества. Следовательно, затраты на строительство в будущем значительного количества АЭС, безусловно, носят неопределённый характер, хотя именно величина затрат на строительство была основным фактором, обусловившим весьма невысокий коммерческий интерес к инвестициям в новые АЭС.

В-третьих, даже если в табличных расчетах инвестиции в ядерную энергетику выглядят привлекательно, инвесторам приходится сталкиваться с трудностями регламентирующего и политического характера, связанными с получением лицензии на строительство и эксплуатацию станции на конкретной площадке. Споры о лицензировании, местная оппозиция, требования по источникам охлаждающей воды и выб-

² URL: <https://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>

росам и т. п. замедляли строительство и завершение АЭС. Строительство многих запланированных станций при произведенных значительных затратах на разработку некоторых из них было прекращено. Задержки и затраты впустую оказались особенно обременительными для инвесторов на конкурентном рынке электроэнергии.

С учетом вышеизложенного очевидна необходимость изучения опыта и подходов к расчету относительных затрат на строительство новых АЭС, станций на пылевидном угле и станций с газотурбинными установками (ГТУ) комбинированного цикла для эксплуатации в базовом режиме на примере ведущих государств мира, производящих электроэнергию, вырабатываемую с применением атомных технологий.

Подобное исследование проводилось Массачусетским технологическим институтом в 2003 г. (Beckjord, 2003), частично актуализировалось в 2009 г., и хотя некоторые стоимостные показатели уже устарели, оно позволяет сделать выводы и обозначить вопросы тарифообразования и окупаемости проектов строительства АЭС.

Авторами исследования была построена модель для оценки реальной стоимости электроэнергии на АЭС относительно угольных электростанций (на пылевидном топливе) и ТЭЦ на природном газе (с прогнозируемой различной ценой на газ в раз-

ные периоды эксплуатации) в течение экономического срока службы. Указанные технологии широко применяются в настоящее время, и в отсутствие налога на углерод или его эквивалент являются гораздо менее затратными, чем многие технологии, использующие возобновляемые источники энергии. Сравнительные показатели, приведенные в табл. 1, основываются на коэффициенте использования мощности (85%) и экономическом сроке службы АЭС (40 лет).

Как показали результаты исследования, ядерная энергия является гораздо более дорогостоящей, чем альтернативные технологии, предполагающие использование угля и природного газа, даже в случае высоких цен на природный газ. В случае низких цен на газ ГТУ является более дешевым вариантом, чем уголь. При умеренных ценах на газ общие затраты для использования угля и газа очень близки. При высоких ценах на природный газ уголь может оказаться гораздо более предпочтительным.

Эти результаты дают основания предположить, что высокие цены на природный газ в конечном счете приведут к тому, что инвесторы переключатся скорее на уголь, чем на ядерную энергию при допущениях, сделанных для базового случая, так как ядерная энергия значительно более доро-

Таблица 1

**Затраты на альтернативные варианты выработки электроэнергии
в реальных приведенных ценах, цент/кВт·ч**

Наименование	КИУМ = 85%		КИУМ = 75%	
	25 лет	40 лет	25 лет	40 лет
Ядерная энергия	7,0	6,7	7,9	7,5
Уголь	4,4	4,2	4,8	4,6
Природный газ (низкие цены)	3,8	3,8	4,0	3,9
Природный газ (умеренные цены)	4,1	4,1	4,2	4,3
Природный газ (высокие цены)	5,3	5,6	5,5	5,7
Природный газ (высокие цены), передовые технологии	4,9	5,1	5,0	5,2
Случай снижения затрат на ядерную энергетику				
Снижение затрат на строительство на 25%	5,8	5,5	6,5	6,2
Сокращение периода строительства на 12 мес.	5,6	5,3	6,2	6,0
Снижение стоимости капитала до уровня, эквивалентного существующим на угольных и газовых электростанциях	4,7	4,4	5,2	4,9

Примечание. Цены на газ отражают реальные усредненные закупочные цены за 1 тыс. кубических футов (MCF) на период экономической жизни проекта. 1 куб. фут = 0,0283 м³.

Источник. URL: <https://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>

гостоящая, чем уголь. Единственным исключением из данного сценария может быть приверженность государств к развитию экологически чистой энергетики с прогнозируемым коэффициентом использования установленной мощности. Примером может служить Китай, выводящий в настоящее время из эксплуатации станции, у которых основным видом топлива является уголь, из-за повышенных выбросов в атмосферу. Поставки угля в странах с открытым доступом к сырью этого вида в отдаленной перспективе будут очень гибкими, следовательно, значительный рост спроса на уголь не вызовет существенного повышения долгосрочных цен на него.

По результатам проведенного Массачусетским технологическим институтом исследования можно выделить первоочередные для ядерной энергетики меры, способствующие обеспечению ее конкурентоспособности с альтернативными источниками электроэнергии, а именно:

- уменьшение неопределенности, связанной с капитальными и эксплуатационными затратами на новых АЭС;
- решение проблем ядерного регулирования, связанных с размещением и строительством АЭС, в соответствии с требованиями, приводящими к дорогостоящим переделкам проектов;
- повышение реальных закупочных цен на природный газ;
- установление достаточно высоких цен на снижение выбросов углерода, являющихся результатом замены энергопроизводящих мощностей, работающих на углеводородном топливе, ядерной энергетикой.

На основании проведенного авторами исследования можно выделить следующие тенденции развития мировой атомной энергетики:

- масштабные планы по строительству объектов атомной энергетики (в основном в Китае, Индии, Южной Корее и России) свидетельствуют о расширении ее присутствия в мировой энергетике в прогнозируемом будущем;
- несмотря на значительные экологические риски, связанные с безопасностью атомной отрасли, она смогла занять соответствующую конкурентную позицию в

энергетическом секторе, в большинстве случаев благодаря сравнительно выгодным техническим показателям;

- цена на атомную энергию гораздо в меньшей степени подвержена влиянию внешних факторов по сравнению с углеводородными и возобновляемыми источниками топлива. Однако тарифы на электроэнергию от АЭС являются более высокими по сравнению с углеводородным топливом и возобновляемой энергией без дополнительных мероприятий (учета совокупных издержек, в том числе косвенных, либо введения налогового или иного регулирования со стороны государства).

При этом на современном этапе характеристика и интенсивность развития мировой атомной отрасли значительно разнятся по странам ввиду национальных, ресурсных, финансовых и прочих особенностей, обусловленных в том числе национальными регулятивными механизмами отрасли. Таким образом, если в электроэнергетике Республики Беларусь сохранится существующая методология тарифообразования при действии системы перекрестного субсидирования, в рамках которой уровень тарифов для промышленности находится выше средневропейского, а для населения – порой в 5 раз ниже средневропейского, единственным вариантом будет субсидирование со стороны бюджета как эксплуатационных затрат БелАЭС, так и затрат на обслуживание кредитных ресурсов. В противном случае сохранение среднеотпускного тарифа для населения и промышленности вряд ли возможно.

Альтернативным вариантом является создание:

- оптового рынка электроэнергии, основная цель которого – определение маркетинговых преимуществ в данном сегменте для участия в международных рынках электрической энергии и увеличения объемов полезного отпуска с шин Белорусской энергетической системы свыше уровня потребления электроэнергии в республике – 37–38 млрд кВт·ч в год;
- розничного рынка электроэнергии.

При этом потребуется дальнейшая реструктуризация отрасли, чем в настоящее время занимается Министерство энергети-

ки Республики Беларусь. Пока из структуры ГПО «Белэнерго» выделены филиалы энергонадзора РУП «Облэнерго» в отдельную структуру. Бюджетное финансирование также остается под вопросом, соответственно единственным путем сохранения тарифов является увеличение полезного отпуска, в том числе за счет экспорта, однако в этой части также существуют определенные вопросы.

Планируемый ввод БелАЭС в энергосистему Республики Беларусь должен повлечь за собой значительную перестройку национальной экономики страны. В последнее время потребление электроэнергии в Республике Беларусь составляет порядка 36–38 млрд кВт·ч в год, и прогнозирование его роста на протяжении последней пятилетки хотя бы до 41 млрд кВт·ч пока не оправдывается. Объясняется это рядом объективных и субъективных причин.

В то же время прогнозируемая выработка данной станции составляет около 18 млрд кВт·ч в год в базовом графике нагрузки, что при сохранении величины полезного отпуска «как есть» неминуемо должно привести как минимум к консервированию значительного количества генерирующих мощностей.

Основным вариантом решения данной задачи, выдвинутой правительством, является прирост потребления за счет реализации комплекса инвестиционных проектов и установки электродвигателей в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго». Так, в соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 г. № 169 с учетом изменений и дополнений, внесенных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 2.09.2019 г. № 567, прогнозируемый прирост потребления на 2713,1823 млн кВт·ч возможен лишь к 2026 г. При этом не учтены мероприятия комплексного плана по установке электродвигателей в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», в результате реализации которого прирост должен был составить порядка 1,78 млрд кВт·ч.

Объем потребления по программе установки электродвигателей в организациях ГПО «Белэнерго» является технически предельным. Дополнительный прирост потре-

бления возможен по трем основным направлениям:

- рост внутреннего потребления населением Республики Беларусь в результате мероприятий стимулирующего характера, главным образом совершенствования тарифной политики за счет упрощения подходов к формированию дифференцированных по времени суток тарифов для населения;

- реализация дополнительных мероприятий (проектов) Межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 г. Проблема заключается в следующем: сегодня прирост потребления по данной программе оценивается экспертами в 2713,1823 млн кВт·ч. Необходимые для реализации программы инвестиции отсутствуют;

- прирост экспорта в настоящее время также представляется проблематичным и политизированным. Есть позитивные изменения в данной сфере с Латвией, однако объемов экспорта явно недостаточно. Как вариант можно было бы рассмотреть транзит электроэнергии своим иностранным (совместным) предприятиям, расположенным на территории зарубежных государств, что потребует дополнительных межправительственных соглашений.

Основные направления формирования тарифной политики в возобновляемой энергетике

По мнению исследователей (Klein, Merkel, Pfluger, Held, Ragwitz, Resch, Busch, 2010. Р. 24–39), стремление к популяризации возобновляемых источников энергии можно объяснить теми экологическими преимуществами, которые дают ВИЭ по сравнению с традиционными источниками энергии, особенно ископаемыми горючими топливами. Растущая обеспокоенность изменением климата требует сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу и содействия развитию возобновляемых источников энергии. Правильно подобранные подходы поддержки в этом случае чрезвычайно важны.

Введение экологического налога и норматива на выбросы могло бы сделать итоговую стоимость энергии из ВИЭ ниже произведенной, например, на тепловой

электростанции. Для этого достаточно внедрить систему количественной оценки нанесенного окружающей среде ущерба. Однако введение дополнительных сборов всегда болезненно воспринимается обществом, к тому же этой меры может быть недостаточно для стимулирования развития отрасли. В любом случае возобновляемой энергетике необходима поддержка государства, как минимум, на начальном этапе, чтобы она смогла конкурировать с уже устоявшимися способами производства энергии из газа, угля и прочих видов топлива.

Обычно поддержка со стороны государства выражается одним из следующих способов:

1) гарантированная закупка произведенной из ВИЭ энергии сетевыми организациями по повышенному тарифу;

2) проведение торгов между потенциальными производителями чистой энергии с определенной суммарной выработкой энергии из ВИЭ в стране;

3) торговля «зелеными» сертификатами.

Повышенный закупочный тариф – наиболее старая и в то же популярная схема поддержки поставщиков энергии из ВИЭ. Его использовали в Дании, Германии, Испании, Италии, Японии. Такая система обязывает электроэнергетические сетевые компании покупать на протяжении определенного времени (10–15 лет) электроэнергию из ВИЭ по установленному на государственном уровне повышенному тарифу. Разница между базовым и повышенным тарифом может быть оплачена конечным потребителем за счет налогов или с применением перекрестного субсидирования.

Повышенный тариф считается наиболее эффективной для инвестора схемой: рассчитанный на годы вперед, он обеспечивает инвесторам долгосрочную финансовую стабильность, а стране – рост мощностей, генерирующих энергию из возобновляемых источников энергии. Вложение средств в технологии возобновляемой энергетики становится экономически более привлекательным, стабильным и предсказуемым.

В Беларуси после принятия в декабре 2010 г. Закона о возобновляемых источниках энергии был установлен повышающий коэффициент на закупку энергии из ВИЭ.

Он применяется как индексированный, согласно формулам, указанным в постановлении Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июня 2018 г. № 47 «Об изменении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию».

Для электроэнергетики применяется формула:

$$T_n = T_6 \cdot \left(0,31 + 0,69 \frac{K_n}{K_6} \right), \quad (1)$$

для тепловой энергии:

$$T_n = T_6 \cdot \left(0,05 + 0,95 \frac{K_n}{K_6} \right), \quad (2)$$

где T_n – тариф на электрическую и тепловую энергию соответственно, подлежащий применению на день оформления платежных документов и день оплаты потребителем за потребленную электрическую энергию;

T_6 – тариф на электрическую и тепловую энергию соответственно, установленный Министерством антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь, принимается равным тарифу на электрическую энергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВт·А;

K_n – значение курса белорусского рубля по отношению к доллару США, установленного Национальным банком Республики Беларусь на день оформления платежных документов и день оплаты за потребленную энергию;

K_6 – значение курса белорусского рубля по отношению к доллару США, установленного Национальным банком Республики Беларусь, на дату установления тарифа на электрическую и тепловую энергию соответственно Министерством антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь.

Тариф T_6 был установлен 1 января 2019 г. и составил 0,23975 руб./кВт·ч, курс белорусского рубля по отношению к доллару США в то время был равен 2,1590 руб. Курс на 10.06.2019 г. 1 долл. = 2,0925 руб. Рассчитаем тариф T_n на электрическую энергию на июнь 2019 г.:

$$T_{\text{н}} = 0,23975 \cdot \left(0,31 + 0,69 \frac{2,0925}{2,1590} \right) = 0,23465 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч.}$$

К рассчитанному таким путем тарифу будет применен стимулирующий коэффициент, значения которого с момента введения изменялись.

В 2011 г. коэффициент в первые 10 лет эксплуатации равнялся 3 для солнечной энергии и 1,3 – для прочих ВИЭ. В 2017 г. выработанная солнцем энергия закупалась с коэффициентом 2,7, а в 2015 г. – 2,5. К 2015 г. был снижен на одну десятую и коэффициент для ветроэнергетики. Коэффициенты для установок, построенных до изменений, остались прежними. Государство брало на себя обязательство приобрести всю предлагаемую ВИЭ энергию.

Фиксированный повышенный тариф, с одной стороны, способствует росту установленной мощности, но с другой – никак ее не ограничивает, что может в значительной степени повлиять на итоговый тариф на электроэнергию для потребителя, кото-

рый зачастую не готов платить больше. В итоге дополнительная финансовая нагрузка ложится на государство, что в определенных обстоятельствах может привести к прекращению поддержки ВИЭ. Например, Испания прекратила поддержку в виде повышенного тарифа еще в 2012 г. из-за избыточности мощностей и дефицита средств на покупку электроэнергии по повышенной цене.

В других странах Европейского союза тарифная политика также претерпела изменения по финансовым причинам. Одним из путей решения стало введение динамического повышенного тарифа, который снижается по мере прогресса в сфере возобновляемой энергетики (Германия, Франция). Установление невысокой доходности также способствует снижению финансовой нагрузки на государство или потребителей, но обеспечивает прибыль производителям энергии (табл. 2).

Беларусь также применила комплекс мер: к 2018 г. повышающие коэффициенты были снижены до 1,3 для солнца, 1,2 – для

Таблица 2

Особенности поддержки производителей энергии из ВИЭ и требования к ним в странах ЕС

Страна	Гарантия покупки энергии	Ступенчатый тариф	Уменьшение тарифа	Надбавка к рыночному тарифу	Обязательства по прогнозированию
Австрия	+	+	–	–	–
Болгария	+	+	–	–	+
Великобритания	+	+	+ ^{(4), (5)}	–	+
Венгрия	+	+	–	–	–
Германия	+	+	+	–	–
Греция	+	+	+ ⁽⁶⁾	–	–
Дания	+ ⁽¹⁾	+	–	+ ⁽⁷⁾	–
Ирландия	+	+	–	–	+
Испания	+ ⁽²⁾	+	+ ⁽⁵⁾	+	+
Италия	+	+	+ ⁽⁵⁾	+ ⁽⁵⁾	–
Кипр	+	+	–	–	–
Латвия	+	+	–	–	–
Литва	+	+	–	–	+
Люксембург	+	+	+	–	–
Мальта	+	–	–	–	–
Нидерланды	–	+	–	+	+
Португалия	+	+	–	–	–
Словакия	+ ⁽³⁾	+	–	–	–
Словения	+ ⁽²⁾	+	–	+	+
Франция	+	+	+ ⁽⁴⁾	–	–
Чехия	+ ⁽²⁾	+	–	+	–
Эстония	+ ⁽³⁾	–	–	+	+

Примечания: ⁽¹⁾ кроме ветра на суше; ⁽²⁾ для фиксированного тарифа; ⁽³⁾ до мощности потерь в сети; ⁽⁴⁾ для ветра; ⁽⁵⁾ для фотовольтаики; ⁽⁶⁾ для малой фотовольтаики; ⁽⁷⁾ для новых установок: ветер, биомасса, биогаз.

Источник. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Evaluation-of-different-feed-in-tariff-design-%E2%80%93-for-Klein-Merkel/1b06f48a0475ecb7468f12d0dc4691ff6a4a4fb>

биогаза, 1,1 – для ветра, а также с 2015 г. введены квоты и отдельный коэффициент для производителей энергии для себя вне квот, имеющих излишки для продажи в сеть. Государство определяет объем энергии, который может быть произведен из ВИЭ посредством выделения квот, потенциальные производители подают заявки и по набору параметров квоты распределяются между ними, что дает право продажи выработанной энергии в сеть по повышенному коэффициенту. Система с квотами схожа с торгами и имеет общий с ними недостаток: ограничение максимального объема производимой энергии в рамках льготного тарифа. Производимая вне квот для собственных нужд энергия также может быть продана в сеть, однако коэффициент будет низким – 0,1. С 2019 г. планировалось изменение стимулирующих коэффициентов для вновь устанавливаемого не нового оборудования и включение ВИЭ в процесс регулирования графика нагрузки.

Постепенное снижение поддержки государства закономерно и может быть связано с двумя важными факторами – развитием технологий и как следствие – снижением цен на оборудование, а также с ростом установленных мощностей, способствующим наработке опыта эксплуатации и обслуживания, что в конечном счете снижает затраты.

Рекомендации по совершенствованию комплексной тарифной политики на энергоресурсы Республики Беларусь с учетом ввода в эксплуатацию БЕЛАЭС и развития ВИЭ

Международный опыт организации энергетических рынков тяготеет к максимальной детализации структуры потребителей. При этом учитываются все объективные параметры: потребляемая мощность и напряжение сетей, расстояние до источников генерации, техническое состояние сетей и оборудования, объемы потребления, региональные особенности расположения потребителей и проч. Общим стремлением регулирующего органа при таком подходе является достижение большей объективности в процессе формирования энерготарифов. В странах ЕС с целью повышения степени прозрачности ценообразования в

электроэнергетике, которая принята Евро-стат для расчета тарифных ставок, достаточно широка классификация групп конечных потребителей по ряду критериев, а наиболее значимыми из них являются: объем потребления электроэнергии, присоединенная мощность, уровень напряжения, участие потребителя в максимальном использовании мощности энергосистемы и характер использования мощности во времени (базовая или пиковая), количество часов использования нагрузки, непрерывное или дискретное энергопотребление и др.

Как показывает мировая практика, большинство стран руководствуется системой тарифов, дифференцированных по периодам времени, что позволяет осуществлять гибкий учет изменений текущих и единовременных затрат в течение пикового, полупикового и ночного периодов. Временная дифференциация тарифов заключается в применении ставок, которые варьируются в соответствии с периодами суток в зависимости от стоимости электроэнергии, произведенной на маневренных тепловых электростанциях. В часы ночного минимума нагрузки энергосистемы, при наличии свободных генерирующих мощностей и прироста выработки, устанавливаются пониженные ставки оплаты за электроэнергию. В часы пиковых нагрузок, наоборот, предлагаются максимальные тарифы.

Научно обоснованные пропорции между тарифными ставками различных зон графика нагрузки выступают важным инструментом политики энергосбережения, поскольку отсутствие резко выраженной максимальной нагрузки объединенной энергосистемы способствует снижению потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах. Путем поощрения потребления более дешевой энергии в непиковое время дифференциация тарифов по зонам суток стимулирует выравнивание суточного режима энергопотребления, тем самым способствуя экономии топлива за счет улучшения режима работы оборудования, в частности, уменьшения необходимости введения в период максимума нагрузки неэкономических пиковых электростанций и перевод в форсированный режим всех генерирующих мощностей, а также уменьшения количества

пусков и остановок котлов и турбин. Благодаря такой дифференциации тарифов, для потребителей уменьшаются затраты на электроэнергию, а для генерирующих компаний и объединенной энергетической системы в целом – потребность в маневренных мощностях и оптовая цена на электроэнергию.

В зарубежной практике наиболее совершенными и в то же время наиболее сложными считаются тарифы Франции, дифференцированные по напряжению, заявленной мощности и продолжительности ее использования, объему потребляемой электроэнергии, зонам суток и сезонам года. Благодаря такой широкой дифференциации каждый потребитель получает право выбора из 196 вариантов (опций) тарифных ставок. Выбирая приемлемый для себя вариант тарифа в зависимости от режима потребления и финансовых возможностей, потребитель тем самым активно участвует в регулировании графика суммарной нагрузки, выигрывая при этом в величине платы за потребленную электроэнергию и мощность.

Показательным в этом плане является и пример России. Российские энергоснабжающие компании формируют тарифное «меню» дифференцированных тарифов: сезонное регулирование, регулирование по типу дня (рабочий, выходной), декадное регулирование, регулирование по зонам суток. Таким образом потребитель получает возможность выбирать тарифную структуру из перечня дифференцированных структур в соответствии с особенностями его энергоснабжения и потребностей.

Ни одна прогрессивная система тарифов не будет способна обеспечить надлежащие стимулы к повышению экономичности производства для производителей электроэнергии и к энергосбережению для потребителей, пока существуют многочисленные ценовые диспропорции, которые своим появлением обязаны административному вмешательству в порядок ценообразования на энергорынке. В то же время в условиях перехода электроэнергетики к рыночным отношениям, независимо от выбранной модели энергорынка, тарифы на электроэнергию как экономический инструмент государственного управления энергетическим комплексом страны приобрета-

ют чрезвычайно важное значение. Повышение уровня эффективности электроэнергетики в первую очередь зависит от оптимизации системы тарифов на электроэнергию, разработка которой должна быть возложена на регулятор, который полностью не зависит от административного влияния государства. В мировой практике действенность экономического регулирования достигается лишь при условии экономической, организационной и финансовой независимости регулирующего органа от любого влияния государственных органов.

В связи с этим полагаем необходимым создание независимого органа, в функции которого входит урегулирование отношений между участниками рынка электроэнергии путем реализации экономических методов государственного регулирования, в первую очередь в части разработки и совершенствования тарифной политики. Кроме того, меры по совершенствованию тарифного регулирования в электроэнергетике Республики Беларусь должны включать:

ликвидацию перекрестного субсидирования, прежде всего путем ограничения круга льготных потребителей. В качестве возмещения расходов на электроэнергию для социально незащищенных категорий и сектора сельского хозяйства следует ввести адресную государственную помощь, что выделяется из бюджетного фонда специального назначения (на покрытие оплаты за электроэнергию);

дифференциацию тарифов по ряду критериев (области, зоны суток и дня недели) и формирование тарифного «меню» (по примеру Франции), что будет способствовать выравниванию графика нагрузки через поощрение потребителей к увеличению энергопотребления в периоды ночных провалов и уменьшению – в периоды пиков;

повышение тарифов для населения до уровня, отражающего реальные затраты на производство и транспортировку энергии. Исходя из опыта ведущих стран Европы тарифы для бытовых потребителей должны превышать промышленные минимум на 40%. В среднем по Европе такое превышение составляет до 50%.

Спрос на электрическую энергию характеризуется высокой волатильностью и

суточной, недельной и годовой цикличностью. Таким образом, уровень потребления электроэнергии в часы максимальной нагрузки (пиковой нагрузки) значительно превышает среднюю нагрузку за соответствующий период. Поскольку установленная мощность энергосистемы должна быть достаточной для покрытия максимальной нагрузки и обеспечения требуемого резерва мощности в системе, постоянные затраты в электроэнергетике в значительной степени определяются величиной этой максимальной нагрузки.

Снижая максимальную нагрузку, можно снизить постоянные затраты на покрытие определенного спроса на электроэнергию либо обеспечить в случае необходимости прирост выработки электроэнергии без дополнительных инвестиций в генерирующие мощности, а также повысить надежность системы электроснабжения без дополнительных затрат.

Более того, выравнивание графика нагрузки зачастую позволяет снизить затраты на топливо и выбросы в атмосферу, поскольку в период пиковой нагрузки к работе подключаются, как правило, менее экономичные электростанции, характеризующиеся повышенным загрязнением окружающей среды. Поэтому целью внедрения дифференцированных по времени тарифов является создание стимулов к смещению потребления электроэнергии на непикивые, предпочтительно ночные часы.

С июля 2019 г. в Республике Беларусь существует еще одна дифференциация тарифов для населения по времени (табл. 3).

Как следует из табл. 3, разница в тарифах в пиковые часы и в остальное время составляет примерно 3 раза. Вместе с тем широкого распространения данное использование дифференцированных по времени тарифов не получило. Это связано в первую очередь со слабой информированностью населения о целесообразности использования дифференцированных тарифов, а также с недостаточной оснащенностью потребителей электронными счетчиками учета электроэнергии. В частности, в 2018 г. планировалась замена не менее 460 тыс. индукционных приборов учета электроэнергии электронными.

В Германии такие схемы обычно используются для потребителей, использующих электроэнергию для нужд отопления и горячего водоснабжения. Эксперимент с повышением цен на электроэнергию в часы пиковых нагрузок на 30% в сравнении с ценой в непикивые часы, который был проведен в США для бытовых и небольших коммерческих потребителей, привел к снижению максимальной электрической нагрузки в пиковой временной зоне на 5%.

Таким образом, одним из эффективных инструментов по обеспечению суточного регулирования электропотребления является тарифное регулирование. Кроме того, ввод БелАЭС требует своевременного пересмотра тарифной политики, поскольку основное количество мероприятий по наращиванию электропотребления в республике не может реализоваться при сохранении существующей в Республике Беларусь тарифной политики.

Таблица 3

Дифференцированные по времени тарифы (без НДС) на электрическую энергию, руб /кВт·ч

Группа потребителей	Период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00)	Период максимальных нагрузок (с 17.00 до 23.00)	Остальное время суток
Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), оборудованных в установленном порядке электрическими плитами	0,0890	0,2671	0,1031
Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), не оборудованных в установленном порядке электрическими плитами	0,1048	0,3143	0,1222

Источник. URL: <http://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/dpost080719.pdf>

* * *

На основании результатов проведенного исследования считаем целесообразным осуществление предлагаемых нами мероприятий в области совершенствования тарифной политики на энергоресурсы.

1. Установление сбалансированных тарифов на все виды энергетических ресурсов. Сохранение существующих тарифов для потребителей природного газа не будет способствовать росту электропотребления и как следствие – снижению газовой зависимости Республики Беларусь.

При сравнении действующих тарифов на электроэнергию с существующими различными тарифами на природный газ можно сделать вывод о том, что они значительно (в разы) уступают соответствующим тарифам на электроэнергию. Рекомендуется средние тарифы на природный газ привести в соответствие средним тарифам на электроэнергию таким образом, чтобы без увеличения цен на электроэнергию, производимую из природного газа, тарифы на природный газ для категорий потребителей, использующих его вместо электроэнергии, соответствовали тарифам на электроэнергию.

Приведение в соответствие тарифов на электрическую и тепловую энергию может снизить потребление тепловой энергии в Республике Беларусь и соответственно – финансовую нагрузку, которую несет Объединенная энергосистема Республики Беларусь (ОЭС) по обслуживанию теплотрасс. В перспективе развитие в республике электротранспорта также требует необходимости сбалансированного ценообразования на электроэнергию и моторные топлива.

2. Внедрение более глубокой дифференциации во времени тарифообразования на электроэнергию в целях выравнивания графика нагрузки.

Установление повышенных тарифов на электроэнергию в пиковые часы позволяет снизить затраты на производство электроэнергии (себестоимость электроэнергии в пиковые часы максимальна) и повысить потребление электроэнергии в часы прохождения минимума, что также повысит надежность работы ОЭС в связи с интеграцией в нее БелАЭС.

3. Очередность реализации мероприятий. Мероприятия в области формирования тарифной политики должны быть дифференцированы по времени и предусматривать последовательность их реализации. Этапы должны соответствовать наиболее значимым планируемым изменениям в функционировании ОЭС и национальной экономики в целом, таким как создание общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, выход на проектную мощность БелАЭС и др.

В частности, можно выделить три этапа формирования новой тарифной политики:

1 этап (2019–2020 гг.) – введение дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию и установление специальных тарифов для реализации пилотных проектов (например, для жителей электрифицированных домов);

2 этап (2021–2025 гг.) – введение сбалансированных тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также установление специальных тарифов для предприятий, внедряющих мероприятия по повышению электропотребления (например, для БЖД в части электрификации железнодорожного транспорта);

3 этап (2026–2030 гг.) – введение сбалансированных тарифов на все виды энергетических ресурсов и установление специальных тарифов для создания новых энергоемких производств (например, по производству алюминия).

Перечисленные механизмы должны быть положены в основу принципов тарифообразования и формирования тарифной политики на электроэнергию при интеграции БелАЭС в ОЭС Республики Беларусь.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ (REFERENCES)

Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д. 2001. Изменение тарифов на электроэнергию: оценка возможных последствий для экономики региона. *Регион: экономика и социология*. № 2. С. 28–37. [Gal'perova E.V., Kononov Yu.D. 2001. Changes in electricity tariffs: assessment of possible consequences for the region's economy. *Region: ekonomika i sociologiya*. No 2. PP. 28–37. (In Russ.)]

Ильюша А.В. 2004. О механизмах энергосбережения промышленных предприятий в усло-

виях реформирования электроэнергетики. *Промышленная энергетика*. № 7. С. 2–6. [P'yusha A.V. 2004. On energy saving mechanisms of industrial enterprises in the context of reforming the electric power industry. *Promyshlennaya energetika*. No 7. PP. 2–6. (In Russ.)]

Родин А.В. 2011. Факторы, влияющие на формирование тарифной политики в электроэнергетике, и социально-экономические последствия ее реализации. *Вестник Мурманского государственного технического университета*. Т. 14. № 1. С. 210–213. [Rodin A.V. 2011. Factors affecting the formation of tariff policy in the electric power industry, and the socio-economic consequences

of its implementation. *Vestnik Murmanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. Vol. 14. No 1. PP. 210–213. (In Russ.)]

Beckjord E. (Ed.) 2003. The Future of Nuclear Energy. Interdisciplinary study at the Massachusetts University of Technology. Massachusetts Institute of Technology. URL: <https://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-summary.pdf>

Klein A., Merkel E., Pfluger B., Held A., Ragwitz M., Resch G., Busch S. 2010. *Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*. Magdeburg: Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research.

In citation: *Belorusskiy Ekonomicheskii zhurnal*. 2019. No 4. PP. 86–99.

Belarusian Economic Journal. 2019. No 4. PP. 86–99.

FORMING A COMPREHENSIVE TARIFF POLICY FOR ENERGY RESOURCES IN BELARUS

Tat'iana Zorina¹, Stanislav Prusov²,

Author affiliation: ¹ Institute of Power Engineering, National Academy of Sciences of Belarus (Minsk, Belarus);

² Vitebskenergo (Vitebsk, Belarus).

Corresponding author: Tat'iana Zorina (tanyazorina@tut.by).

ABSTRACT. The article analyses the factors that influence the formation of tariff policy on energy resources. A comparative analysis of the construction costs and operation of various types of energy technologies in the cost price of electricity was carried out. Considered are the new trends of forming tariffs for energy generated by using alternative energy sources. Provided are recommendations for improving comprehensive tariff policy on energy resources of Belarus in the context of launching BelNPP and RE development.

KEYWORDS: nuclear power, renewable energy sources, Republic of Belarus, tariff policy, energy resources, tariffs.

JEL-code: D49, E64.

Received 9.10.2019

