

# РЕКОМЕНДАЦИИ «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Тарифное регулирование в электроэнергетике. Экономические аспекты установления цен для разных категорий потребителей»

19.11.2020

Утверждены  
Решением Комитета  
Государственной Думы  
по энергетике  
№ 3.25-5/166 от 16 декабря 2020г.

РЕКОМЕНДАЦИИ  
«круглого стола» Комитета Государственной Думы  
по энергетике на тему «Тарифное регулирование в электроэнергетике. Экономические аспекты установления цен  
для разных категорий потребителей»

19 ноября 2020 г.

ВКС, Государственная Дума (зал 324)

Участники «круглого стола»: представители федеральных и региональных органов власти, депутаты Государственной Думы, представители энергетических компаний, отраслевых общественных организаций и объединений отмечают следующее.

Ключевые вопросы и проблемы отрасли, в том числе проблемы тарифного регулирования остаются неизменными на протяжении нескольких последних лет и регулярно обсуждаются на площадке Государственной Думы Федерального собрания Российской Федерации.

Так в 2018-2020 годах были проведены «круглые столы» по следующим темам:

25 мая 2018 года – «Вопросы перекрестного субсидирования в электроэнергетике, его влияние на развитие отрасли и экономику страны, меры по его минимизации»;

24 октября 2019 года – «Состояние и перспективы развития электроэнергетики страны. Законодательный аспект»;

8 ноября 2019 года – «Энергетический комплекс и электросетевое хозяйство - цифровая трансформация»;

17 февраля 2020 года – «Тарифное регулирование в электроэнергетике. Проблемные вопросы и пути решения».

Также были проведены расширенные заседания Комитета Государственной Думы по энергетике по следующим темам:

11 июля 2019 года – «Информация по итогам отбора проектов модернизации тепловой генерации и выработки предложений по возможности корректировки процедуры проведения конкурентного отбора»;

10 декабря 2019 года – «О практике применения социальной нормы потребления электроэнергии как способа ликвидации перекрестного субсидирования».

Рекомендации «круглых столов» и решения расширенных заседаний Комитета направлялись в Правительство Российской Федерации, федеральные органы исполнительной власти и отраслевые компании для анализа и последующего применения.

Общее описание системы ценообразования на электроэнергию

Конечные цены на электроэнергию складываются из стоимости:

генерации электроэнергии (покупки электроэнергии и мощности на оптовом рынке, а также региональной генерации на розничном рынке),

сетевой составляющей (расходов по передаче энергии, включая плату за содержание сетей и компенсацию нормативных потерь),

расходов на бытовую деятельность (бытовая надбавка),

услуг инфраструктурных организаций.

Процентное соотношение перечисленных услуг в структуре конечного тарифа на электрическую энергию для прочих потребителей имеет значительную разницу в региональном аспекте. В среднем по Российской Федерации в конечном тарифе на электрическую энергию для прочих потребителей доля генерации составляет 51,0 %, сетевого тарифа – 43,4 % (в котором значительную долю составляет перекрестное субсидирование), сбытовая надбавка – 5,5%, услуги инфраструктурных организаций – 0,1 %.

Конкурентный рынок электроэнергии и мощности в «ценовых зонах» функционирует с 2006 г., при этом с 2011 года по свободным ценам продается 100 % электроэнергии, за исключением объемов для населения и особых территорий (субъекты Северо-Кавказского федерального округа, Республики Тыва, Бурятия и Карелия), где поставка электроэнергии и мощности осуществляется по регулируемым договорам (далее – РД).

Тарифы для населения и приравненных к нему потребителей подлежат 100 % государственному регулированию и устанавливаются в рамках предельных минимальных и максимальных уровней тарифов, устанавливаемых ФАС России в соответствии с ежегодно утверждаемыми параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

При этом в целях сдерживания роста тарифов для населения формируется их перекрестное субсидирование за счет тарифов территориальных сетевых организаций для прочих потребителей, а также за счет установления фиксированных цен для генерирующих компаний по регулируемым договорам, которые существенно ниже свободных (нерегулируемых) цен на рынке. В рамках действующего законодательства декларируется необходимость снижения объемов перекрестного субсидирования. В этих целях предельные максимальные уровни тарифов для населения в последние годы индексируются Правительством Российской Федерации на уровне 5 %.

По оценкам Минэнерго России, величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе выросла с 220 млрд рублей в 2012 году до 239 млрд рублей в 2020 году. При сохранении текущих темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии для населения и «прочих» потребителей

в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе продолжит расти.

Перекрестное субсидирование населения негативно влияет на конкурентоспособность целого ряда отраслей российской промышленности, создает стимулы для крупных потребителей строить собственную генерацию, инвестировать в присоединение к электрическим сетям публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС»), приводит к убыткам распределительных сетевых организаций, а также к росту тарифов для малого и среднего бизнеса, что существенно замедляет его развитие.

Величина перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе учитывается в тарифах на услуги по передаче электрической энергии территориальных сетевых организаций и не учитывается в тарифах на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

В итоге крупные потребители, чьи энергопринимающие устройства присоединены к магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС», не несут социальной нагрузки по перекрестному субсидированию, что создает для них дополнительные экономические преференции по отношению к аналогичным потребителям, энергопринимающие устройства которых присоединены к территориальным сетевым организациям.

Также Минэнерго России отмечает, что в настоящее время в области тарифного регулирования услуг по передаче абсолютная величина тарифа в числовом выражении не является долгосрочной и ежегодно корректируется и пересматривается, в связи с чем потребители не могут планировать свои затраты в долгосрочной перспективе, а сетевые организации не могут планировать долгосрочные инвестиции вследствие отсутствия постоянных источников финансирования.

Таким образом, нормальное стабильно-поступательное функционирование электросетевого комплекса невозможно без понятных и долгосрочных правил.

В этой связи одной из ключевых задач, стоящих перед отраслью, является обеспечение долгосрочных и неизменных тарифных решений.

В этой связи предполагается обеспечить переход к установлению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии только в форме долгосрочных цен (тарифов) на такие услуги со сроком действия не менее 5 лет и возможности заключения сетевыми организациями и субъектами Российской Федерации соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

Необходимо установить критерии территориальных сетевых организаций, которые вправе заключать соглашение об условиях осуществления регулируемых видов деятельности с субъектом Российской Федерации, и базовые нормы о существенных условиях таких соглашений, на основе которых стороны соглашения самостоятельно определяют порядок регулирования сетевой компании.

В настоящее время принят Федеральный закон от 02.08.2019 № 300-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (далее – Федеральный закон № 300-ФЗ), предусматривающий с 1.01.2023 года переход к установлению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии только в форме долгосрочных цен (тарифов) на такие услуги со сроком действия не менее 5 лет и возможности заключения сетевыми организациями и субъектами Российской Федерации регуляторных соглашений в порядке и на условиях, определяемых Правительством Российской Федерации.

Реализация Федерального закона № 300-ФЗ позволит:

для субъекта Российской Федерации: обеспечить гарантированное развитие сетевой инфраструктуры на территории, безаварийное прохождение осенне-зимнего периода, привлечение дополнительных инвестиций в экономику региона;

для сетевых организаций: обеспечить качественное инвестиционное и бизнес-планирование, сформировать стабильные и понятные источники финансирования инвестиционной программы;

для потребителей: обеспечить прогнозируемые и понятные тарифы на услуги по передаче электрической энергии в долгосрочной перспективе, возможность планирования своих затрат на несколько лет вперед, повышение качества формирования экономических прогнозов и построения бизнес-моделей развития бизнеса.

В настоящее время ведется разработка нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации и федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов, необходимых для реализации норм Федерального закона № 300-ФЗ.

Кроме этого энергии в рамках реализации норм Федерального закона от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования цен (тарифов) приняты нормативные правовые акты, предусматривающие учет в составе тарифа на услуги по передаче электрической энергии и (или) платы за технологическое присоединение расходов сетевой организации, понесенные ею для исполнения обязательств, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

По мнению Минэнерго России, указанные меры позволят сформировать долгосрочные и понятные для всех участников правила долгосрочного тарифного регулирования.

Сетевая составляющая цены – услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям – подлежит государственному регулированию в полном объеме. Тарифы на передачу имеют дифференциацию по уровням напряжения (низкое – 0,4 кВ и ниже, среднее II – 1-20 кВ, среднее I – 35 кВ, высокое – от 11 кВ до 220 кВ). Кроме того, выделяются потребители, присоединенные к сетям с высоким напряжением 220 кВ и выше, эксплуатацию которых осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС» (магистральные сети).

Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков также регулируются государством, и ранее были связаны с ценой покупки электрической энергии на оптовом рынке. Однако с 2018 года осуществлен их переход на эталонное ценообразование, не связанное с ценой покупки электроэнергии.

За период с 2012 по 2019 годы рост конечных цен на электроэнергию и мощность для потребителей, не отнесенных к населению («прочих» потребителей) был выше в среднем на 2,2 процентных пункта темпов инфляции за этот период. Начиная с 2013 года, Правительство Российской Федерации реализует политику искусственного сдерживания цен и тарифов на электроэнергию, что объясняется необходимостью сдерживать инфляцию. Вместе с тем, отдельные регулируемые составляющие конечной цены растут с опережением как инфляции, так и конкурентных рыночных цен на электроэнергию.

При этом следует отметить, что в настоящее время сохраняется значительная дифференциация в уровнях тарифов между регионами, расположенными не только в различных федеральных округах, но и в географически близких регионах со сходными экономическими условиями.

Еще одним существенным фактором является различный уровень тарифов на услуги по передаче электроэнергии, регулируемых в каждом субъекте Российской Федерации отдельно.

В Российской Федерации сложилась система тарифов на электрическую энергию, в которой сложно ориентироваться, прежде всего, потребителям.

В настоящее время используется понятие ценовые категории – это варианты тарифа на электрическую энергию для потребителя. Ранее существовало два тарифа на электрическую энергию (одноставочный и двухставочный), а теперь используется шесть ценовых категорий.

От ценовой категории зависит то, каким образом в конечной цене включается цена электроэнергии и мощности купленной поставщиком на оптовом рынке электрической энергии (мощности) (далее – ОРЭМ) и какой в цену заложен тариф на передачу электрической энергии, а также потребуются ли потребителю планировать почасовое потребление на сутки вперед.

При выборе ценовых категорий для потребителя существуют некоторые ограничения. Например, потребителям с максимальной мощностью энергопринимающих устройств более 670 кВт запрещено выбирать первую и вторую ценовые категории, а потребителям которые запитаны напрямую от генераторов электрической энергии доступны только четвертая и шестая ценовые категории. Также только 4 и 6 ценовые категории доступны потребителям подключенным к сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Выбирать ценовую категорию потребитель может только в течение 30 дней с момента опубликования тарифов на передачу электроэнергии, обычно это происходит в конце декабря каждого года. В отдельных случаях смена ценовой категории сопряжена с необходимостью замены прибора учета электрической энергии на прибор, который позволяет учитывать почасовое потребление.

Во всех ценовых категориях кроме первой и второй, электроэнергия оплачивается по часам, в счете за электроэнергию две строки – электроэнергия и мощность. Тариф на передачу ув третьей и пятой ценовых категориях читывается одноставочный, как в первой и второй ценовых категориях.

В четвертой и шестой ценовых категориях в счете обычно указываются три строки: электроэнергия, мощность покупки и мощность передача. «Мощность передача» - это оплата ставки за содержание двухставочного тарифа на передачу.

В пятой и шестой ценовых категориях потребитель обязан планировать свое почасовое потребление на сутки вперед и оплачивать отклонения, они включаются в цену электроэнергии.

В соответствии с текущими нормативными правовыми актами выбор ценовой категории является обязанностью и правом самого потребителя электрической энергии. Стоит отметить, что переход в рамках 1,2,3 и 5 ценовых категорий и в рамках 4 и 6 ценовых категорий возможен в течение года. Для этого необходимо уведомить гарантирующего поставщика

за 10 рабочих дней до начала расчетного периода. Перейти с 1,2,3,5 категорий на 4 или 6 категорию предприятие может 1 раз в год.

Для этого необходимо сменить тариф на услуги по передаче, уведомив поставщика электрической энергии в

течение месяца после даты опубликования тарифов на новый период, как правило в конце декабря месяца текущего года.

Сложный выбор ценовой категории не позволяет сформировать экономические сигналы, необходимые для развития как электросетевого хозяйства, так и для развития различных источников поставки электрической энергии. Стоит отметить, что затраты на электросетевую инфраструктуру как правило носят постоянный характер, зависят от заявленной мощности присоединения и практически не зависят от объема передаваемой через них электрической энергии.

Переход на более простую и прозрачную систему тарификации возможен для не приравненных к населению категорий потребителей электрической энергии при выделении отдельных составляющих, относящихся:

к передаче электрической энергии – плата за мощность, направленная на поддержание работоспособности и развитие электросетевого хозяйства;

к объему потребляемой электрической энергии – плата за потребленную энергию.

Таким образом, переход на двухставочный тариф позволит сформировать правильные экономические и инвестиционные сигналы как для развития электросетевого хозяйства, так и для развития розничного рынка электрической энергии (мощности) и формирования единого интегрированного оптово-розничного рынка электрической энергии (мощности), что будет способствовать развитию экономики как в целом отрасли электроэнергетики, так и экономики Российской Федерации.

При этом, стоит отметить, что происходят изменения в части тарифного регулирования электроэнергетики.

Как отмечено выше Федеральный закон № 300-ФЗ вводит новый институт тарифного регулирования – соглашение об условиях осуществления регулируемых видов деятельности («регуляторный контракт» или «регуляторное соглашение»), которые заключаются между регулируемой организацией и региональным регулятором на срок не менее 5 лет.

Наличие регуляторного контракта с субъектом РФ позволяет компании иметь прогнозируемый тариф и инвестиционные условия. Обязательства по исполнению инвестиционных обязательств, взятые на себя регулируемой организацией, будут также зафиксированы в регуляторном соглашении.

Так, по мнению ФАС России путем взаимодействия региональных регуляторов и регулируемых организаций в рамках заключения таких соглашений могут учитываться меры по преодолению экономических негативных последствий при долгосрочном тарифном регулировании.

Во исполнение положений Федерального закона № 300-ФЗ о «регуляторном контракте» или «регуляторном соглашении» приняты следующие нормативные правовые акты:

1) Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2020 года № 691 «О внесении изменений в Положение о Федеральной антимонопольной службе», которое предусматривает наделение ФАС России следующими полномочиями:

заключение органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности с территориальными сетевыми организациями;

заключение соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

2) Постановление Правительства Российской Федерации от 23 мая 2020 года № 739 «О внесении изменения в Типовое положение об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», которое предусматривает дополнение полномочий органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов полномочиями по заключению с территориальной сетевой организацией соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности по согласованию с Федеральной антимонопольной службой.

В начале 2019 года утверждено разработанное ФАС России постановление Правительства Российской Федерации 30 января 2019 года

№ 64 направленное на введение долгосрочного регулирования в технологически изолированных зонах. Указанное постановление предусматривает сохранение экономии расходов (в том числе связанной со сменой видов топлива, а также с использованием возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ)) и установление долгосрочных тарифов для регулируемых организаций до 5 лет.

Во исполнение положений указанного постановления Правительства Российской Федерации были приняты Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, утвержденные приказом ФАС России от 29 мая 2019 года № 686/19, а также изменения в данные Методические указания приказом ФАС России от 1 апреля 2020 года № 347/20.

ФАС России утвержден приказ от 17 июля 2020 года № 661/20, которым предусмотрен переход на долгосрочное (трехлетний период) тарифное регулирование услуг Системного оператора в целях создания стимулирующего механизма эффективного управления ресурсами и повышение прозрачности деятельности регулируемой организации.

Мероприятия по равномерному распределению объемов перекрестного субсидирования по уровням напряжения, актуализации предельной величины перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе и утверждения графиков его поэтапного снижения.

Анализ тарифных решений региональных органов регулирования, принятых на 2020 год показал, что объем перекрестного субсидирования, учтенный в тарифах на услуги по передаче электрической энергии превышает предельный объем перекрестного субсидирования, утвержденный приложением № 6 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением

Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 (далее – Основы ценообразования) в 20 субъектах Российской Федерации на общую сумму 29 млрд руб.

Объем превышения предельной величины перекрестного субсидирования по субъектам Российской Федерации составляет

от 0,15 млрд руб. до 3,5 млрд руб.

С учетом вышеизложенного, возникает необходимость реализации мер по актуализации предельной величины перекрестного субсидирования, утвержденной в приложении № 6 к Основам ценообразования в целях снижения бюджетных рисков субъектов Российской Федерации, наступивших в связи с принятием постановления Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2019 года № 1450 «О внесении изменений в пункт 81(5) основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов)

в электроэнергетике».

ФАС России подготовлен проект постановления Правительства Российской Федерации о пересмотре предельной величины перекрестного субсидирования, который в настоящее время проходит процедуры согласования с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации.

По мнению ФАС России актуализированные значения должны основываться на тарифных решениях региональных органов регулирования, принятых на 2020 год, даже тех, которые приняты с учетом превышения предельной величины перекрестного субсидирования, утвержденной приложением № 6 к Основам ценообразования. Также необходимо оценить влияние факторов, которые могут привести к росту объемов перекрестного субсидирования в последующих периодах регулирования.

С учетом того, что в 2020 году относительно 2019 года наметилась стабилизация объемов перекрестного субсидирования, учитываемых

в тарифах на услуги по передаче электрической энергии, существует необходимость не только обеспечения выполнения предельной величины перекрестного субсидирования, но и утверждения графика поэтапного снижения предельной величины по каждому субъекту Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 85 (1) Основ ценообразования Правительство Российской Федерации наделено полномочиями по утверждению предельной величины перекрестного субсидирования, а также графика снижения величины перекрестного субсидирования по субъектам Российской Федерации.

График снижения величины перекрестного субсидирования должен учитывать ежегодное снижение предельной величины перекрестного субсидирования по каждому субъекту Российской Федерации на определенную величину. Минимальное значение снижения должно составлять не менее 1 % в год. С учетом планируемого индекса потребительских цен (год к году) 3 %, за 10 лет объем перекрестного субсидирования удастся снизить на 33 %. Данное снижение является вполне реализуемым при проведении региональным органом регулирования взвешенной тарифной политики в субъекте Российской Федерации.

Вместе с тем, Минэнерго России считает, что решение проблемы перекрестного субсидирования волевым снижением ее величины и закреплением графиком без реализации комплекса мер лишь снизит «бумажную перекрестку», а на деле создаст дополнительные выпадающие территориальных сетевых организаций, так как перекрестное субсидирование учитывается именно в тарифах на услуги по передаче электрической энергии для «прочих» потребителей. поставят под вопрос реализацию инвестиционных проектов. К числу таких мер относится, в том числе, совершенствование методологии расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии для «прочих» потребителей и издание соответствующего приказа ФАС России во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2019 года № 1450.

По мнению Минэнерго России в целях снижения объема перекрестного субсидирования необходимо разработка плана мероприятий (дорожной карты) для создания условий по снижению перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе.

Кроме того, в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации внесен проект федерального закона № 1046495-7 «О внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации», предусматривающий освобождение ресурсоснабжающих организаций

от уплаты НДС в части оказания коммунальных услуг гражданам.

Такое решение позволяет ускорить доведение тарифов на услуги по передаче электроэнергии для населения до экономически обоснованного уровня

без дополнительного повышения конечных цен на электроэнергию.

ФАС России разработан проект приказа «Об утверждении порядка согласования Федеральной антимонопольной службой графика доведения ставки перекрестного субсидирования, дифференцированной по уровням напряжения (ВН, СН1, СН2, НН), до размера ставки, рассчитанного в соответствии с методическими указаниями по расчету величины и ставки перекрестного субсидирования, учитываемых в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии для потребителей, не относящихся к населению или приравненным к нему категориям потребителей, утверждаемого высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации)», которым предусматривается процедура согласования Федеральной антимонопольной службой графиков доведения ставок перекрестного субсидирования, дифференцированных по уровням напряжения, утверждаемых высшими должностными лицами субъектов Российской Федерации, в целях обеспечения экономически обоснованного расчёта ставки перекрестного субсидирования, учитываемой в регулируемых ценах (тарифах). Проект приказа также проходит процедуры согласования.

Приоритетным направлением развития системы долгосрочного тарифного регулирования является внедрение метода эталонных затрат. В рамках этого направления ФАС России осуществляется подготовка к переходу на эталонное регулирование сетевого комплекса путем выделения тарифного регулирования операционных затрат

(ОРЕХ) через внедрение эталонов на федеральном уровне и тарифного регулирования капитальных затрат (САРЕХ) на уровне субъектов Российской Федерации.

Также в рамках формирования подходов к определению эталонов затрат в сетях принят приказ ФАС России от 20 марта 2020 года № 301/20 «О внесении изменений в Методические указания по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденных приказом ФСТ России от 18 марта 2015 № 421-э».

Постановлением Государственной Думы Российской Федерации от 23 июня 2020 № 8399-7 ГД поддержаны предложения ФАС России в части проработки перехода к применению при установлении тарифов в сферах передачи электрической энергии, водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения метода сравнения аналогов с использованием эталонных значений затрат, состоящего из следующих этапов:

предварительное внедрение метода сравнения аналогов на пилотных проектах с учетом технологических, климатических и иных факторов деятельности ресурсоснабжающих организаций;

сбор и анализ информации об экономических последствиях и качестве поставки ресурсов при реализации пилотных проектов в результате внедрения метода сравнения аналогов с использованием эталонных значений затрат при установлении тарифов;

корректировка подходов к применению метода сравнения аналогов с использованием эталонных значений затрат с учетом опыта реализации пилотных проектов.

Федеральным законом от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ внесены изменения в Федеральный закон № 35-ФЗ, направленные на развитие интеллектуального учета электрической энергии на территории Российской Федерации.

Целью является освобождение потребителя от обязанности по обеспечению учета электрической энергии и перенос ответственности по внедрению систем учета электрической энергии с потребителей на сетевые организации и гарантирующих поставщиков.

Безусловными преимуществами такого нововведения будет являться передача данных о потреблении в автоматическом режиме, в том числе с использованием личных кабинетов, что позволит обеспечить прозрачность и открытость данных о потреблении электроэнергии для потребителей, а также снизить опасения участников рынка по снижению платежной дисциплины потребителями.

Во исполнение требований Федерального закона от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ ФАС России (приказы ФАС России № 560/20; № 804/20, № 805/20, № 828/20, № 844/20) внесены изменения в действующие методические указания:

по расчету тарифов на передачу электрической энергии;

по расчету платы за технологическое присоединение;

по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков.

Вместе с тем, необходимо ограничить требования к темпам и глубине внедрения интеллектуальных приборов учета, а также их функционалу с целью исключения дополнительной тарифной нагрузки на потребителей электрической энергии.

В целях совершенствования долгосрочного тарифного регулирования территориальных сетевых организаций утверждено постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2019 года № 1892 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен (тарифов)», направленное на:

изменение порядка расчета арендной платы для несетевых объектов;

введение запрета на утверждение межсетевых тарифов в течение года;

введение понятия «экономии подконтрольных расходов»;

замена нормы доходности инвестированного капитала на индекс потребительских цен при RAB регулировании;

введение ограничения срока представления в орган регулирования обосновывающих материалов (не позднее чем за 30 рабочих дней до окончания текущего периода регулирования);

введение нормы сохранения стоимостного баланса при передаче электросетевого имущества электросетевого хозяйства от одной сетевой организации другой в течение периода регулирования.

Принятые изменения позволяют региональным органам регулирования учитывать затраты на экономически обоснованном уровне, способствуют снижению объемов выпадающих доходов регулируемых организаций и защищают права региональных органов регулирования от злоупотребления правом представления обосновывающих материалов со стороны регулируемых организаций в региональные органы регулирования.

В целях совершенствования механизма расчета платы за технологическое присоединение утверждено постановление Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 года № 246 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации», которым определено, что ФАС России утверждает единый перечень стандартизированных тарифных ставок на технологическое присоединение к электрическим сетям методом сравнения аналогов.

При этом, стандартизированные тарифные ставки приводятся к единой дифференциации, вводится новая ставка на обеспечение коммерческого учета электрической энергии и мощности. В составе необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика и территориальной сетевой организации учитываются расходы, связанные с коммерческим учетом электрической энергии и мощности.

Во исполнение положений указанного постановления принят Приказ ФАС России от 22 июня 2020 года № 560/20 «О внесении изменений

в Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные приказом Федеральной антимонопольной службы от 29 августа 2017 г. № 1135/17».

В рамках осуществления мониторинга тарифных решений в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) в сфере электроэнергетики ФАС России проводит контроль за принятыми на 2020 год тарифными решениями органами исполнительной власти ряда субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) (далее – органы регулирования).

По результатам данных мероприятий в действиях органов регулирования выявлены следующие нарушения действующего законодательства в сфере государственного регулирования цен (тарифов):

установление тарифов на электрическую энергию выше и (или) ниже предельных уровней тарифов, утвержденных ФАС России (в отсутствие процедуры согласования);

неисполнение решений, выданных ФАС России;

использование органом регулирования показателей, отличных от утвержденных в сводном прогнозном балансе на 2020 год;

непринятие органами регулирования мер при выявлении нецелевого использования организациями средств (предусмотренных в тарифах на реализацию инвестиционных программ).

В октябре 2020 года ступил в силу Административный регламент ФАС России по систематическому наблюдению за исполнением обязательных требований при осуществлении деятельности юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или при исполнении полномочий органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов, надбавок) в сфере электроэнергетики, утвержденный приказом ФАС России от 21 августа 2020 года № 769/20.

В настоящее время осуществляется реализация государственных функций в сфере государственного регулирования цен (тарифов) посредством Единой информационной аналитической системы (далее – ЕИАС).

ЕИАС ФАС России является основной фундаментальной платформой при осуществлении функций в области государственного регулирования цен (тарифов). ФАС России ведется работа по разработке и внедрению новых цифровых технологий и комплексных платформенных решений на базе ЕИАС, направленных на создание единого центра макроэкономических данных в целях реализации функций в сферах государственного управления и оказания государственных услуг, в том числе в интересах населения и субъектов малого и среднего предпринимательства, включая индивидуальных предпринимателей.

Указанные инициативы направлены в первую очередь на повышение открытости и единообразия принимаемых тарифных решений органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Внедрение цифровых процессов в области тарифного регулирования, в том числе, путем создания единого макроэкономического центра по сбору и анализу данных, используемых для развития экономики страны, обеспечит полный контроль со стороны ФАС России за принятием региональных тарифных решений.

Подпунктом 17 пункта 8 постановления Государственной Думы Российской Федерации от 23 июня 2020 года № 8399-7 ГД предусмотрено внедрение цифровых технологий в области тарифного регулирования, в том числе путем создания единого макроэкономического центра по сбору и анализу данных, используемых для развития экономики страны, и обеспечения полного контроля со стороны Федеральной антимонопольной службы за принятием региональных тарифных решений.

Также, проектом Национального плана по развитию конкуренции 2020-2025, принятие которого также поддержано постановлением Государственной Думы Российской Федерации от 23 июня 2020

№ 8399-7 ГД, до июня 2021 года необходимо разработать и утвердить государственную программу цифровизации, обеспечив ее финансирование за счет средств федерального бюджета, предусматривающую формирование информационного пространства в сферах антимонопольного регулирования, государственного регулирования цен (тарифов), контроля экономической концентрации, государственных и муниципальных закупок, в сфере осуществления торговой деятельности, включающую, в том числе следующие мероприятия:

обеспечение информационного взаимодействия органов регулирования с регулируемыми субъектами через единую централизованную информационно-аналитическую систему;

публикацию в открытом доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» информации, касающейся утверждения тарифов, а также данных, полученных в рамках осуществления контроля за экономической концентрацией на товарных рынках, в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Следует отметить необходимость применения комплексного подхода к решению возможных осложнений ликвидации перекрестного субсидирования с формированием как плана мероприятий, дорожной карты, так и прогнозных вариантов развития событий с оценкой последствий ликвидации перекрестного субсидирования.

Основные проблемы в сфере тарифного регулирования и пути совершенствования ценообразования.

Одной из первоочередных мер является наведение порядка в тарифообразовании, повышение прозрачности, обоснованности и справедливости тарифов.

В результате сохраняющегося государственного регулирования и существующих перекосов рынка возникают различные формы перекрестного субсидирования (между населением различных категорий и прочими потребителями; между электроэнергией и теплом; между крупными и небольшими предприятиями; а также между различными субъектами Российской Федерации).

Отмечается, что более правильным с точки зрения рыночного ценообразования было бы введение так называемого двухставочного тарифа, включающего в себя плату за мощность и плату за фактическое потребление электрической энергии. Это соответствует существующей модели оптового рынка электроэнергии. Плата за мощность покрывает условно-постоянные и инвестиционные затраты в сетевом комплексе, включая льготное технологическое присоединение, плата за потребление – переменные затраты.

Применение платы за мощность и платы за фактическое потребление электрической энергии должно касаться только промышленных потребителей. Учитывая, что стоимость электроэнергии для населения и приравненных к нему категорий сегодня регулируется и субсидируется за счет других потребителей, для указанных потребителей оптимальный выбор ценообразования – тарифное меню с разной стоимостью электроэнергии в зависимости и времени суток в сочетании с дифференциацией от объема потребления.

Указанное предложение отличается от существующих в настоящее время двухставочных тарифов, применяемых в четвертой и шестой ценовых категориях, когда оплачивается отдельно ставка за содержание сетей и ставка за потери в сетях, при этом ставка за потери обычно включается поставщиком в цену электроэнергии.

Важно рационально решить вопрос о льготном технологическом присоединении. Установление платы за него существенно ниже экономически обоснованного уровня привело к безответственному отношению со стороны потребителей к заявкам: подключенная мощность «льготной» группы потребителей, как правило, используется не более

чем на 20 %. Ограничение льготного технологического присоединения и введение платы за резервирование избыточных мощностей могло бы, в общем, снизить нагрузку и на промышленных, и на так называемых прочих потребителей – сельхозпроизводителей, бюджетные организации.

Проблема перекрестного субсидирования одна из самых сложных и тяжело решаемых проблем в электроэнергетике. Перекрестное субсидирование сдерживает развитие промышленности (инвестиции в стране уменьшаются более чем на 50 млрд руб. в год). По оценкам экспертов перекрестное субсидирование влечет за собой снижение валового внутреннего продукта Российской Федерации в размере 2 % - 2,5 % и промышленного производства на 1,25 - 2,5 % в год.

Одной из причин наличия данной проблемы являются необоснованно низкие уровни тарифов на электрическую энергию для населения в отдельных регионах, так как вопрос сокращения перекрестного субсидирования решался далеко не везде.

Например, в Иркутской области самый низкий в РФ уровень тарифов на электроэнергию для населения и более чем в 2-3 раза ниже по сравнению с установленными в соседних регионах тарифами для населения. Дешевые тарифы для населения в Иркутской области приводят к дополнительной необоснованной нагрузке на промышленных потребителей региона в размере 5,7 млрд. руб.

В 2018 г. Министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, Региональной службой по тарифам был выполнен анализ потребления электрической энергии населением области, который показал: 81% от общего количества домохозяйств (764,5 тыс.), потребили, в среднем, не более 375 кВтч в месяц;

1% от общего количества домохозяйств (6,2 тыс.) потребили в 30 раз больше – 11 192 кВтч/мес.

Такой размер электропотребления означает высокую оснащенность бытовыми приборами, превышающую среднюю площадь помещений

у потребителей и высокую неэффективность использования электроэнергии. Вместе с тем выявлены случаи, когда такое электропотребление говорит о том, что под видом обеспечения жилищно-коммунальных нужд ведется в силу низких тарифов нелегальное предпринимательство – такое как производство криптовалют.

Кроме того, ценовое неравенство тарифов на услуги по передаче электрической энергии между потребителями магистрального и распределительного сетевых комплексов создает некорректные ценовые сигналы, в соответствии с которыми крупные потребители стремятся строить собственную генерацию, перейти на подключение с распределительных сетей к магистральным (снизить затраты в несколько раз и избавиться от бремени социальной нагрузки).

В результате этих действий изменяется экономический баланс в электросетевом комплексе, что отрицательно сказывается на развитии малого и среднего бизнеса, поскольку происходит дополнительное увеличение затрат на содержание распределительной (региональной) сетевой инфраструктуры, относимых на оставшихся потребителей.

Данная ситуация также формирует негативные экономические последствия и для территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации, а именно:

рост выпадающих доходов территориальных сетевых организаций и, как следствие, рост долговой нагрузки перед кредиторами;

сокращение объемов финансирования инвестиционных программ территориальных сетевых организаций;

проблемы с преодолением тенденции старения основных производственных фондов распределительного электросетевого комплекса.

Таким образом, дальнейшее затягивание принятия решения в отношении перекрестного субсидирования, будет являться существенным сдерживающим фактором для развития экономики Российской Федерации.

При этом до момента ликвидации проблемы перекрестного субсидирования наиболее целесообразным представляется осуществить ее справедливое распределение на все категории потребителей, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей, независимо от их присоединения к магистральным или распределительным электрическим сетям, за счет установления возможности дифференциации тарифа на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в зависимости от категории потребителей услуг (территориальные сетевые организации и прочие потребители).

Учитывая существующие нормы федерального законодательства (постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861), согласно которым льготное технологическое присоединение предписано в отношении мощности до 15 кВт на домохозяйство, при коэффициенте использования электрооборудования 0,7 обоснованное потребление, которое может быть



оплачено по экономически обоснованному тарифу, составит 7560 кВтч/мес, что полностью удовлетворит свыше 99 % населения страны. Таким образом, эта величина может быть верхним пределом объема потребления, сверх которого электроэнергия оплачивается по максимальному тарифу.

Несмотря на то, что вопрос установления социальной нормы или дифференцированных тарифов для населения на всей территории Российской Федерации в настоящее время не принят, на территории шести субъектов Российской Федерации социальная норма введена, а в Республике Крым действуют дифференцированные по объемам электропотребления тарифы для населения.

Установление дифференцированных тарифов для населения (термин, который предлагает использовать федеральный регулятор) будет стимулировать энергосбережение, снизит нагрузку на бюджет в части возмещения предоставляемых по оплате электроэнергии льгот, позволит создать базу для более глубокого снижения перекрестного субсидирования в будущем. В свою очередь, сокращение тарифной нагрузки на прочих потребителей приведет к росту их налогооблагаемой базы, повышению инвестиционной привлекательности промышленного производства и соответствующему дополнительному экономическому росту.

Следует отметить, что на социально незащищенные слои населения изменение порядка оплаты за электрическую энергию не повлияет. Связанная с увеличением платежей за электроэнергию нагрузка придется на обеспеченные слои населения с более высоким (сверхнормативным) электропотреблением.

Кроме того, целесообразно рассмотреть вопрос о расширении применения социальной нормы потребления электроэнергии с целью ограничения использования льготных (субсидируемых) тарифов для населения с целью осуществления хозяйственной деятельности (майнинг криптовалют, сельское хозяйство и пр.) и расточительного потребления (подогрев индивидуальных бассейнов, электроотопление избыточной площади и т.п.).

Остро стоит вопрос развития розничных рынков электроэнергии. При этом важно понимать, что развитие конкуренции в рознице возможно только при достаточном насыщении их электроэнергией и ее доступности. Для развития действительно конкурентных отношений необходимо наполнить рынки в первую очередь предложением генерации, поставляющей электроэнергию в распределительные сети, а не только электроэнергией с оптового рынка. Для этого необходим более открытый доступ на розничные рынки для малой распределенной генерации.

Подлинно рыночной можно считать только такую конфигурацию розничного рынка электроэнергии, когда в каждом регионе он будет выступать в качестве торговой площадки для всех производителей энергоресурсов, включая оптовый рынок, а также все виды распределенной генерации и ВИЭ, с реальным правом для потребителей выбирать для себя вариант энергообеспечения. Что касается теплоэлектроцентралей, нужно обеспечить им возможность продавать часть электроэнергии, выработанной в кондиционном или теплофикационном режиме, и не востребованной на оптовом рынке, напрямую потребителям.

Это позволит возникнуть механизмам нормальной конкуренции между централизованной и децентрализованной энергетикой, и, соответственно, даст правильные сигналы для развития этих секторов и отрасли электроэнергетики в целом. Однако, в настоящее время конкуренцию между оптовой и распределенной генерацией нельзя назвать нормальной и оптимальной.

Для этого также необходимо развитие конкурентных отношений в сбыте электроэнергии. Современным мировым тенденциям соответствовала бы либерализация этого рынка, включающая в себя расширение состава участников, снижение зонального монопольного положения гарантирующих поставщиков, в том числе, создание конкуренции между ними, конкуренцию за потребителя в целом, договорные условия по ценам и качеству обслуживания и возможность быстрой смены энергосбытовой компании.

Пока не сформирован розничный рынок электрической энергии, то отсутствует конкуренция сбытовых организаций. В настоящее время розничный рынок представлен гарантирующими поставщиками, которые по сути являются монополистами. Гарантирующие поставщики получают оплату за свою деятельность за счет бытовой надбавки, которая формируется не исходя из реальных затрат, а по принципу экономических издержек.

Во многих регионах Российской Федерации так называемые «экономически обоснованные» тарифы на передачу между уровнями напряжения сильно различаются. Экономическое обоснование тарифов носит условный характер и, и как правило, базируется на достигнутых уровнях затрат, что приводит к искажению ценовых параметров и к росту перекрестного субсидирования. Что подтверждается указанными ниже примерами.

В 2018 году среднее значение отношения экономически обоснованного тарифа на содержание сетей на уровне НН (низкое напряжение) к тарифу на ВН (высокое напряжение) равнялось 3. А в Республике Татарстан, Мурманской и Псковской областях тарифы различались в 11 раз,

в Кабардино-Балкарской республике - в 60 раз. При этом, существуют тарифные решения, при которых тарифы на содержание электрических сетей с учетом перекрестного субсидирования на уровне напряжения ВН выше, чем на уровне напряжения НН (Еврейская автономная область, Белгородская область, Омская область, Пензенская область, Республика Тыва, Тюменская область, Приморский край).

Это обусловлено тем, что действующая методика каскадного расчета не учитывает степень загрузки действующего оборудования, а обслуживание излишнего оборудования приводит к экономически необоснованным затратам.

Следует усовершенствовать методику расчета экономически обоснованных тарифов на передачу электрической энергии в части распределения необходимой валовой выручки по уровням напряжения с учетом степени загрузки оборудования и категорий надежности энергоснабжения. В качестве первоочередной меры нормативно установить приемлемое соотношение тарифов на различных уровнях напряжения.

При таком способе объемы перекрестного субсидирования снизятся, кроме того эти объемы можно будет равномерно распределять между уровнями напряжения.

Эталоны для регулирования ресурсоснабжающих компаний применяют многие зарубежные регуляторы. Правительством Российской Федерации также принципиально одобрены предложения ФАС России о постепенном переходе к эталонному принципу регулирования тарифов для всех организаций инфраструктурного сектора.

Одним из мероприятий, направленным на снижение величины перекрестного субсидирования, является проработка методологии и запуск пилотных проектов по введению блочных (дифференцированных по объему потребления) тарифов, позволяющих сделать субсидирование электропотребления более адресным, а значит эффективным и справедливым.

Указанный принцип также следует положить в основу разрабатываемых нормативных правовых актов, в том числе федерального законодательства и подзаконных актов.

На сегодняшний день наблюдается устойчивая тенденция строительства на производственных площадках различных предприятий (как крупных энергоемких, так и более мелких) объектов по производству электрической энергии – распределенной генерации (далее – РГ).

Как правило, экономическими предпосылками для строительства РГ служит наличие перекрестного субсидирования в составе ставки за содержание электрических сетей, а также наличие «нерыночных» надбавок в цене мощности оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее – ОРЭМ). В результате сложившейся ситуации формируются искаженные стимулы перехода потребителей на РГ за счет ухода от оплаты данных составляющих при сохранении за собой возможности в любой момент потреблять электрическую энергию (мощность) из единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС).

При переходе отдельных потребителей на частичное или полное электроснабжение от объектов РГ остальные потребители ЕНЭС субсидируют надежность электроснабжения таких потребителей как в части содержания объектов электросетевого комплекса в состоянии готовности к передаче электроэнергии, так и в части поддержания генерирующего оборудования в ЕНЭС в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

Существующие экономические стимулы будут ускорять процесс перехода потребителей на электроснабжение от РГ. В случае если такой процесс не будет скорректирован, это приведет к росту цены для оставшихся на электроснабжении из ЕНЭС потребителей, увеличивая для них стимулы по переходу на РГ.

Для изменения ситуации с проблемой использования «нерыночных» надбавок в цене мощности ОРЭМ для финансирования проектов,

не имеющих непосредственного отношения к отрасли электроэнергетики необходимо:

формирование набора критериев и системы оценки механизмов и проектов, претендующих на «особые условия» или дополнительные платежи в электроэнергетике;

определение четкого порядка принятия решения о внедрении таких надбавок, включающего их всесторонний анализ и рассмотрение координационным органом, в состав которого входят представители федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации (Государственный совет Российской Федерации или Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики);

субсидирование части затрат инвесторов со стороны государства с соответствующим снижением платежей на оптовом рынке. Например, по действующим проектам может быть применено субсидирование процентных ставок и/или предоставление налоговых льгот;

отражение структуры конечной цены в счетах для потребителей электроэнергии с разбивкой по всем составляющим, в том числе объему надбавок к цене на мощность с перечислением каждой из них и перекрестному субсидированию;

введение отчетности для получателей субсидии и ее целевого использования.

Еще одним важным шагом в решении вопроса надбавок является переход к обсуждению модели привлечения инвестиций в отрасль, основанной на проведении технологически нейтральных конкурсов, не зависящих от типа генерации. Данный конкурс можно проводить по универсальному показателю – LCOE РГ. LCOE РГ – средняя расчетная стоимость производства электроэнергии на протяжении жизненного цикла РГ.

Для изменения ситуации с перекрестным субсидированием в электросетевом комплексе необходимо региональным энергетическим комиссиям (далее – РЭК) проводить учет регионального уровня LCOE РГ при утверждении предельных тарифов и осуществлять соответствующий контроль со стороны ФАС России.

Также необходимо ускорение работы над цифровизацией процесса принятия РЭК тарифных решений. На текущий момент ФАС России уже занимается разработкой и реализацией единой системы контроля тарифных решений («Федеральный тарифный светофор»), а также разрабатывает единые форматы электронных экспертных заключений.

Цифровизация процесса принятия РЭК тарифных решений приведет к повышению прозрачности, точности и единообразия принимаемых решений, что является базой для более широкого применения метода сравнения аналогов и создания единого цифрового тарифного пространства на территории Российской Федерации. Это позволит не только углубленно анализировать информацию, но и расширит возможности установления различных комбинаций тарифов как по территориальным, так и технологическим признакам.

По вопросу ситуации с ценами на электрическую энергию, приобретаемую сельскохозяйственными товаропроизводителями, а также объектами тепличного хозяйства, отмечаем следующее.

По данным Минэнерго России, индикативная цена (тариф) на электрическую энергию (мощность) для «прочих» потребителей розничных рынков в среднем по 2019 году составляет 4,27 руб. за 1 кВт час (без учета НДС), для «прочих» потребителей, подключенных к низкому напряжению, (в том числе сельскохозяйственные товаропроизводители) - 5,66 руб. за 1 кВт час (без учета НДС). Факторами опережающего роста цен на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке электрической энергии и мощности являются: увеличение надбавки на доведение цен (тарифов) на Дальнем Востоке до среднероссийских (в 2018 году – 22 млрд руб., в 2019 году – 32 млрд руб.), увеличение вводов генерирующих объектов по ДПМ ВИЭ (в 2018 году – 376 МВт, в 2019 году прогнозные объемы – 819,8 МВт), вводы 2-го энергоблока Нововоронежской АЭС-2, второй очереди Зарамагских ГЭС.

Ассоциация «Совет производителей энергии» отмечает, что в настоящее время на ОРЭМ: основной нерегулируемый сектор оптового рынка – рынок на сутки вперед (далее – РСВ) (около 46 % выручки ОРЭМ) характеризуется низкой волатильностью своих ценовых индикаторов и не позволяет включать инвестиционную составляющую на обновление мощностей. Основная причина в сохраняющемся регулировании сектора РСВ посредством нормативных требований об обязательной подаче ценопринимających заявок (по сути заявки по нулевой цене) на объем технологического минимума, подачи ценовых заявок только исходя из топливных затрат, снижении объема оптимизируемой генерации из-за режимных ограничений, сглаживании цен при резком повышении цены РСВ. Как следствие, отставание темпов роста цены на электроэнергию от темпов роста на газ-основного вида технологического топлива электрических станций, с 2008 года составило 78 %;

цена мощности в нерегулируемом секторе оптового рынка – конкурентном отборе мощности (далее – КОМ) (около 9 % выручки ОРЭМ), по сути, также является тарифным регулированием, так как ценовые параметры модели КОМ задаются определяемыми Правительством Российской Федерации показателями. В результате, цена мощности в 2020 году практически равна цене мощности в 2011 году, при этом инфляция в тот же период составила 7,6 %; по-прежнему, сохраняется значительная доля поставки электроэнергии, цены по регулируемым договорам (более 20% по электроэнергии), цены на электроэнергию по которым заметно ниже свободных цен.

Следствием сохранения указанных форм ценового регулирования на оптовом рынке является неразвитость конкуренции на ОРЭМ и рыночных механизмов привлечения инвестиций в развитие, что подтверждается: низкой долей заключаемых на ОРЭМ свободных двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии (менее 1 % в первой ценовой зоне), которые в условиях волатильности цен позволяют потребителям на длительном горизонте хеджироваться от резких скачков цен, а производителям компенсировать затраты на модернизацию, строительство и привлечение инвестиций в генерацию;

созданием и применением на оптовом рынке дополнительных инвестиционных механизмов в рамках рынка мощности – договоров, гарантирующих возврат инвестиций, вложенных в развитие генерации (договором поставки мощности ТЭС, АЭС/ГЭС и ВИЭ, КОМ НГО);

ростом надбавок к цене мощности, используемых для решения нерыночных задач (выравнивание тарифов в Дальневосточном федеральном округе, строительство мусоросжигательных комплексов и так далее).

Рост числа и размера надбавок к цене на мощность, в свою очередь, ведет к росту стоимости электроэнергии для потребителей, делает оптовую генерацию неконкурентной по сравнению с розничной, а также стимулирует потребителей электроэнергии уходить с оптового рынка в «собственную генерацию» (уже около 15 ГВт), оставляя не ушедших потребителей с еще большим размером приходящихся на них надбавок, и может привести к риску разделения единой централизованной энергосистемы, снижения энергобезопасности и энергоэффективности страны, а главное к общему снижению конкурентоспособности российской экономики.

В этих условиях Ассоциация «Совет производителей энергии» считает, что для развития конкуренции в электроэнергетике важную роль будет играть решение вопроса развития конкуренции на оптовом рынке электроэнергии и мощности (в том числе свободных двусторонних договоров покупки электроэнергии/мощности), а также ликвидации перекрестного субсидирования (как в сетевом тарифе, так и на оптовом рынке). При этом развитие конкуренции на оптовом рынке возможно через такие направления (их сочетание) как: повышение волатильности цен РСВ за счет снятия имеющихся регуляторных ограничений цены РСВ, переход к модели привлечения инвестиций в отрасль путем проведения технологически нейтральных конкурсов, не зависящих от типа генерации, по критерию LCOE – средняя расчетная стоимость производства электроэнергии на протяжении жизненного цикла генерации, переход к одноставочному оптовому рынку электроэнергии и мощности и иные.

Ассоциация Гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний (далее – Ассоциация ГП и ЭСК) отмечает, что существующая в настоящий момент тарифная модель распределения затрат по уровням напряжения устарела. Тариф на передачу электрической энергии нельзя считать экономически обоснованным: чрезмерно высокая доля расходов переносится с высокого уровня напряжения на средний и далее на низкий уровень напряжения, что приводит к несправедливому распределению издержек между потребителями электроэнергии на разных уровнях напряжения и, в конечном итоге, возникновению избыточного объема перекрестного субсидирования, поскольку энергоснабжение населения и приравненных к нему категорий осуществляется, как правило, на низком уровне напряжения. Кроме того, в существующей методологии тарифообразования не учитывается плата за категорию надежности энергоснабжения.

Ассоциация ГП и ЭСК предлагает к обсуждению следующие элементы изменения модели тарифообразования за услуги по передаче:

1) В новой тарифной модели должна остаться экономически обоснованная дифференциация тарифа по уровням напряжения, в противном случае у потребителей могут возникнуть стимулы к уменьшению своих капитальных расходов за счет изменения технологических параметров подключения (выбор в пользу подключения на низком классе без строительства понижающих трансформаторов на своей стороне) при том, что это приведет к росту

расходов на создание сетевой инфраструктуры. Количество уровней напряжения может быть уменьшено, в частности, может быть сокращено количество средних уровней напряжения (объединение СН1 и СН2, разделение которых уже утратило свой экономический и технический смысл). Отдельно следует обсуждать судьбу уровня напряжения ВН-1, в том числе на фоне обсуждения инициативы об отнесении на потребителей, присоединенных к ЕНЭС, нагрузки по перекрестному субсидированию.

2) Принципиально важным является вопрос не механического пересмотра уровней напряжения, а сутового изменения разнесения издержек по уровням напряжения при расчете экономически обоснованных тарифов на передачу электрической энергии с тем, чтобы приблизиться к физике процессов и исключить избыточное перекрестное субсидирование.

Действующий порядок установления сетевого тарифа требует совершенствования для более справедливого распределения издержек, в первую очередь в части изменения принципов переноса расходов с высокого класса напряжения на низкий. При расчёте экономически обоснованной ставки на содержание тарифа на передачу по действующим методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче в формулах используются:

в числителе – «перетоки» НВВ на более низкие уровни напряжения, которые увеличивают тариф на более низких уровнях;

в знаменателе – «перетоки» мощности, которые «облегчают» тариф на высоком напряжении.

На более высоких уровнях напряжения НВВ, относимая на этот уровень, распределяется и на полезный отпуск на этом напряжении и на переток мощности из сети более высокого напряжения в сеть более низкого. В итоге тариф на передачу для низкого уровня напряжения «утяжеляется» пропорционально всему объему потерь на всех уровнях напряжения. Это приводит к искусственному увеличению тарифа на передачу на низком уровне напряжения.

Кроме того, существующим порядком предусмотрено, что все расходы сетевой организации, кроме расходов на компенсацию потерь электрической энергии, распределяются между уровнями напряжения пропорционально условным единицам оборудования, что также вызывает сомнения в справедливости такого подхода.

Таким образом, существующая тарифная модель приводит к чрезмерной трансляции издержек на низкий уровень напряжения.

Ассоциация ГП и ЭСК предлагает:

прямые расходы капитального характера в зависимости от метода регулирования – возврат инвестированного капитала либо амортизация – распределять по уровням напряжения прямым счетом согласно месту их возникновения. Для прямых расходов на содержание сетей, для которых невозможно определить такое место возникновения – пропорционально распределению стоимости основных средств сетевой организации;

косвенные расходы предлагаем распределять равномерно на отпуск мощности (или иной новый базис) без разбивки по уровням напряжения;

распределение НВВ с более высокого уровня напряжения на более низкий осуществлять пропорционально сумме мощностей потребителей, без учета потерь.

3) Дифференциация сетевых тарифов не должна приводить к перекосам сетевого тарифа в результате учета факторов удаленности потребителей от питающих центров и концентрации потребителей. В городах плотность населения выше, чем в сельских районах, и, как правило, реализована сложная сетевая архитектура с высокой долей кабельных линий, которая обеспечивает более высокую надежность энергоснабжения для потребителей, зато для населения в сельских районах необходима более протяженная сеть линий электропередач (иногда сотни километров постоянно ремонтируемых линий). Поэтому учет этих факторов был бы возможен только, если стоит задача дестимулировать подключение к централизованной системе энергоснабжения в удаленных районах и выбор в пользу развития изолированных от ЕЭС способов обеспечения энергоснабжения.

4) Одним из элементов целевой модели функционирования электросетевого комплекса Российской Федерации на долгосрочную перспективу является переход к оплате услуг по передаче по максимальной (присоединенной) мощности. С нашей точки зрения осуществлять переход к оплате услуг по передаче электрической энергии по максимальной мощности, не изменяя одновременно существенно систему тарифообразования в электросетевом комплексе, нельзя, поскольку существующая методология установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии в настоящее время игнорирует такой важный элемент как совмещение максимумов нагрузки потребителей, то есть не учитывает различное влияние на энергосистему потребителей с ровным графиком потребления и большого числа мелких распределенных потребителей с неравномерным графиком как внутри суток, так и внутри часа.

В связи с этим Ассоциация ГП и ЭСК считает необходимым корректно учитывать вклад потребителей с разными графиками нагрузки, принимая во внимание их позитивный совокупный эффект по сглаживанию суммарного графика нагрузки на энергосистему. В системе проектирования и строительства сетевой инфраструктуры и системе тарифообразования применяются различные подходы: при проектировании и строительстве сетевых объектов учитывается коэффициент совмещения графиков нагрузки потребителей, а в системе тарифообразования предполагается, что сетевая инфраструктура построена по принципу суммирования максимальных мощностей энергопринимающих устройств.

Предполагается, что потребители смогут отказаться от неиспользуемой части максимальной мощности. Однако многие из них не смогут этого сделать, поскольку их энергопотребляющее оборудование работает неравномерно не только в течение суток, но и в течение часа, в первую очередь это относится не к крупным потребителям со стабильным хорошо прогнозируемым графиком нагрузки, а к малым и средним потребителям, которые неравномерно или кратковременно используют максимальную мощность своих энергопринимающих устройств, например, МСП, фельдшерско-акушерские пункты, научно-исследовательские центры и университеты, организации относящиеся к сфере жилищно-коммунального хозяйства и организации финансируемые из бюджетов разных уровней.

5) Широко обсуждается в настоящее время вопрос об укрупнении масштабов деятельности сетевых компаний при расчете тарифа на услуги по передаче между разными субъектами Российской Федерации.

При проведении реформирования ЕНЭС структура распределения по уровням напряжений сетевого оборудования выделяемых сетевых организаций была сформирована исходя из принципов обеспечения баланса между интересами собственников создаваемых компаний, субъектов Российской Федерации и потребителей услуг. Подобная структура была направлена на обеспечение надежного функционирования электросетевого комплекса и обеспечение недискриминационного доступа потребителей к электрическим сетям.

Однако, и развитие регионов происходило разными темпами в силу определенных обстоятельств вне зависимости от уровня развития сетевой инфраструктуры, и экономическая политика региональных властей в двух соседних регионах со схожими природными условиями и похожим потенциалом, привели к совершенно разной тарифной ситуации в электросетевом комплексе.

Выравнивание расходов на поддержание электросетевой инфраструктуры без дополнительных мер поддержки регионов не окажут существенное влияние на повышение инвестиционной привлекательности регионов. Необходимо разработать параллельно с законодательной базой по созданию объединенных тарифных зон смежных субъектов Российской Федерации обязательную законодательную базу по разработке комплексного плана развития дотируемого субъекта Российской Федерации с прозрачным расчетом экономических эффектов для потребителей субъекта Российской Федерации от снижения тарифной нагрузки на потребителей.

6) Что касается предложения по переносу перекрестного субсидирования оплаты услуг по передаче электрической энергии

из сетевого тарифа на розничном рынке на оптовый рынок, то, по мнению Ассоциация ГП и ЭСК, указанный перенос создаст лишь дополнительный регулятивный арбитраж в стоимости электрической энергии (мощности) и стремление уйти с оптового рынка в розничный. Для более справедливого распределения издержек сетевых организаций на потребителей необходимо сначала усовершенствовать действующий порядок установления сетевого тарифа как описано выше, а затем необходимо извлечь механизмы обеспечения субсидирования из процессов формирования цен на электрическую энергию и услуги по передаче, с тем, чтобы убрать искажение экономики отрасли и обеспечить равномерное участие всех потребителей в несении такой нагрузки, а затем осуществить переход на систему адресных субсидий для населения. При этом межтерриториальное перекрестное субсидирование должно быть исключено полностью.

По данным Министерства сельского хозяйства Российской Федерации в общей структуре затрат на производство продукции

на приобретение электрической энергии в сельском хозяйстве в среднем составляют 2,1 %. При этом в отношении сельхозпроизводителей, осуществляющими производство овощей в защищенном грунте, такая доля затрат на электрическую энергию составляет в среднем около 10 % (16 % – в отношении сельхозпроизводителей, у которых доля выручки от реализации овощей в защищенном грунте в общей выручке составляет более 70 %).

Таким образом, фактор увеличения цены (тарифа) электрической энергии (мощности), даже в условиях прогнозируемого роста цены по итогам 2019 года на уровне 8 %, не имеет решающего значения в целом для экономики тепличных хозяйств. Необходимо иметь в виду, что установление для сельскохозяйственных товаропроизводителей льготной цены (тарифа) на приобретаемую электрическую энергию в качестве дополнительной меры поддержки не является полноценной поддержкой субъектов рынка.

В настоящее время такая льготная цена (тариф) установлена для населения и приравненных категорий потребителей и не является экономически обоснованной, то есть часть затрат, не покрываемая платежами населения и приравненных к нему категорий потребителей, переносится на «прочих» потребителей, в том числе промышленность, субъекты малого и среднего бизнеса, социально значимые и бюджетные организации, формируя тем самым величину перекрестного субсидирования, которая является одним из сдерживающих факторов экономического развития страны.

Введение дополнительной льготной категории потребителей приведет к еще большему росту величины перекрестного субсидирования и только усугубит проблему её решения, а также будет означать дискриминацию остальных потребителей в категории «прочие», приведет к ещё большему ценовому неравенству и повышению для них цен (тарифов) на электрическую энергию.

В соответствии с пунктом 71 Основ ценообразования по решению органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов при утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для приготовления пищи (или) электроотопительными установками, а также для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, применяются понижающие коэффициенты от 0,7 до 1.

Норма права о необходимости льготирования цен (тарифов) на электрическую энергию для населения, проживающего в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для приготовления пищи была сформирована в период, когда доля потребляемой электрической энергии электроплитами составляла 75 % от суммарного потребления домохозяйства. С учетом массовой установки энергоёмкого оборудования, широкого развития

в домохозяйствах иных приборов потребления электрической энергии (кондиционеры, стиральные и посудомоечные машины и так далее), развития применяемых в электроплитах энергоэффективных технологий, доля потребления электрической энергии в целях приготовления пищи существенно снизилась.

Приложением № 1 Основ ценообразования утвержден перечень категорий потребителей, которые приравнены к населению и которым электрическая энергия поставляется по регулируемым ценам (далее – Перечень). Предлагается исключить из пункта 7 Перечня некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждан, владеющих отдельными стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.

Льготирование гаражей и гаражных кооперативов было вызвано необходимостью поддержки населения в связи с неразвитой транспортной инфраструктурой и малого количества автомобильных средств и необходимостью хранить транспортное средство в помещении. В настоящее время гаражи и гаражные кооперативы перестали нести на себе социальную функцию, выросла обеспеченность населения транспортными средствами, технический уровень транспортных средств не требует гаражного хранения. Гаражи и гаражные кооперативы используются как мастерские для малых производств и оказания услуг по ремонту и обслуживанию автотранспортных средств.

В целях справедливого подхода к определению цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к населению категориям предлагается установление предельного объема электрической энергии, оплачиваемой по ценам (тарифам) для населения в размере 1000 кВтч на одно домохозяйство (объект) в месяц. При превышении данных объемов тариф на электрическую энергию предлагается утверждать по тарифу для прочих потребителей на соответствующем уровне напряжения.

Ассоциация ГП и ЭСК поддерживает предложения Комитета Государственной Думы по энергетике в части дифференциации тарифов

для населения и приравненных к нему категорий потребителей по объемам полезного отпуска. Формирование дифференцированного тарифа таким образом, чтобы он полностью включал в себя объемы потребления на насущные нужды, помимо сокращения перекрестного субсидирования позволит, во-первых, и далее сдерживать рост тарифов для социально незащищенных слоев населения, а во-вторых, будет способствовать развитию энергосбережения населением, поскольку при сохранении существующей системы субсидирования такие стимулы отсутствуют, и при опережающих темпах роста потребления населением по отношению к другим категориям мы наблюдаем увеличение масштабов субсидирования. Одним из вариантов формирования сетевых тарифов для населения и приравненных к нему категорий потребителей в дальнейшем может быть фиксированная абонентская плата.

Что касается формирования гибких тарифных меню для категории население и приравненных к нему категорий потребителей, Ассоциация ГП и ЭСК считает, что в условиях перекрестного субсидирования этой категории за счет остальных потребителей (крупный, малый и средний бизнес, сельхозпроизводители, бюджетные организации, поставщики коммунальных услуг), разрастающегося межтерриториального субсидирования и поддержки отдельных видов генерации через механизмы оптового рынка, которое существенным образом искажает экономические сигналы и является ключевой проблемой отрасли, повышение гибкости тарифных меню преждевременно и не приведет к улучшению конкурентной среды.

В связи с вышеизложенным участники «круглого стола» рекомендуют:

Правительству Российской Федерации:

1. Проработать вопросы изменения системы тарифообразования на электрическую энергию, в том числе перехода на двухставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии в виде ставки, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей, рассчитываемой исходя из величины потребляемой мощности, и ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии, для потребителей электрической энергии,

не относящихся к категории население и приравненным к нему категорий.

2. Создать систему ценовых сигналов для потребителей и производителей электрической энергии на розничных рынках электрической энергии для принятия решения об оптимальном размещении энергопотребляющего оборудования и мощностей по производству электрической энергии, принимая во внимание существующую структуру конечных цен на электрическую энергию для потребителя, складывающихся в виде суммы составляющих, приходящихся на оплату приобретаемой электрической энергии, оплаты услуг по передаче электрической энергии, сбытовой надбавки и услуг организаций коммерческой инфраструктуры рынка, за счет совершенствования тарифного регулирования услуг по передаче электрической энергии посредством:

установления обязывающего характера заявляемой величины максимальной мощности при осуществлении технологического присоединения потребителей к объектам электросетевого хозяйства с возможностью ее снижения только по истечении длительного периода (3-5 лет), обязательностью ее оплаты в течение всего времени действия договора на оказание услуг по передаче электрической энергии и

с проработкой вопроса о возможности предоставления финансовых гарантий оплаты потребителем расходов сетевой организации, связанных с созданием (реконструкцией) объектов электросетевого хозяйства для обеспечения энергоснабжения потребителя, в течение определенного периода времени;

уточнения порядка оплаты услуг по передаче электрической энергии и услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям объектами по производству электрической энергии на оптовом и розничном рынках;

установления возможности дифференциации тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителя, в том числе от определенных для соответствующей категории показателей уровня надежности и качества энергоснабжения;

3. Рассмотреть вопрос формирования гибких тарифных меню, позволяющих снизить уровень перекрестного субсидирования в том числе введение дифференциации тарифов в зависимости от объемов потребления, исключение субсидирования тарифов на избыточные объемы потребления для категории население и приравненных к нему категорий потребителей электрической энергии.

4. Рассмотреть возможность сокращения групп потребителей, приравненных к категории населения, в том числе исключить из указанных групп потребителей некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждан, владеющих отдельно стоящими гаражами.

5. Предусмотреть для субъектов Российской Федерации, тарифы в которых на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей электрической энергии ниже среднего по Российской Федерации уровня (около 5 руб./кВтч в 2020 году), возможность превышения предельного роста тарифов выше 5 % в год.

6. Стимулирование широкого развития современных цифровых технологий учета производимой, передаваемой и потребляемой электрической энергии, с учетом действующих ограничений по росту тарифов на электроэнергию для населения.

7. Разработать систему оценки и порядок внедрения, включая рассмотрение координационным органом, формируемым Правительством Российской Федерации или уполномоченным им федеральным органом исполнительной власти, механизмов и проектов, финансируемых за счет надбавок к цене на мощность на оптовом рынке.

8. Внедрить механизмы бюджетной поддержки инвесторов в развитие электроэнергетики с целью снижения нагрузки на оптовый рынок электрической энергии и мощности.

9. Внедрить отчетность для получателей субсидий и надбавок в цене на электрическую энергию (мощность) для оценки их использования, а также раскрытие информации в счетах для потребителей

о структуре конечной цены на электрическую энергию с учетом эффективности всех надбавок и перекрестного субсидирования/

10. Ускорить внесение в Государственную Думу проекта федерального закона, предусматривающего:

установление возможности равномерного распределения величины перекрестного субсидирования на все категории потребителей,

за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей, независимо от их присоединения к магистральным или распределительным электрическим сетям;

установление возможности дифференциации тарифа на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в зависимости от категории потребителей услуг (территориальные сетевые организации и прочие потребители).

11. Применение мер государственной поддержки путем выделения сельхозтоваропроизводителям адресных субсидий из средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.

12. Рассмотреть возможность развития конкуренции на оптовом рынке электроэнергии и мощности через такие механизмы (их сочетание) как: повышение волатильности цен на электроэнергию за счет снятия имеющихся регуляторных ограничений цены, переход к модели привлечения инвестиций в отрасль путем проведения технологически нейтральных конкурсов, не зависящих от типа генерации, по критерию LCOE PГ – средней расчетной стоимости производства электроэнергии на протяжении жизненного цикла генерации.

13. Внести необходимые изменения в нормативные правовые акты, позволяющие перейти к комплексной установке приборов учета электрической энергии в рамках реализации норм Федерального закона от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».

14. Проработать вопрос исключения возможности льготирования цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для приготовления пищи с целью соблюдения прав граждан на равенство при получении услуг по электроснабжению.

Председатель Комитета

П.Н. Завальный