

# Оценка влияния цены мощности на тариф за электрическую энергию

М.Ю. Чукреев

Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,  
г. Сыктывкар

mchukreyev@gmail.com

## Аннотация

В современных условиях рыночных отношений в электроэнергетике необходим механизм, регулирующий покупку-продажу мощности, который не должен приводить к ухудшению надежности ЭЭС. Основной составляющей такого механизма стал конкурентный отбор мощности. В его рамках в обязательном порядке отбираются АЭС, ГЭС, новые энергоблоки, а также ТЭЦ, которые необходимы для теплоснабжения потребителей. В статье рассматривается процесс формирования цены на мощность, ее связь со спросом, показываются основные особенности, влияющие на ее конечные показатели.

## Ключевые слова:

конкурентный отбор мощности, цена мощности, тариф, резерв, рынок

## Введение

В результате реформы электроэнергетической отрасли на рубеже веков создан российский рынок электроэнергии мощности. На сегодняшний день модель претерпела ряд изменений, но основные принципы, заложенные тогда, работают и сейчас. Однако в работе любой сложной системы всегда имеются спорные вопросы, и модель формирования цены за мощность не является исключением.

На момент создания рынка главной проблемой было обеспечение качественной генерирующей мощностью быстро растущего потребления. Делать это необходимо заблаговременно, поскольку ввод генерирующих объектов в строй требует времени, в течение которого имеющийся фонд неизбежно стареет. Для решения этой проблемы необходимо было создание конкурентной среды в энергетике, разделение РАО «ЕЭС России» по видам деятельности, привлечение инвестиций и приватизация активов в потенциально конкурентных видах деятельности [1, 2].

Одновременно с разделением РАО «ЕЭС России» была организована оптовая торговля электрической энергией на Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). ФОРЭМ представлял собой систему договорных отношений множества его участников

# Estimation of the influence of power price on the electric energy rate

M.Yu. Chukreyev

Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North, Federal Research Center Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

mchukreyev@gmail.com

## Abstract

In modern conditions of market relations in the electric power industry, a mechanism is needed to regulate the purchase and sale of power, which should not lead to a deterioration in the reliability of the energy power system. Competitive power take-off became the main component of this mechanism. Within its framework, nuclear power plants, hydroelectric power plants, new power units, as well as thermal power plants, which are necessary for heat supply to consumers, are compulsorily selected. The article examines the process of price formation for capacity, its relationship with demand, and shows the main features that affect its final indicators.

## Keywords:

competitive selection of capacity, capacity price, tariff, reserve, market

(субъектов). Для конечного потребителя розничного рынка, если он не является населением или приравненной к нему категорией потребителей, стоимость потребленной электроэнергии складывается из нескольких составляющих:

- стоимость непосредственно электроэнергии, приобретенной сбытовой компанией на оптовом рынке;
- стоимость мощности, которая формируется из мощности КОМ (конкурентный отбор мощности), мощности объектов КОММод (конкурентный отбор модернизированных мощностей), ДПМ (договор о предоставлении мощности), ВИЭ (возобновляемые источники энергии), МСЗ (мусоросжигательный завод), мощности гидроэлектростанций и атомных электростанций, стоимость мощности новой генерации в Крыму, на Дальнем Востоке;
- стоимость услуг по передаче электроэнергии и потери электроэнергии в сетях;
- сбытовые надбавки.

Первые три составляющие формируют цену на 95–98 %, четвертая – на 2–5 %. В данной статье более подробно будет рассмотрена стоимость мощности.

## Результаты и их обсуждение

С точки зрения ценообразования, цена мощности, покупаемой на рынке, складывается из трех частей [3, 4]:

- мощность, отобранная на конкурентном отборе мощности (КОМ);
- мощность, поставляемая как вынужденная генерация;
- мощность, поставляемая на рынок по договорам о предоставлении мощности (ДПМ).

Тарифы на мощность устанавливаются для генераторов, признанных необходимыми для работы на рынке (системообразующие генераторы, вывод которых из эксплуатации невозможен по технологическим причинам). Данный тариф всегда выше цены КОМ. При этом не вся генерация может получить такой тариф, а лишь та, которая будет одобрена Минэнерго и Системным Оператором (СО). Чем больше будет введено генерации, тем больше ее не пройдет КОМ.

На рис. 1 представлена картина изменения вынужденной генерации на протяжении 10 лет. Общая тенденция сводится к сокращению объемов мощности, отобранных по тарифам для генераторов, работающих в вынужденном режиме. Это обусловлено зачастую кратным превышением этого тарифа

над ценой КОМ. Влияние этой составляющей на результирующую цену КОМ постепенно снижается (рис. 2).

Во время реформы РАО «ЕЭС России» была сформирована модель, по которой вся генерация продавалась с обязательствами по вводу новых станций или блоков. Данные договора получили название «договора о предоставлении мощности» (ДПМ). Суть ДПМ заключается в том, что государство гарантирует оплату и рентабельность по этим проектам на определенном уровне, что было зафиксировано в документах, подписанных между покупателями и продавцами на рынке. Так же, как и с вынужденной генерацией, цена ДПМ существенно выше цены КОМ, и оплата этой категории возлагается на потребителей ценовой зоны, в которой отобрана мощность по ДПМ. Ниже приведен график отобранной мощности по ДПМ с 2016 по 2025 г. (рис. 3).

Конкурентный отбор мощности – самая рыночная процедура из трех. В 2015 г. была представлена новая модель КОМ, предполагающая долгосрочный отбор по ценовым зонам с применением «эластичной кривой спроса». Изначально запуск долгосрочного отбора мощности планировался с момента начала реформы в 2010 г. Трехлетние гарантии оплаты мощности предполагали повышение привлекательности данного сегмента рынка для привлечения инвестиций. В дальнейшем вместо ДПМ должен использоваться КОМ, что позволит существенно снизить затраты потребителей. Введение эластичной кривой спроса направлено в первую очередь на улучшение ценовых сигналов для генерирующих объектов по выводу оборудования из эксплуатации, что позволит решить проблему избытка мощностей. Эластичная кривая спроса предполагает, что если предложение мощности превышает заданный предел, то итоговая цена КОМ оказывается ниже ценового потолка (Статья 32, п. 1 [5]). Эта модель КОМ предполагает отбор мощности по двум ценовым зонам, а не по 21 «зоне свободного перетока» (ЗСП).

Рассмотрим, как работает модель КОМ, и оценим, какие изменения проведены в 2015 г. Для понимания модели КОМ будем применять одноузловую изолированную электроэнергетическую систему (ЭЭС), потери и ограничения на объемы передаваемой мощности в которой отсутствуют. При этом имеется множество поставщиков мощности (генерирующих объектов). Поставщики мощности характеризуются следующими показателями:  $P_j$  – располагаемая мощность электростанции  $j$ ;  $R_j$  – условно-постоянные издержки электростанции  $j$  (либо условно-постоянные

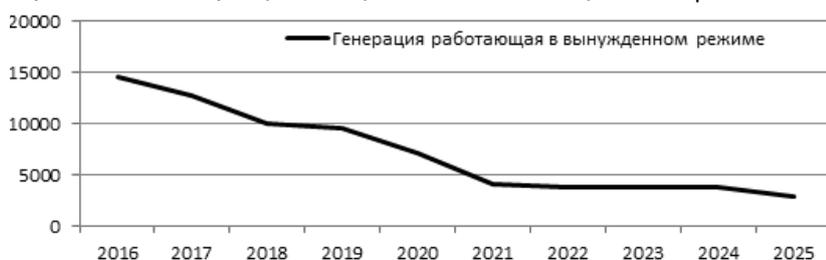


Рисунок 1. Мощность, отобранная как вынужденная (МВт).  
Figure 1. Power selected as forced (MW).

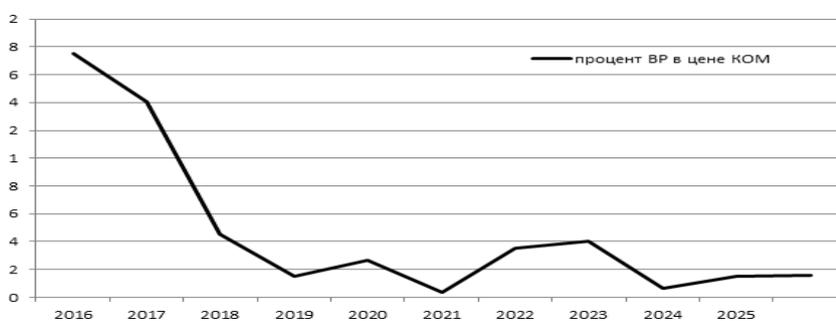


Рисунок 2. Составляющая цены КОМ от генераторов, работающих в вынужденном режиме, %.  
Figure 2. Component of the price competitive power selection from generators working in forced mode, %.

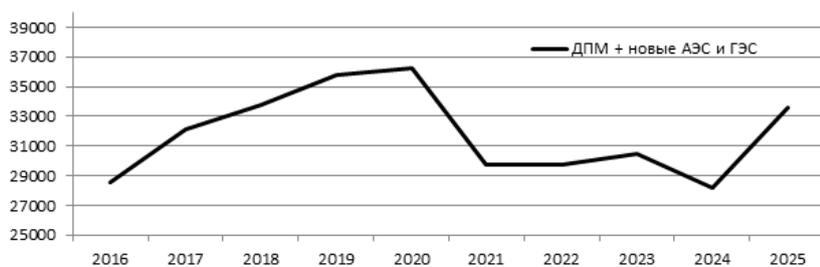


Рисунок 3. Мощность, отобранная по ДПМ с 2016 по 2025 г. (МВт).  
Figure 3. The capacity selected under capacity provision from 2016 to 2025 (MW).

издержки ожидаемой на рынке электроэнергии без учета прибыли).

Для спроса на мощность  $P_a$ , изменяющегося в пределах от 0 до суммарной установленной мощности всех электростанций в ЭЭС, возьмем гипотетическую ЭЭС, в которой 15 электростанций с установленными мощностями и условно-постоянными затратами, заданными случайным образом.

**Модель КОМ до 2015 г.** Известен ориентировочный спрос на мощность  $P_a$ , не зависящий от цены мощности. Генерирующие компании формируют заявки на КОМ, которые состоят из мощности  $P_j$  и цены за эту мощность  $c_j$ . В общем случае цена связана с величиной издержек поставщика на поддержание мощности выражением:

$$c_j = R_j / P_j. \quad (1)$$

Конкурентный отбор мощности подразумевает выстраивание заявок по возрастанию цены  $c_j$ , отбор заканчивается когда суммарная располагаемая мощность отобранных электростанций не станет равной величине спроса или не превысит его:

$$\max(c_j) \rightarrow \min \quad (2)$$

при ограничении

$$\sum P_j \geq P_a. \quad (3)$$

Цена самой дорогой отобранной единицы мощности становится ценой мощности в ценовой зоне:

$$c = \max(c_j). \quad (4)$$

Этот вариант применялся для конкурентного отбора мощности в РФ до 2015 г. и проводился по зонам свободного перетока ежегодно сроком на 1 год.

**Модель КОМ после 2015 г.** В настоящий момент модель КОМ предполагает зависимость спроса от цены  $P_a(c)$ . При этом «кривая спроса» представляет собой прямую проходящую через точки 1 и 2 (рис. 4). При этом точка 1 – это прогнозируемый объем спроса, а 2 – прогнозируемый объем, увеличенный на 12 %:

$$P_1 = P_a, P_2 = 1,12 * P_a. \quad (5)$$

Цену в контрольных точках устанавливает Правительство РФ.

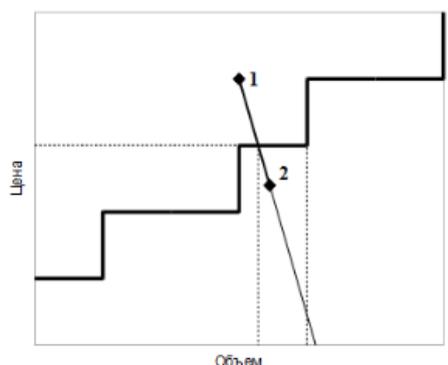


Рисунок 4. Графическое представление конкурентного отбора мощности со спросом, зависящим от цены.  
Figure 4. Graphic representation of power competitive selection with demand depending on the price.

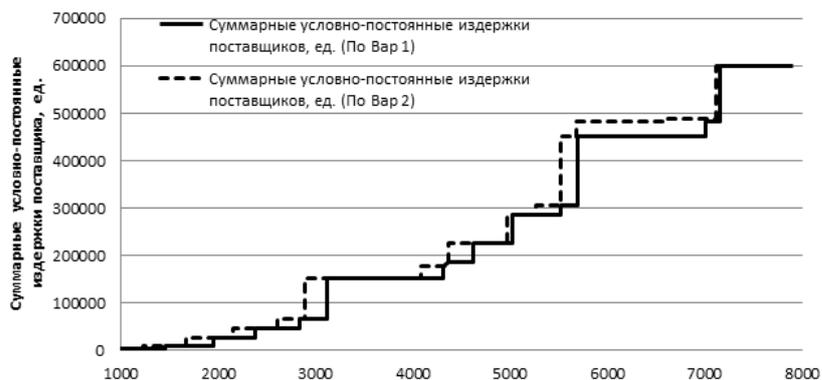


Рисунок 5. Суммарные условно-постоянные издержки поставщиков электрической мощности, отобранные в результате КОМ для линейной модели со спросом: а) не зависящим от цены (КОМ до 2015 г.); б) зависящим от цены (КОМ с 2015 г.).

Figure 5. The total conditionally constant costs of electric power suppliers selected as a result of competitive power selection for: a) linear model with demand that is not dependent on the price (until 2015); b) linear model with demand depending on the price (since 2015).

Пересечение функции предложения с «кривой спроса» определяет объем отобранной мощности и ее цену (рис. 4). Полученные параметры действуют в течение шести лет с ежегодной индексацией цен для поставщиков, отобранных по результатам КОМ.

Рассмотрим ЭЭС, в которой 15 поставщиков мощности (табл. 1). Условно-постоянные издержки поставщиков – случайные числа в денежных единицах (ед.).

Результаты решения задачи конкурентного отбора мощности по рассмотренным моделям приведены на рис. 5.

Видно, что использование модели с эластичным спросом несколько изменяет отбор поставщиков, но делает это в довольно узком диапазоне мощности (фактически был организован ценовой коридор), т.е. изменение модели КОМ не дает экономии затрат на поддержание мощности, а в

Таблица 1  
Характеристики электростанций  
Table 1  
Characteristics of power plants

Номер	Располагаемая мощность, МВт	Условно-пост. издержки, ед. Conditionally constant costs, units	Удельные условно-пост. издержки, ед./МВт Specific conditional constant costs, units/MW
1	1100	3300	3
2	350	1400	4
3	500	5500	11
4	425	15725	37
5	465	22320	48
6	275	18975	69
7	1200	85200	71
8	300	25500	85
9	405	47385	117
10	500	60500	121
11	160	19520	122
12	1200	146400	122
13	240	31200	130
14	35	4725	135
15	750	111750	149
СУММА	7905	599400	

первую очередь направлено на большую вариативность в предоставлении мощности (продать большую мощность, но по меньшей цене, или меньший объем мощности – по большей цене). Например, для значения прогнозируемого спроса 5200 МВт обе модели отбирают всех поставщиков до 10-го, обеспечивая суммарные издержки на поддержание мощности в размере 285 805 ед. Для значения прогнозируемого спроса 5500 МВт результаты расходятся. Вариант 1 дает издержки в размере 285 805 ед. (отобраны первые 10 поставщиков). Вариант 2 дает издержки в размере 305 325 ед. (отобраны все поставщики, кроме 12-15). Номера отобранных в этих двух случаях поставщиков и их суммарные затраты приведены в табл. 2.

При этом надо понимать, что внесенные изменения были направлены в первую очередь на увеличение заинтересованности в инвестициях на строительство новой генерации путем ухода от договоров о предоставлении мощности (ДПМ) в пользу цен, полученных посредством КОМ. Проведение же КОМ на перспективу шести лет накладывает необходимость в прогнозировании спроса на этот же период. Рассмотрим влияние изменения спроса на цену, отобранную в результате КОМ (рис. 6).

Для понимания, каким образом изменяется цена, на рис. 6 помимо основной зависимости спроса (сплошная жирная линия 1-2) представлены еще две (пунктирные линии 1а – 2а и 1б – 2б), построенные для уменьшенных на 8 и 16 % величин спроса на мощность. Хорошо видно, что спрос напрямую влияет на формируемую цену, а увеличение периода прогнозирования ведет к возрастанию ошибки планирования максимума нагрузки. Процедура определения спроса проводится в соответствии с Положением, утвержденным Минэнерго РФ<sup>1</sup> (далее Положение Минэнерго), по которому она формируется из величины совмещенного максимума нагрузки и планового коэффициента резервирования. Анализ, приведенный в работе [6], указывает на рост совмещенного максимума нагрузки с увеличением периода упреждения. Причем этот рост никак не связывается с анализом ретроспективной информации об изменении фактических параметров [7].

С учетом информации, приведенной в ежегодно выполняемой и выставляе-

<sup>1</sup> Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017).

мой в открытый доступ работе «Схема и программа развития ЕЭС страны на 7-летний период» (в дальнейшем – СиПР ЕЭС) на 2019-2025 гг., видно, что увеличение периода прогнозирования до шести-семи лет приведет как минимум к 4 %-ному увеличению максимальной нагрузки в обеих ценовых зонах ЕЭС России. К этому следует добавить несоответствие научно-технических документов (НТД) в виде Положения Минэнерго и Методических рекомендаций [7] (далее МР 2003 г.) в части учета температурного фактора холодного периода года. Таким образом, увеличение периода упреждения при проведении процедуры КОМ и несоответствие разных НТД приводят как минимум к уменьшению спроса на мощность на 8 %.

Все эти действия ведут к росту цены КОМ (дополнительную информацию см. в табл. 3), что, казалось бы, улучшает инвестиционную привлекательность, но это же ведет к дальнейшему росту резерва, увеличению его доли в общем тарифе и повышению себестоимости всей производимой продукции (табл. 4 и 5).

Таблица 2

Отобранные поставщики и суммарные издержки на мощность для разных вариантов модели рынка мощности

Table 2

Selected suppliers and total costs for power for different options for the power market model

Прогнозируемый спрос, МВт	Модель КОМ до 2015 г.		Модель КОМ после 2015 г.	
	Поставщики	Затраты, ед.	Поставщики	Затраты, ед.
5200	1-10	285805	1-10	285805
5500	1-10	285805	1-11	305325

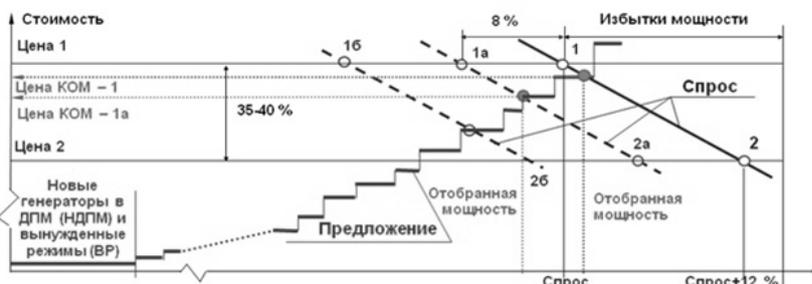


Рисунок 6. Влияние спроса на цену КОМ.

Figure 6. The impact of demand on competitive power selection prices.

Таблица 3

Составляющие цены КОМ

Table 3

Components of competitive power selection prices

Составляющая, %/Год	21	22	23	24	25
ДПМ	13,10352	12,63054	0,770387	2,66743	3,190224
ВР	0,524141	0,421018	0,042799	0,160046	0,151915
Спрос	3,843699	7,999345	0,613456	2,507384	4,253631
Тариф	117,4714	121,0509	101,4266	105,3349	107,5958
Влияние несовершенства Положения Минэнерго в части учета температурного фактора	0,307496	0,639948	0,049077	0,200591	0,340291
Влияние заблаговременности прогноза нагрузки	0,039206	0,083193	0,006503	0,02708	0,04679
Влияние обоих факторов	0,346702	0,723141	0,055579	0,22767	0,38708
Приведено к 1 % роста тарифа	0,019844	0,034352	0,038958	0,042676	0,05096

Вклад в цену единицы продукции затрат на электроэнергию

Таблица 4

Table 4

Contribution to the price production unit of costs for electricity

Показатель	Металлурги	Угольщики	Агрокомплекс	Нефтепереработка	ЦБП
Затраты на ЭЭ при производстве единицы продукции, %	18,5	13,9	4,5	51,8	21,2

Вклад в себестоимость затрат год к году

Таблица 5

Table 5

Contribution to the cost of expenses year by year

Компания/Вклад в себестоимость затрат год к году (2019/2020), %	Тариф на ЭЭ	Цена готовой продукции	Маржа	% от маржи
Металлурги	1,1	-19,6	12,1	9,090909
Угольщики	0,9	-13,7	18,3	4,918033
Нефтепереработка	3,7	-33,3	10,2	36,27451

В то же время такая деятельность подталкивает потребителей развивать локальную энергетику с более прогнозируемой ценой и затратами на обслуживание. А это в свою очередь ведет к еще большей нагрузке на остальных потребителей централизованной энергосистемы.

## Выводы

Рассмотрев основные составляющие тарифа, можно выделить два основных направления, где, на наш взгляд, следует внести изменения в существующую модель. Первое, это изменение способа формирования цены по результатам КОМ. На наш взгляд, более верным будет проводить КОМ на 3 года с фиксированием цены, а на последующие 3 года указывать ориентировочные цены с дальнейшим их уточнением в каждый последующий год. Это снизит ошибку при прогнозировании нагрузки. Второе, что необходимо изменить, это несоответствие НТД в виде Положения Минэнерго и МР 2003 г. в части учета температурного фактора холодного периода года. Этот фактор учитывается в утвержденных Минэнерго России МР 2003 г. В нынешней форме совместно с увеличением прогнозирования спроса это приводит к 3-5 %-ному увеличению тарифа, а если учесть, что превышение спроса закладывается и при учете тарифов на передачу, то цифра вырастает до 6-9 %. Нельзя обойти стороной и проблему роста платежей по ДПМ, которая, согласно нынешнему плану, начнет стабилизироваться только к 2027 г. При этом надо понимать, что модернизация или строительство современной генерации не приведет к снижению тарифа в ближайшее время, так как не изменится политика завышения спроса, а следовательно, цена КОМ будет определяться по самому неэффективному оборудованию.

На взгляд автора, искусственное завышение цены КОМ для увеличения инвестиционной привлекательности не лучшее направление развития, правильнее предоставить генерирующим компаниям рекомендации к проведению политики раскрытия стоимости компании за счет большей

открытости, оптимизации производственных процессов, и на эти деньги проводить работы по модернизации и строительству оборудования. В то время как сейчас компаниям-поставщикам это не интересно, доходы зачастую занижаются, уменьшая привлекательность для инвесторов и снижая налоговые поступления в бюджет.

## Литература

1. BESSER J.G, FARR J.G, TIERNEY S.F. The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design // *Electricity Journal*. – 2002. – Vol. 15, Issue 7. – P. 53–62.
2. CRAMTON P., STOFT S. A Capacity Market that Makes Sense // *Electricity Journal*. – 2005. – Vol. 18, Issue 7. – P. 43–54.
3. [Электронный ресурс]. – URL: <https://so-ups.ru/index.php?id=markets>
4. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>
5. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ.
6. Чукреев, Ю.Я. Влияние составляющих расходной части баланса мощности на процедуру конкурентного отбора мощности ЕЭС России / Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 71. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. – С. 169–178.*
7. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). – Москва: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.

## References

1. BESSER J.G, FARR J.G, TIERNEY S.F. The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design // *Electricity Journal*. – 2002. – Vol. 15, Issue 7. – P. 53–62.
2. CRAMTON P., STOFT S. A Capacity Market that Makes Sense // *Electricity Journal*. – 2005. – Vol. 18, Issue 7. – P. 43–54.
3. [Elektronnyj resurs]. – URL: <https://so-ups.ru/index.php?id=markets>
4. [Elektronnyj resurs]. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>
5. Federal Law «On the Electricity Industry» dated March 26, 2003 No. 35-FL.
6. Chukreev, Yu.Ya. Vliyanie sostavlyayushchih rashodnoj chasti balansa moshchnosti na proceduru konkurentno-

go otbora moshchnosti EES Rossii [Influence of the components of the expenditure part of the power balance on the procedure for competitive power take-off of the UES of Russia / Yu.Ya. Chukreev, M.Yu. Chukreev // Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshih sistem energetiki: Vyp. 71. Nadezhnost energosnabzheniya potrebitel'ej v usloviyah ih cifrovizacii. V 3-h knigah [Methodological issues of research on the reliability of large

energy systems: Issue. 71. Reliability of energy supply to consumers in the context of their digitalization. In 3 books]. / Book 1 / Editor-in-chief N.I. Voropay. – Irkutsk: ISEM SO RAN, 2020. – P. 169-178.

7. Guidelines for the design of the power systems development. (Approved by Order the Russian Ministry of Energy dated June 30, 2003, No. 281). Moscow: RF Ministry of Energy, SO 153-34.20.118-2003.

### Благодарность (госзадание)

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 «Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития».

### Информация об авторах:

**Чукреев Михаил Юрьевич** – кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института социально-экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН; WOS Research ID: CAJ-2181-2022; Scopus Author ID: 57220807382 (Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук»; Российская Федерация, 167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Коммунистическая, д. 26; e-mail: mchukreyev@gmail.com).

### About the authors:

**Mikhail Yu. Chukreyev** – Candidate of Science (Technology), Senior Researcher, Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North, Federal Research Center Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; WOS Research ID: CAJ-2181-2022; Scopus Author ID: 57220807382, (Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North, Federal Research Center Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; 26, Kommunisticheskaya St., Syktyvkar, GSP-2, the Komi Republic, Russia, 167982; e-mail: mchukreyev@gmail.com).

### Для цитирования:

Чукреев, М.Ю. Оценка влияния цены мощности на тариф за электрическую энергию / М.Ю. Чукреев // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. Серия «Экономические науки». – 2022. – № 3 (55). – С. 81–86. УДК 621.311.019.3. DOI 10.19110/1994-5655-2022-3-81-86

### For citation:

Chukreyev, M.Yu. Ocenka vliyaniya ceny moshchnosti na tarif za elektricheskuyu energiyu [Estimation of the influence of power price on the electric energy rate] / M.Yu. Chukreyev // Proceedings of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Series "Economic sciences". – 2022. – No. 3 (55). – P. 81–86. UDC 621.311.019.3. DOI 10.19110/1994-5655-2022-3-81-86

Дата поступления рукописи: 07.06.2022

Прошла рецензирование: 30.05.2022

Принято решение о публикации: 01.06.2022

Received: 07.06.2022

Reviewed: 30.05.2022

Accepted: 01.06.2022