оригинальная статья

Формализация механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей розничного рынка

Ященко Александр Васильевич
АО «Барнаульская горэлектросеть», Россия, г. Барнаул
alex@bges.ru

Поступила в редакцию 27.10.2021. Принята после рецензирования 26.11.2021. Принята в печать 17.01.2022.

Аннотация: Рассматривается сложная и достаточно уникальная проблема ценообразования на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности. Анализ взаимодействия электроэнергетической отрасли с экономикой показал, что после трансформационных преобразований возник некий конгломерат рынка, плановой экономики и экономики либерального раздатка. Реформаторы действовали под лозунгом ухода от монополизма, который, по их мнению, мешал экономическому развитию. Ложность этого посыла подтверждается всей постреформационной практикой: в отрасли за счет частных инвестиций ничего существенного не построено; цены и тарифы на электроэнергию и мощность постоянно растут; энергокомпании преимущественно зарегистрированы как акционерные общества закрытого типа, что противоречит идее их инвестиционной привлекательности. Потребителя от генерирующей компании (фактического поставщика) отделяет большое количество частных инфраструктурных компаний, которые лишают контрагентов функций определения условий и цены сделки, что противоречит всем канонам рыночной экономики. При этом все пространство поставки электроэнергии делится на ценовые категории. Формально потребитель сам выбирает ценовую категорию, однако этот выбор опосредован многочисленными правилами, ограничениями и условиями. Для более четкого и прозрачного понимания механизма ценообразования осуществлена попытка сформировать модель расчета цены за электроэнергию с формализованным алгоритмом действий при составлении договора купли-продажи.

Ключевые слова: оптовый рынок, розничный рынок, ценовая категория, одноставочный тариф, двухставочный тариф, средневзвешенная нерегулируемая цена, предельная цена

Цитирование: Ященко А. В. Формализация механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей розничного рынка. *Вестник Кемеровского государственного университета. Серия: Политические, социологические и экономические науки*. 2022. Т. 7. № 1. С. 125–132. https://doi.org/10.21603/2500-3372-2022-7-1-125-132

original article

Formalization of the Electricity Pricing Mechanism for Other Consumers of the Retail Market

Aleksandr V. Yashchenko
JSC Barnaul City Electric Supply Company, Russia, Barnaul
alex@bges.ru

Received 27 Oct 2021. Accepted after peer review 26 Nov 2021. Accepted for publication 17 Jan 2022.

Abstract: This article deals with a complex and rather unique problem of pricing in the wholesale and retail electricity and capacity markets. The interaction of the electric power industry with the economy resulted in a market conglomerate of planned economy and liberal distribution. The reformers tried to avoid monopoly, which allegedly hindered the market development. The entire post-reform practice proves that private investments are ineffective, prices and tariffs for electricity and capacity keep growing, and energy companies are registered as closed joint-stock companies, which decreases their investment attractiveness. Too many private infrastructure companies stand between the consumer and the electricity supplier. These companies deprive the counterparties of their right to determine the terms and price of the transaction, which contradicts the concept of the market economy. The entire market space of electricity supply is divided into the so-called price categories. Formally, the consumer chooses the price category, but this choice depends on numerous rules, restrictions, and conditions. The article introduces an electricity price calculation model that can be used to make up sales contracts and provides a more transparent understanding of the pricing mechanism.

© 2022. Автор(ы). Статья распространяется на условиях CC BY 4.0 International License

Keywords: wholesale market, retail market, price category, one-part tariff, two-part tariff, weighted average unregulated price, marginal price

Citation: Yashchenko A. V. Formalization of the Electricity Pricing Mechanism for Other Consumers of the Retail Market. *Vestnik Kemerovskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriia: Politicheskie, sotsiologicheskie i ekonomicheskie nauki*, 2022, 7(1): 125–132. (In Russ.) https://doi.org/10.21603/2500-3372-2022-7-1-125-132

Введение

Как справедливо считает О. Э. Бессонова, либеральный раздаток – это антипод рыночной экономики, базирующийся на механизме сдач-раздач, а не на механизме купли-продажи [1; 2]. Итоги реформирования плановой экономики СССР она называет квазирынком: «Внешне присутствуют все атрибуты рыночного хозяйства: частная собственность, отношения купли-продажи, свободное ценообразование. Однако сохраняется латентное раздаточное содержание: частные компании и фирмы в массе своей не вырабатывают рыночно-ориентированные стратегии, а ведут борьбу за государственный ресурс» [2, с. 34]. Анализируя трансформационные процессы России, многие исследователи отмечают их нерыночный характер [3–8]. Принципы организации и управление заимствуются из рыночной экономики, но затем адаптируются под институциональную среду, сложившуюся в государстве. Это относится и к реформам в электроэнергетике. Разрушение естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергии и экономики, к которой мы относим весь хозяйственный комплекс (предприятия, организации, домохозяйства, физические лица), под лозунгом рыночного реформирования не дало ожидаемого результата [9–11]. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы, и заставить их конкурировать фактически провалилась.

Причины такого провала подробно описаны в работах Г. П. Кутового [12; 13]. Во-первых, это невозможность создать автономных агентов с конечным набором однотипных товаров или услуг. Например, выделим генерацию, определим некоторое множество генерирующих компаний, но тогда каждая генерирующая компания должна иметь свои сети для доставки товара потребителю. При наличии нескольких десятков генерирующих компаний и сотен тысяч потребителей в региональном разрезе сетями будет опутано все географическое пространство. Количество режимов, правил, особенностей потребления и прочих условий будет бесконечно много, такой рынок будет просто неуправляемым. С учетом этого реформаторы стали действовать методом реагирования и исправления ошибок. Создаются оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничный рынок со своими правилами, хитроумные механизмы ценообразования и различные регулирующие структуры. Реформаторы стремились создать некий рынок электроэнергетики, основанный, на первый взгляд, на корпоративных принципах (собственники активов, дивиденды), но технологически и организационно-экономически близкий к той модели, от которой была сделана попытка уйти.

Во-вторых, двойственность отрасли электроэнергетики при взаимодействии с экономикой. По нашему мнению, электроэнергетика является как самостоятельным видом экономической деятельности, так и инфраструктурной отраслью [14], что отличается от позиции ряда авторов, которые относят ее исключительно к инфраструктурной отрасли[1].

В-третьих, электроэнергетика по ее роли и значению в национальной экономике, а также по способу организации относится к естественной монополии. Ее деятельность, исходя из системных принципов, должна быть основана на определенной целостности структурной организации и учете особенностей технологии. Оценивая аргументацию реформирования ОАО РАО «ЕЭС России», можно сделать вывод, что она явилась спекулятивным прикрытием желания ряда физических лиц присвоить активы электроэнергетических компаний и получить доступ к эффективным финансовым потокам. Такое спекулятивное прикрытие явилось следствием проявления институциональных факторов [15–18] трансформационных преобразований.

Методы и материалы

Одним из негативных итогов реформ электроэнергетики стал предложенный реформаторами весьма сложный механизм ценообразования как на оптовом, так и на розничных рынках, характеризующийся многими правилами, процедурами, условиями и ограничениями. Анализ предметной области показал, что на оптовых рынках цена и поставщик, которому должен платить покупатель (обычно это посредник – гарантирующий поставщик (ГП) или сетевая компания), определяются инфраструктурной компанией – администратором торговой системы, посредником. Для розничных рынков не существует

[1] Яркин Е. В., Долматов И. А., Панова М. А., Сасим С. В., Бржезянский С. Э., Нахимовская Е. М., Маскаев И. В., Гасс Т. А., Кечин С. А., Соболенко Е. Д., Аидын-оглы Аллахвердиев А., Войткова Ж. В. Тарифная политика в Российской Федерации в отраслях коммунальной сферы: приоритеты, проблемы, перспектива: докл. к XXI Апр. Междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества. М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2020. 174 с.

четких процедур и формализованных методов определения нерегулируемой цены на электроэнергию в звеньях поставок ГП – конечный потребитель [1–4]. Здесь уже сами участники поставки определяют цену при помощи достаточно сложных и неоднозначных процедур. Поэтому в статье предпринята попытка формализации механизма ценообразования посредством представления его в виде системы математических соотношений и процедур, дающих четкий ответ на вопрос, как определять цену поставки электроэнергии для соответствующего договора между ГП и потребителем.

На розничном рынке электроэнергии действуют шесть ценовых категорий (ЦК) в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442[2].

В целом эти ЦК разделяются на:

- интегральные, применяются к объемам потребления электрической энергии за определенный период времени – сутки, месяц и т. д. (рассчитываются только по одной ставке);
- интервальные, применяются к почасовым объемам электрической энергии, когда каждому часу назначается индивидуальная цена (рассчитываются по двум и более ставкам)[3].

Первую и вторую ЦК (ЦК1, ЦК2) относят к интегральным, а с третьей по шестую (ЦК3, ЦК4, ЦК5, ЦК6) – к интервальным.

По действующим правилам оптимальную ЦК из этих шести на один год могут выбрать так называемые прочие потребители (не население или приравненные к ним лица, на которых распространяется регулирование тарифа региональными правительствами), т. е. фактически юридические лица.

Все те же правила делят потребителей на две основные группы:

1) работающих с максимальной мощностью более 670 кВт;
2) работающих с мощностью, не превышающей 670 кВт.

С 1 июля 2013 г. потребителям, чья максимальная мощность превышает 670 кВт, запрещается использовать интегральные ЦК: расчет цен на поставку для них осуществляется в рамках интервальных ЦК. Потребители, работающие с мощностью не выше 670 кВт, при заключении договора поставки могут выбирать любую из шести ЦК.

Интервальные ЦК делятся по видам и процедурам определения цен:

- без планирования почасового потребления (ЦК3 и ЦК4);
- требующие планирования почасового потребления (ЦК5 и ЦК6);
- рассчитываемые по одноставочному тарифу (ЦК3 и ЦК5);
- рассчитываемые по двухставочному тарифу (ЦК4 и ЦК6)[4].

Процедуры определения тарифа на электроэнергию для каждой из шести ЦК регламентирует Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1179[5] на основании следующих правил.

Расчет тарифа для ЦК1

Тариф для ЦК1, являющийся основой договора купли-продажи электроэнергии для потребителей, определяется по формуле:

$$Ц_{ПН1} = Ц_{СН1} + Ц_{СЕТ} + Ц_{ИП} + Ц_{СН}, \quad (1)$$

где $Ц_{ПН1}$ – предельный уровень нерегулируемых цен на электроэнергию для ЦК1 (руб./МВт·ч);

$Ц_{СН1}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию, покупаемую на ОРЭМ (руб./МВт·ч). Алгоритм определения данной величины приведен ниже;

$Ц_{СЕТ}$ – дифференцированный по уровням напряжения одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях (руб./МВт·ч). Одноставочный тариф разделен по величине напряжения на четыре ступени: высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше; среднее первое напряжение (СНI) – 35 кВ; среднее второе напряжение (СНII) – от 1 до 20 кВ; низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ. Для Алтайского края данные тарифы на период с 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г. содержатся в таблице 1 приложения к Решению Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 29 декабря 2020 г. № 556 (Решение)[6];

$Ц_{ИП}$ – инфраструктурные платежи: оплата услуг АО «Центр финансовых расчетов», АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии», АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (руб./МВт·ч). Тарифы на инфраструктурные услуги

[2] О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442. *СПС КонсультантПлюс.*

[3] Выбор ценовой категории электроэнергии. *Киловатт-Эксперт*. Режим доступа: http://kwexpert.ru/services/cost-of-ownership-electro-economy/minimization-of-the-cost/vybor-tsenovoy-kategorii-elektroenergii.php (дата обращения: 27.03.2021).

[4] Там же.

[5] Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность). Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1179. *СПС КонсультантПлюс.*

[6] О внесении изменений в решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589. Решение Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 29.12.2020 № 556. *Официальный интернет-портал правовой информации*. Режим доступа: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2201202012300010?index=0&rangeSize=10 (дата обращения: 08.09.2021).

размещены на официальном сайте АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»[7]. При этом для определения цены инфраструктурных платежей за текущий месяц необходимо выбрать файл с соответствующей информацией за прошлый месяц. В данном файле представлены необходимые стоимости платежей с разбивкой по контрагентам для оплаты. Для получения тарифа на инфраструктурные платежи необходимо разделить общую стоимость по выплатам всем контрагентам на величину фактического объема покупки электроэнергии на оптовом рынке. Фактический объем покупки электроэнергии на оптовом рынке ГП публикует на своем официальном сайте (см., например, сайт АО «Барнаульская горэлектросеть»[8] – в размещаемом файле вкладка «Объем ээ»);

$Ц_{СН}$ – сбытовая надбавка ГП электроэнергии (руб./МВт·ч). Сбытовые надбавки на период с 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г. для ГП Алтайского края опубликованы в приложении к Решению. Напомним, что данная ЦК предназначена только для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт.

Расчет $Ц_{СН1}$, являющейся основой определения предельного значения нерегулируемых цен для ЦК1, производится следующим образом:

$$Ц_{СН1} = Ц_{СН} + \lambda Ц_{СНМ}, \quad (2)$$

где $Ц_{СН}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором для соответствующего ГП по результатам конкурентных отборов на сутки вперед и для балансирования системы (руб./МВт·ч). Информация о значении данной величины публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»[9], где необходимо выбрать участника розничного рынка электроэнергии и скачать файл для указанной компании;

$Ц_{СНМ}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором оптового рынка для соответствующего ГП (руб./МВт). Информация о значении данной величины определяется аналогично $Ц_{СН1}$ на основании исходных данных, представленных на сайте[10]; λ – коэффициент оплаты мощности потребителями, осуществляющими расчеты по ЦК1 (1/ч.). Данная величина определяется следующим образом:

$$\lambda = N_m / V_e, \quad (3)$$

где N_m – интегральный показатель потребления мощности; V_e – интегральный показатель потребления электроэнергии.

N_m рассчитывается по формуле:

$$N_m = N_m^{фо} + N_m^{рг} - N_m^{цк2,6} - N_m^{нас}, \quad (4)$$

где $N_m^{фо}$ – фактическая величина пикового потребления мощности с оптового рынка (МВт); $N_m^{рг}$ – фактическая величина пикового потребления мощности с розничного рынка (МВт); $N_m^{цк2,6}$ – объем потребления мощности потребителями для ЦК2–ЦК6 (МВт); $N_m^{нас}$ – объем потребления мощности населением (МВт).

V_e рассчитывается по формуле:

$$V_e = V_e^{фо} + V_e^{рг} - V_e^{цк2,6} - V_e^{нас}, \quad (5)$$

где $V_e^{фо}$ – фактический объем электрической энергии, приобретенный на ОРЭМ (МВт·ч); $V_e^{рг}$ – фактический объем электрической энергии, приобретенный на розничном рынке (МВт·ч); $V_e^{цк2,6}$ – итоговый объем потребления электроэнергии потребителями для ЦК2–ЦК6 (МВт·ч); $V_e^{нас}$ – объем потребления электроэнергии населением (МВт·ч).

Приведенные величины, использующие расчеты по ЦК1, определяются по данным официального сайта ГП (см., например, сайт АО «Барнаульская горэлектросеть»[11] – в размещаемом файле вкладка «расчет ср.нер.цены»).

Расчет тарифа для ЦК2

Расчет тарифа для ЦК2 аналогичен расчету тарифа для ЦК1. При этом $Ц_{ПН1}$ рассчитывается по установленным зонам суток: «Пик», «Полупик» и «Ночь» либо «Ночь» и «Пик». Здесь «Пик» означает интервал с разбивкой по часам с максимальным потреблением электроэнергии, определяется статистически по прошлому периоду. Соответственно, «Ночь» – минимальное потребление и «Полупик» – средние значения между «Пиком» и «Ночью». Данная ЦК предполагается только для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт.

В качестве примера приведем механизм формирования нерегулируемой цены на электроэнергию для потребителей ЦК2 (потребители с максимальной мощностью менее 150 кВт) АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г.[12] ЦК2 применяется в том случае, когда электричество регистрируется энергопринимающими

[7] Стоимость услуг инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (по субъектам РФ). *АО «АТС»*. Режим доступа: https://www.atsenergo.ru/nreport?access=public&rname=FRSV_REESTR_INFRAORG_USLUGI_REGRF_ATS&region=eur (дата обращения: 08.09.2021).

[8] Расчет нерегулируемой цены. *АО «Барнаульская горэлектросеть»*. Режим доступа: https://bges.ru/retail-market/unregulated-price/ (дата обращения: 08.09.2021).

[9] Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен. *АО «АТС»*. Режим доступа: https://www.atsenergo.ru/results/market/svnc (дата обращения: 08.09.2021).

[10] Там же.

[11] Расчет нерегулируемой цены…

[12] Там же.

устройствами по зонам суток. Тогда получается, что выражение (1) используется для каждой строки таблицы, т. е. для строк «Ночь», «Полупик», «Пик».

Расчет тарифа для ЦК3

В данном случае тариф определяется как для поставляемой электроэнергии (6), так и для поставляемой мощности (7):

$$Ц_{ПН3} = Ц_{СН3} + Ц_{СЕТ} + Ц_{ИП} + Ц_{СН}; \quad (6)$$

$$Ц_{ПНМ3} = Ц_{СНМ}, \quad (7)$$

где $Ц_{ПН3}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для ЦК3, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к фактически поставленному потребителю (покупателю) (руб./МВт·ч);

$Ц_{СН3}$ – дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентных отборов на сутки вперед (руб./МВт·ч);

$Ц_{СЕТ}$, $Ц_{ИП}$, $Ц_{СН}$ – пояснены ранее при расчете тарифа для ЦК1.

Все обозначенные величины определяются посредством процедуры, описанной для ЦК1.

$Ц_{ПНМ3}$ – ставка за мощность предельного уровня нерегулируемых цен для ЦК3, определяемая ГП в отношении поставляемого потребителю (покупателю) объема мощности (руб./МВт);

$Ц_{СНМ}$ – пояснена ранее при расчете тарифа для ЦК1 (руб./МВт).

Таким образом, ЦК3 применяется для расчета цен на электроэнергию, по которой в текущем периоде производился почасовой учет, но без почасового планирования.

Расчет тарифа для ЦК4

В целом порядок определения тарифа для ЦК4 аналогичен расчету тарифа для ЦК3. Отличие в том, что на передачу электроэнергии используется двухставочный тариф: отдельные тарифы на стоимость оплаты технологических потерь электроэнергии в электрических сетях и на содержание электрических сетей:

$$Ц_{ПН4} = Ц_{СН4} + Ц_{СТП} + Ц_{ИП} + Ц_{СН}; \quad (8)$$

$$Ц_{ПНМ4} = Ц_{СНМ}; \quad (9)$$

$$Ц_{ПС4} = Ц_{СТС}, \quad (10)$$

где $Ц_{ПН4}$ аналогичен $Ц_{ПН1}$; $Ц_{СН4}$, соответственно, $Ц_{СН1}$; $Ц_{ИП}$, $Ц_{СН}$ – пояснены ранее при расчете тарифа для ЦК1. Все обозначенные величины определяются посредством процедуры, описанной для ЦК1;

$Ц_{СТП}$ – дифференцированная по уровням напряжения ставка для определения расходов на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях тарифа на услуги по передаче электрической энергии (руб./МВт).

$Ц_{ПНМ4}$, $Ц_{СНМ}$ – пояснены ранее при расчете тарифа для ЦК3 (руб./МВт).

$Ц_{ПС4}$ – предельный уровень стоимости содержания сети (руб./МВт);

$Ц_{СТС}$ – дифференцированная по уровням напряжения ставка, отражающая удельную величину расходов на содержание электрических сетей, тарифа на услуги по передаче электрической энергии, установленного органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (руб./МВт).

Тарифы $Ц_{СТП}$, $Ц_{СТС}$ на период с 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г. для Алтайского края опубликованы в таблице 1 приложения к Решению.

Расчет тарифа для ЦК5

Тариф для ЦК5 рассчитывается не как действующий, а как планируемый для потребителя, аналогично механизму расчета для ЦК3:

$$Ц_{ПН5} = Ц_{СРСВ} + Ц_{СЕТ} + Ц_{ИП} + Ц_{СН}; \quad (11)$$

$$Ц_{ПНП5} = Ц_{СВОПЧ}; \quad (12)$$

$$Ц_{ПНС5} = Ц_{СВОСЧ}; \quad (13)$$

$$Ц_{ПС5} = Ц_{СТС}; \quad (14)$$

$$Ц_{ПНН5} = |Ц_{РСВНБ}|; \quad (15)$$

$$Ц_{ПБР5} = |Ц_{БРНБ}|; \quad (16)$$

$$Ц_{ПНМ5} = |Ц_{СНМ}|, \quad (17)$$

где $Ц_{ПН5}$, $Ц_{ПНП5}$, $Ц_{ПНС5}$, $Ц_{ПНН5}$, $Ц_{ПБР5}$ – ставки за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для ЦК5 (руб./МВт·ч); $Ц_{СРСВ}$, $Ц_{СВОПЧ}$, $Ц_{СВОСЧ}$ – дифференцированные по часам расчетного периода нерегулируемые цены на электроэнергию на оптовом рынке, определяемые коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок (руб./МВт·ч); $Ц_{СЕТ}$, $Ц_{ИП}$, $Ц_{СН}$ – пояснены ранее при расчете тарифа для ЦК1; $Ц_{ПНМ5}$, $Ц_{СНМ}$ – пояснены ранее при расчете тарифа для ЦК3 (руб./МВт); $Ц_{СТС}$ – пояснена ранее при расчете тарифа для ЦК4 (руб./МВт).

$Ц_{ПН5}$ – ставка применяется к фактически поставленному потребителю (покупателю) (руб./МВт·ч);

$Ц_{СРСВ}$ – цена, определяемая на сутки вперед (руб./МВт·ч);

$Ц_{ПНП5}$ – ставка применяется к величине превышения фактического почасового объема покупки электроэнергии над соответствующим плановым почасовым объемом потребителя (покупателя) (руб./МВт·ч);

$Ц_{СВОПЧ}$ – цена, определяемая для балансирования системы в отношении объема превышения фактического потребления над плановым потреблением (руб./МВт·ч);

$Ц_{ПНС5}$ – ставка применяется к величине превышения планового почасового объема покупки электроэнергии над соответствующим фактическим почасовым объемом потребителя (покупателя) (руб./МВт·ч);

$Ц_{СВОСЧ}$ – цена, определяемая для балансирования системы в отношении объема превышения планового потребления над фактическим потреблением (руб./МВт·ч);

$Ц_{ПС5}$ – предельный уровень стоимости содержания сети;

$Ц_{ПНН5}$ – ставка применяется к сумме плановых почасовых объемов покупки электроэнергии потребителем (покупателем) по нерегулируемой цене за расчетный период, определяется ГП (руб./МВт·ч). Если $Ц_{РСВНБ} \geq 0$, ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электроэнергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам; если $Ц_{РСВНБ} < 0$, – в сторону уменьшения;

$Ц_{РСВНБ}$ – отнесенная к единице электроэнергии абсолютная величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенная коммерческим оператором оптового рынка (руб./МВт·ч);

$Ц_{ПБР5}$ – ставка применяется к сумме абсолютных значений разностей фактических и плановых почасовых объемов покупки электроэнергии потребителем (покупателем) по нерегулируемой цене за расчетный период, определяется ГП (руб./МВт·ч). Если $Ц_{БРНЕБАЛАНС} \geq 0$, ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам. Если $Ц_{БРНЕБАЛАНС} < 0$, – в сторону уменьшения;

$Ц_{БРНБ}$ – приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, определяемая коммерческим оператором оптового рынка (руб./МВт·ч);

Информация о $Ц_{СРСВ}$, $Ц_{СВОПЧ}$, $Ц_{СВОСЧ}$, $Ц_{РСВНБ}$, $Ц_{БРНБ}$, $Ц_{СНМ}$ публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»[13].

Расчет тарифа для ЦК6

Процедура определения тарифа для ЦК6 аналогична расчету тарифа для ЦК4 (тариф является двухставочным), но учитывает то, что тариф на поставляемую электроэнергию является не постоянной, а планируемой для потребителя величиной:

$$Ц_{ПН6} = Ц_{СРСВ} + Ц_{СЕТ} + Ц_{ИП} + Ц_{СН}; \quad (18)$$

$$Ц_{ПНП6} = Ц_{СВОПЧ}; \quad (19)$$

$$Ц_{ПНС6} = Ц_{СВОСЧ}; \quad (20)$$

$$Ц_{ПС6} = Ц_{СТС}; \quad (21)$$

$$Ц_{ПНН6} = |Ц_{РСВНБ}|; \quad (22)$$

$$Ц_{ПБР6} = |Ц_{БРНБ}|; \quad (23)$$

$$Ц_{ПНМ6} = |Ц_{СНМ}|, \quad (24)$$

Все приведенные величины в формулах (18)–(24) пояснены ранее при описании соотношений ЦК1–ЦК5.

При выборе ЦК необходимо учитывать, что категория определяется по группе точек поставки в рамках границ балансовой принадлежности энергопринимающего устройства потребителя (совокупности энергопринимающих устройств потребителя) [15].

Результаты

Свобода в выборе вариантов для потребителей – это лишь иллюзия. Предполагается: цену на поставку выбирает потребитель; потребители (особенно использующие напряжение более 670 кВт) могут снижать цены только посредством изменения режимов потребления, в том числе с опорой на собственную генерацию. Для этого следует:

1) производить расчеты в целях определения оптимальных режимов потребления электроэнергии; выбирать ЦК; контролировать расчеты ГП для потребителей, чья максимальная мощность менее 670 кВт. Для ЦК2–ЦК6 обязательно применение этих условий потребителям с максимальной мощностью свыше 670 кВт;
2) производить почасовой технический учет; осуществлять постоянный мониторинг и регулирование объема фактического потребления электричества в условно «дорогие» и «дешевые» часы суток, не переплачивая за электроэнергию при плохой координации поставок и за резервируемую мощность при ошибке объема резервирования;
3) внедрять полный документооборот энергосбытовой организации, включая учет величины заявленной мощности – раз в год, а также почасового движения электроэнергии – ежедневно или раз в месяц. Здесь необходимо учитывать условия договора и выбранную на очередной месяц ЦК, если потребитель ежемесячно будет осуществлять перерасход заявленных объемов.

Все эти мероприятия необходимы для снижения неоправданных переплат за электроэнергию.

Заключение

В настоящей статье удалось решить поставленную задачу формализации достаточно сложных и алгоритмически не заданных процедур формирования цен на электроэнергию и мощность, существующих в практике взаимодействия поставщиков и потребителей на розничном рынке. Сложность расчета цен усугубляется размытостью предметной области: шесть ЦК, две группы потребителей по уровню напряжения, способы учета, виды тарифов и т.д. Все эти правила и ограничения удалось скомпоновать в работающую модель расчета цены за электроэнергию для заключения договора поставки между ГП и потребителем

[13] Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен …

в рамках нерегулируемых цен. Показан алгоритм расчета в единстве с процедурами поиска необходимой исходной информации, т. е. порядок обращения к сайтам, содержащим данную информацию. На наш взгляд данная модель уникальна, поскольку она не описана в такой концептуальной постановке в литературных источниках.

Конфликт интересов: Автор заявил об отсутствии потенциальных конфликтов интересов в отношении исследования, авторства и / или публикации данной статьи.
Conflict of interests: The author declared no potential conflict of interests regarding the research, authorship, and / or publication of this article.

Литература / References

1. Бессонова О. Э. Институциональная дилемма современной России. *Экономическая наука современной России*. 2018. № 4. С. 23–36.
Bessonova O. E. Institutional dilemma of modern Russia. *Economics of Contemporary Russia*, 2018, (4): 23–36. (In Russ.)
2. Бессонова О. Э. Институциональная модель российской экономики: ретроспектива и современный вектор развития. *Экономическая наука современной России*. 2008. № 4. С. 28–41.
Bessonova O. E. Institutional model of the Russian economy: retrospective and modern vector of development. *Economics of Contemporary Russia*, 2008, (4): 28–41. (In Russ.)
3. Клейнер Г. Б. Институциональные аспекты реформирования промышленных предприятий. *Проблемы теории и практики управления*. 2002. № 4. С. 24–30.
Kleiner G. B. Institutional aspects of reforming industrial enterprises. *Problemy teorii i praktiki upravleniia*, 2002, (4): 24–30. (In Russ.)
4. Стиглиц Дж. Ю. Quis custodiet ipsos custodes? Неудачи корпоративного управления при переходе к рынку. *Экономическая наука современной России*. 2001. № 4. С. 108–146.
Stiglitz J. E. Quis custodiet ipsos custodes? Corporate governance failures in the transition. *Economics of Contemporary Russia*, 2001, (4): 108–146. (In Russ.)
5. Кудров В. М. Экономика России: сущность и видимость. *Мировая экономика и международные отношения*. 2009. № 2. С. 39–48. https://doi.org/10.20542/0131-2227-2009-2-39-48
Kudrov V. M. Economy of Russia: essence and appearance. *Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya*, 2009, (2): 39–48. (In Russ.) https://doi.org/10.20542/0131-2227-2009-2-39-48
6. Глазьев С. Ю. О задачах структурной политики в условиях глобальных технологических сдвигов. Часть 1. *Экономическая наука современной России*. 2007. № 3. С. 49–61.
Glazyev S. Yu. Structural policy in the context of global technological shifts. Part 1. *Economics of Contemporary Russia*, 2007, (3): 49–61. (In Russ.)
7. Межов И. С. Управление региональной экономикой: отсутствие адекватной модели или тупик либеральной концепции? *Российский экономический журнал*. 2018. № 1. С. 30–44.
Mezhov I. S. Management of regional economy: the lack of effective methods or the impasse of a liberal concept. *Russian Economic Journal*, 2018, (1): 30–44. (In Russ.)
8. Полтерович В. М. О стратегии догоняющего развития для России. *Экономическая наука современной России*. 2007. № 3. С. 17–23.
Polterovich V. M. Strategy of catch-up development in Russia. *Economics of Contemporary Russia*, 2007, (3): 17–23. (In Russ.)
9. Веселов Ф. В., Соляник А. И. Условия развития электроэнергетики России в рамках жестких ценовых ограничений в среднесрочной перспективе. *Проблемы прогнозирования*. 2020. № 1. С. 88–98.
Veselov F. V., Solyanik A. I. Midterm development conditions for the electric power industry of Russia under hard price constraints. *Problemy Prognozirovaniya*, 2020, (1): 88–98. (In Russ.)
10. Волконский В. А., Кузовкин А. И. Конкуренция и регулирование в управлении электроэнергетикой (теоретические подходы). *Проблемы прогнозирования*. 2007. № 4. С. 54–73.
Volkonsky V. A., Kuzovkin A. I. Competition and regulation in power engineering management: theoretical approaches. *Problemy Prognozirovaniya*, 2007, (4): 54–73. (In Russ.)
11. Воропай Н. И., Стенников В. А., Барахтенко Е. А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология. *Проблемы прогнозирования*. 2017. № 5. С. 39–49.
Voropai N. I., Stennikov V. A., Barakhtenko E. A. Integrated energy systems: challenges, trends, philosophy. *Problemy Prognozirovaniya*, 2017, (5): 39–49. (In Russ.)
12. Кутовой Г. П. Нужна новая парадигма (или архитектоника) экономических отношений в электроэнергетике. *Энергетик*. 2016. № 2. С. 8–13.
Kutovoy G. P. We need a new paradigm (or architectonics) of economic relations in the electric power industry. *Energetik*, 2016, (2): 8–13. (In Russ.)

13. Кутовой Г. П. О выборе варианта дальнейших реформ в электроэнергетике: от чего ушли, к чему пришли и как выстраивать отношения в электроэнергетике, обеспечивая ее развитие? *Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова) – 2017*: мат-лы Междунар. энергетической конф. Всерос. открытого постоянно действующего науч. семинара. (Москва, 7–8 ноября 2017 г.) М.: Анкил, 2017. С. 209–234.
Kutovoy G. P. On choosing a variant of further reforms in the electric power industry: from what did we leave, what did we come to and how to build relations in the electric power industry, ensuring its development? *Economic Problems of the Energy Sector (A. Nekrasov Seminar) – 2017*: Proc. Intern. Energy Conf. of the All-Russian Open Permanent Sci. Seminar, Moscow, 7–8 Nov 2017. Moscow: Ankil, 2017, 209–234. (In Russ.)
14. Ященко А. В. Развитие электроэнергетики в аспекте совершенствования взаимодействия с экономикой. *Теоретические и практические аспекты развития современной науки: теория, методология, практика*: сб. науч. ст. по мат-лам V Междунар. науч.-практ. конф. (Уфа, 15 июня 2021 г.) Уфа: НИЦ Вестник науки, 2021. С. 70–84.
Yashchenko A. V. Development of the electric power industry in the aspect of improving interaction with the economy. *Theoretical and practical aspects of the development of modern science: theory, methodology, and practice*: Proc. V Intern. Sci.-Prac. Conf., Ufa, 15 Jun 2021. Ufa: NITs Vestnik nauki, 2021, 70–84. (In Russ.)
15. Уильямсон О. И. Экономические институты капитализма: фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация. СПб.: Лениздат; CEV Press, 1996. 702 с.
Williamson O. E. *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*. St. Petersburg: Lenizdat, CEV Press, 1996, 702. (In Russ.)
16. Колодий С. Ю. Трансакционные издержки и их влияние на сбалансированность финансовых ресурсов государства. *Ученые записки Таврического национального университета имени В. И. Вернадского. Серия: Экономика и управление*. 2012. Т. 25. № 3. С. 103–110.
Kolodiy S. Yu. Transactional costs and their impact on the balance of government financial resources. *Scientific Notes of Taurida National V. I. Vernadsky University. Series: Economy and Management*, 2012, 25(3): 103–110. (In Russ.)
17. Манукян М. М., Борзых Л. В. Трансакционные издержки: сущность и динамика в Российской экономике. *Вестник СамГУ. Серия «Экономика и управление»*. 2014. № 8. С. 71–74.
Manukyan M. M., Borzykh L. V. Transaction expenses: essence and dynamics in the Russian economics. *Vestnik SamGU. Seriia "Ekonomika i upravlenie"*, 2014, (8): 71–74. (In Russ.)
18. Плещинский А. С., Титов В. В., Межов И. С. Механизмы вертикальных взаимодействий предприятий (вопросы методологии и моделирования). Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2005. 336 с.
Pleshchinsky A. S., Titov V. V., Mezhov I. S. *Mechanisms of vertical interactions of enterprises: methodology and modeling*. Novosibirsk: IEIE SB RAS, 2005, 336. (In Russ.)