Проект

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА

ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ВОСЬМОГО СОЗЫВА

**КОМИТЕТ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ**

**РЕШЕНИЕ**

 2024 г. №

**Обсуждение инициатив ПАО «Россети» по изменению принципов оплаты услуг по передаче электроэнергии, а также по ужесточению условий развития локальной генерации электроэнергии
на промышленных площадках потребителей**

По итогам выступлений участников расширенного заседания Комитета Государственной Думы по энергетике (далее – Комитет) – представителей федеральных органов исполнительной власти, депутатов Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации, представителей энергетических и производственных компаний, их профессиональных объединений – и состоявшегося обсуждения инициатив ПАО «Россети»
по введению мер по ограничению перехода потребителей на собственные объекты производства электрической энергии («выхода из котла») и переводу крупных потребителей электрической энергии (мощности) на оплату услуг
по передаче электрической энергии по принципу «бери или плати» отмечено следующее.

В настоящее время в электроэнергетике наблюдается процесс ухода крупных потребителей от оплаты услуг территориальных сетевых организаций
по единым («котловым») тарифам на услуги по передаче электрической энергии и заключение прямых договоров оказания услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению ЕНЭС, либо перехода
на потребление от собственных источников производства электрической энергии (мощности).

В результате указанного потребители, сохраняя присоединенную сетевую инфраструктуру, не оплачивают услуги по передаче электрической энергии, имея при этом возможность в любой момент времени потреблять электрическую энергию из сети в пределах максимальной мощности, не несут социальную нагрузку по перекрестному субсидированию населения
и приравненных к нему категорий потребителей, включенному в единые «котловые» тарифы на услуги по передаче электрической энергии
по распределительным сетям, и по оплате включенных в цену мощности
на оптовом рынке электрической энергии и мощности дополнительных инфраструктурных составляющих, которые обусловлены принятыми Правительством Российской Федерации решениями, направленными
 на обеспечение возврата инвестиций при строительстве генерирующих объектов и урегулирование социальных вопросов в отдельных регионах страны, перекладывая ее на других потребителей.

За счет выхода крупных потребителей из «котла» на прямые договоры
с магистральными сетями или на собственную генерацию изменяется экономический баланс в электроэнергетике, что отрицательно сказывается
на ценах (тарифах) для других потребителей, на развитии малого и среднего бизнеса и является стимулом для продолжения указанного процесса, поскольку происходит дополнительное увеличение затрат на содержание распределительной (региональной) сетевой инфраструктуры, оплату перекрестного субсидирования населения и различных социальных механизмов поддержки отдельных групп потребителей, относимых на оставшихся потребителей.

Негативные экономические последствия для территориальных сетевых организаций формируются в виде:

недополучения НВВ;

роста выпадающих доходов и, как следствие, роста долговой нагрузки перед кредиторами;

сокращения объемов финансирования инвестиционных программ развития территориальных сетевых организаций.

Так, потребители, имеющие собственные объекты по производству электрической энергии (мощности) на розничном рынке:

не оплачивают обязательные платежи на ОРЭМ, перекладывая финансовую нагрузку на остальных потребителей;

не оплачивают услуги по передаче электрической энергии за счет сальдирования объемов потребляемой электрической энергии с объемами выработанной, перекладывая финансовую нагрузку на остальных потребителей.

Эффект от ухода 1 ГВт генерации с оптового в розничный рынок приводит к росту стоимостной нагрузки для потребителей оптового рынка на величину порядка 7,2 млрд руб. в год и к этому добавляется неоплата такими потребителями услуг по передаче электрической энергии на величину порядка 15 млрд руб. в год1.

Действующая модель тарифообразования в электроэнергетике обуславливает проблему неэффективности сетевого комплекса:
так, его загрузка на сегодняшний день составляет не более 30%, при этом средний объем неиспользуемой максимальной мощности по отдельным потребителям составляет до 70% от объема, заявленного ими
при технологическом присоединении, среднее же значение загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше не превышает и 60%[[1]](#footnote-1).

В рамках действующего нормативно-правового регулирования
у потребителей электрической энергии отсутствую стимулы к приведению величины максимальной мощности энергопринимающих устройств, зафиксированной за таким потребителем в документах о технологическом присоединении, к фактической величине потребляемой мощности. Вместе
с тем, сетевая организация обеспечивает поддержание всех сетевых резервов, вследствие чего растут объемы строительства объектов электросетевого хозяйства для энергоснабжения новых потребителей вместо использования незагруженных сетевых мощностей и, как итог, происходит рост тарифов
на услуги по передаче электрической энергии для всех потребителей,
что в условиях ограничения их роста в пределах не выше инфляции
и недофинансирования инвестиционных программ сетевых организаций снижает надежность энергоснабжения.

В частности, по данным ПАО «Россети», за период с 2011
по 2021 гг. прирост заявленной потребителями мощности согласно выданным актам о технологическом присоединении составил 122 ГВт, а прирост фактической потребляемой мощности за счет указанных потребителей составил только 9,5 ГВт. При этом вне зависимости от включения экономически обоснованных затрат на подключение новых потребителей в плату
за технологическое присоединение, при длительном неиспользовании потребителем зарезервированных под него сетевых мощностей затраты
на их содержание перекладываются на всех остальных потребителей в регионе.

В целях решения обозначенных проблем Минэнерго России был разработан проект постановления Правительства Российской Федерации
«О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения обязательств потребителей по оплате услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности и взаимодействия субъектов розничных рынков электрической энергии» (далее - проект постановления), предусматривающий введение экономической ответственности потребителей, заявленная максимальная мощность энергопринимающих устройств которых существенно превышает фактически потребляемую.

Проектом постановления предусматривалось двустороннее стимулирование участников рынка электрической энергии к оптимальному использованию электросетевой инфраструктуры: с одной стороны, введение оплаты резервируемой максимальной мощности как инструмент экономической мотивации потребителя к эффективному использованию заявленной при технологическом присоединении максимальной мощности
или ее снижению, а, с другой стороны, порядок корректировки необходимой валовой выручки сетевых организаций как стимул к оптимизации технических решений при технологическом присоединении, дополнительное снижение тарифной нагрузки на всех потребителей. Положения проекта постановления обеспечивали стимулы для рационального определения потребителем величины мощности на этапе технологического присоединения
и последующего использования максимальной мощности, а также более справедливое распределение между потребителями бремени содержания сетей и компенсации инвестиционных затрат на их развитие при неизменности необходимой валовой выручки сетевых организаций.

Вместе с тем, несмотря на то, что обсуждение проекта постановления происходило на протяжении 10 лет, он не был поддержан рядом федеральных органов исполнительной власти и крупными потребителями электрической энергии (мощности), вследствие чего, встал вопрос о поиске альтернативных решений обозначенной проблемы.

Так, в целях повышения эффективности функционирования территориальных сетевых организаций, обеспечения справедливого и равного распределения финансовой нагрузки между потребителями
и их стимулирования к разумному поведению при «заказе» максимальной мощности при осуществлении технологического присоединения
ПАО «Россети» выдвинута инициатива по внедрению т.н. принципа «бери
или плати» при оплате услуг по передаче электрической энергии новыми потребителями с максимальной мощностью энергопринимающих устройств свыше 670 кВт.

Согласно предложенному подходу расчёт стоимости оказанных услуг
по передаче электрической энергии предлагается производить только
по двухставочному тарифу, состоящему из ставки, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей, и ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии. При этом объем услуг по передаче электрической энергии, оплачиваемых потребителем за расчетный период по ставке, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей, предлагается определять исходя из максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя.

Такой порядок оплаты будет корреспондировать с обязательством сетевой организации в любой момент времени обеспечить передачу электрической энергии потребителю в пределах максимальной мощности
его энергопринимающих устройств, обеспечит более справедливое распределение между потребителями стоимостной нагрузки в части компенсации сетевым организациям понесенных ими условно-постоянных затрат на содержание электрических сетей, а также позволит сетевым организациям корректно прогнозировать финансовые поступления
по тарифным источникам и осуществлять инвестиционное планирование.

При этом в рамках действующего законодательства Российской Федерации у потребителя в любой момент времени имеется возможность снизить величину максимальной мощности энергопринимающих устройств,
что позволяет потребителям даже в случае перехода на оплату услуг
по передаче электрической энергии исходя из максимальной мощности избегать выполнения обязательств по компенсации затрат сетевой организации на содержание электросетевых объектов, возведенных для данного потребителя, и перекладывать указанные затраты на остальных потребителей.

Поэтому дополнительные положительные эффекты при реализации рассматриваемого предложения могут быть достигнуты за счет обеспечения гарантированности на протяжении всего жизненного цикла объекта потребителя (или установленного нормативными правовыми актами срока) получения сетевыми организациями прогнозной выручки за поддержание сетевой инфраструктуры в состоянии круглосуточной готовности к оказанию услуг по передаче электрической энергии в пределах заявленной таким потребителем при технологическом присоединении максимальной мощности энергопринимающих устройств.

В этой связи следует отметить, что указанный подход был неоднократно поддержан Комитетом, вместе с тем, отмечаем, что целесообразным видится
его распространение не только на новых потребителей, мощность энергопринимающих устройств которых свыше 670 КВт, но также
и на остальных потребителей, за исключением населения и приравненных
к нему категорий.

Такой подход обеспечит защиту интересов сетевой организации, получающей предсказуемый финансовый поток для покрытия операционных затрат на поддержание работоспособности электросетевого комплекса,
и потребителя, получающего гарантированное энергоснабжение в пределах заявленных максимальной мощности и категории надежности, а также в части предотвращения перекладывания на него расходов на содержание невостребованных сетевых мощностей, введенных для обеспечения присоединенной максимальной мощности иных потребителей на основе завышенных заявок.

Вместе с тем данное предложение также требует дополнительной проработки, в том числе в части изменения тарифной модели, связанного
с корректировкой тарифной базы, определяемой в настоящее время исходя
из заявленной мощности потребителей, и возможности применения
при оказании услуг по передаче электрической энергии условий, основанных
на принципе «бери или плати», аналогичном предусмотренному для договорно-правовых отношений между потребителями и производителями электрической энергии Федеральным законом от 19 октября 2023 года № 501-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике».

В соответствии с решением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29 ноября 2023 года № АН-П51-17409 Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минпромторгу России, Минстрою России и ФАС России поручено в срок до 12 марта 2024 года совместно с ПАО «Россети», ПАО «РусГидро» и иными заинтересованными организациями проработать вопрос перехода на оплату услуг по передаче электрической энергии исходя из максимальной мощности, заявляемой потребителем при осуществлении технологического присоединения,
и представить в Правительство Российской Федерации согласованные предложения.

Дополнительно на первом этапе реализации выдвинутых инициатив
ПАО «Россети» Минэнерго России предложено установить требование
об обязательности поставки всей произведенной электрической энергии (мощности) генерирующим оборудованием установленной мощностью свыше 5 МВт на ОРЭМ.

Данный вопрос обсуждался в рамках исполнения поручений Президента Российской Федерации В.В. Путина от 29 декабря 2022 года
№ Пр-2542 и № Пр-2543 по результатам проверки исполнения законодательства и решений Президента Российской Федерации по вопросам эффективного функционирования электроэнергетики и гарантированного обеспечения доступной электрической энергией населения, проведенной Контрольным Управлением Администрации Президента Российской Федерации, и включен в разработанный Минэнерго России проект Плана мероприятий («дорожной карты») по вопросам функционирования электроэнергетики и гарантированного обеспечения доступной электрической энергией населения.

Обязательный вывод на оптовый рынок генерирующего оборудования установленной мощностью свыше 5 МВт предполагает необходимость оплаты всеми потребителями электроэнергии услуг по ее передаче с учетом перекрестного субсидирования и обязательных платежей на ОРЭМ, а также позволит обеспечить контроль за объемами производства электроэнергии таким оборудованием через применение единых правил оптового рынка.

Вместе с тем, Ассоциация «Сообщество потребителей энергии» (далее – Ассоциация) считает обозначенные инициативы ПАО «Россети» избыточными и необоснованными.

Так, отмечается, что в 2022 – 2023 гг. принят ряд мер, позволивший увеличить тарифную выручку и направить значительные финансовые ресурсы экономики в электросетевой комплекс, в их числе:

включение расчетной предпринимательской прибыли в необходимую валовую выручку сетей (действует с апреля 2022 года, размер расчетной прибыли составляет 5% от НВВ);

упрощенный порядок согласования превышения предельных уровней тарифов (по 23 регионам ФАС России согласовано превышение предельных уровней тарифов для промышленных потребителей).

В 2024 году планируется разработка нормативно-правовой базы
по функционированию системообразующих территориальных сетевых организаций.

Также Ассоциация указывает, что действенные меры по выработке ответственного отношения потребителей к мощности, заявляемой
при технологическом присоединении, уже предусмотрены действующим законодательством Российской федерации об электроэнергетике в части учета
в плате за технологическое присоединение с 1 июля 2024 года расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры (т.н. «инвестиционная составляющая»).

Дополнительно Ассоциацией отмечается, что существенным препятствием для повышения эффективности загрузки сетевого комплекса являются ограничения на перераспределение мощности
(для энергопринимающих устройств, присоединенных до 1 января 2009 года)
и на опосредованное присоединение (для энергопринимающих устройств, присоединенных до 1 января 2015 года), установленные действующими нормативными правовыми актами.

Общая мощность объектов локальной генерации, подпадающих
под инициативу, составляет порядка 5 ГВт (без учета ВИЭ), однако,
их строительство, модернизация, техническое обслуживание и ремонты обеспечиваются собственникам без применения субсидий, льготных инвестиционных механизмов, надбавок или иных мер поддержки, вследствие чего, реализация выдвинутой инициативы оценивается исключительно
как направленная на увеличение финансовой нагрузки на владельцев объектов локальной генерации.

По оценкам Ассоциации, перенос затрат на содержание указанного объема мощности на оптовый рынок потребует дополнительных ежегодных затрат порядка 14,6 млрд руб[[2]](#footnote-2). При этом потребители электрической энергии будут вынуждены дополнительно оплачивать порядка 35,5 млрд руб[[3]](#footnote-3). в год
на содержание объектов электросетевого хозяйства, фактически
не используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии,
при этом учитывать затраты на обеспечение соответствия требованиям ОРЭМ, организацию соответствующих систем управления режимами работы энергосистем и энергорынка, систем связи, коммерческого учета и т.д. Таким образом, суммарная дополнительная нагрузка на потребителей оценивается
в 75 – 100 млрд руб. ежегодно без фактического прироста объемов потребления энергии и мощности, что в свою очередь очевидно приведет
к росту тарифов на электрическую энергию.

Исключение экономических стимулов для продолжения работы объектов локальной генерации по правилам ОРЭМ приведет к их выводу
их эксплуатации и, как следствие, возникновению дефицита мощности
в территориальных энергосистемах, компенсация которого потребует инвестиций в строительство замещающих объектов генерации, оцениваемого
в 85 – 150 млрд руб. в год .

Также Ассоциация отмечает, что в большинстве случаев объекты локальной генерации на промышленных предприятиях могут быть переведены в режим изолированной от энергосистемы работы с выделенной нагрузкой, затраты на подобный переход определяются схемными решениями
и, при необходимости, затратами на реконструкцию (модернизацию) действующих объектов локальной генерации. При этом срок возврата инвестиций на перевод объекта локальной генерации в изолированный режим работы составляет от 6 до 11 месяцев, реализация же сценария перехода объектов локальной генерации в изолированный режим работы полностью исключает целесообразность реализации инициативы ПАО «Россети», более того, приводит к обратному эффекту.

Также Ассоциация обращает внимание на то, что объекты локальной генерации общей мощностью порядка 1,5 ГВт на сегодняшний день используются в сфере коммунальной энергетики для обеспечения теплофикации и теплоснабжения: возможность работы данных объектов
на условиях розничного рынка обеспечивает выполнение социально важной задачи по сдерживанию роста тарифов на тепловую энергию для населения
и экономически эффективная работа данных объектов на условиях ОРЭМ невозможна.

Ассоциацией предприятий черной металлургии «Русская сталь» (далее – «Русская сталь») отмечается, что в среднем для крупного металлургического предприятия, перевод на оплату услуг на основании заявленного,
а не фактического объема мощности может привести к дополнительным затратам порядка 2 млрд рублей в год, при этом, указанный рост затрат связан, прежде всего, с тем, что при осуществлении технологического присоединения
к электрическим сетям невозможно точно спрогнозировать объемы будущего потребления еще не запущенного агрегата или цеха, а фактическое потребление электрической энергии не является постоянной величиной, в особенности
для новых производств, поэтапно выходящих на целевые значения производительности. Отклонения фактически потребляемой мощности
от заявленной в рамках технологического присоединения могут быть также связаны с изменением спроса на продукцию, особенностями технологии (неритмичный график работы агрегатов, переменная нагрузка), ремонтами
и другими объективными факторами, следовательно, рост затрат при переходе на систему «бери или плати», неизбежно ухудшит операционные показатели
и осложнит инвестиционную деятельность потребителей.

При этом, по мнению «Русской стали», особого внимания заслуживает тот факт, что при осуществлении технологического присоединения
по индивидуальному тарифу потребители за свой счет оплачивают строительство сетевой инфраструктуры, которая затем используется
для оказания услуг по передаче электрической энергии и присоединения новых потребителей, вследствие чего рассматриваемое предложение является экономически и технологически необоснованным.

В части введения мер по ограничению перехода потребителей
на собственные объекты производства электрической энергии «Русская сталь» отмечает, что в составе всех крупных металлургических комбинатов есть собственные электростанции, которые утилизируют попутные газы металлургического производства, производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд предприятий, а в ряде случаев обеспечивают снабжение теплом и горячей водой города, в которых расположены соответствующие предприятия. Предложение о трансляции всех нерыночных надбавок к цене на мощность, предусмотренных правилами оптового рынка,
на величину выработки собственными электростанциями промышленных потребителей, увеличит затраты каждого из крупных промышленных предприятий на сумму до 8 млрд рублей в год, что является крайне чувствительным в масштабе каждого предприятия и негативно повлияет
на конкурентоспособность и устойчивость их функционирования.

Отдельными участниками расширенного заседания Комитета указывается, что в настоящее время в Правительстве Российской Федерации рассматривается вопрос о проведении конкурсного отбора мощности новых генерирующих объектов (далее – КОМ НГО), строительство которых необходимо для покрытия прогнозного балансового дефицита мощности в ряде энергорайонов Сибири, Юга и Дальнего Востока, совокупным объемом около 3,6 ГВт, а также об определении особенностей и параметров такого отбора
и технических требованиях к генерирующим объектам.

Объём платежа потребителей за 20-летний период окупаемости по этим объектам по механизму КОМ НГО составит около 1,8 трлн руб., и для сокращения рисков невостребованной мощности новой генерации целесообразно установить требование для инициаторов дефицита мощности
по оплате обязательств из наибольшей величины между заявленной
и фактически потреблённой мощностью на период действия договоров
КОМ НГО. К таким инициаторам следует относить потребителей, включенных
в перечень потребителей электрической энергии, в отношении которых прогнозируется рост потребления электрической энергии, приводящий
к возникновению территории технологически необходимой генерации.

Отмечается, что, поскольку подобный подход уже реализован
при проведении отборов мощности новых генерирующих объектов
в Бодайбинском районе Иркутской области, его целесообразно унифицировать
и распространить на новые отборы мощности. При этом, в случае, если инициаторы дефицита расположены на территориях ценовых зон оптового рынка, для которых устанавливаются особенности функционирования оптового и розничных рынков (РД), данные потребители также должны оплачивать мощность строящихся станций по общим правилам в объеме, не меньшем заявленной мощности.

Кроме того, целесообразно установить надбавку к цене мощности объектов КОМ НГО на всех инициаторов дефицита мощности
для снижения финансовой нагрузки на существующих потребителей, что будет стимулировать инвесторов к размещению новых промышленных объектов
в местах наличия технологической возможности не только в части электросетевой, но и в части генерирующей составляющей энергосистемы.

Также в настоящее время Ассоциацией «НП Совет рынка» разрабатывается новый добровольный инвестиционный механизм – инвестиционный договор (далее – ИД), который может в будущем заменить ДПМ ВИЭ.

Механизм ИД предполагает строительство «нового» объекта ВИЭ –  генерации под собственное «новое» промышленное потребление в границах ценовой зоны с использованием принципа «бери или плати», при этом под «новыми» объектами понимаются объект ВИЭ – генерации и объект промышленного потребления, ранее не зарегистрированные в системе ОРЭМ.

По замыслу рассматриваемого механизма, ИД регистрируется в системе учёта договоров ОРЭМ и формирует договорные отношения между «новым» промышленным потребителем и объектом ВИЭ по поставке всей производимой электрической энергии и мощности (в объеме, учтенном при проведении КОМ
в отношении такого генерирующего объекта). При этом на такого потребителя не распространяется обязательство оплачивать инвестиции в существующие объекты генерации на ОРЭМ (в объеме потребления по такому договору),
а у прочих потребителей ОРЭМ не формируются обязательства оплачивать возврат инвестиций в указанный новый объект ВИЭ – генерации. Таким образом, такой договор не «нагружает» дополнительным платежом потребителей ОРЭМ с одной стороны, и с другой стороны, позволяет потребителю по ИД не оплачивать существующие инвестиционные надбавки
в объекты генерации ценовой зоны.

С учетом состоявшегося обсуждения, Комитет **решил:**

1. Принять к сведению информацию Министерства энергетики Российской Федерации о текущем состоянии разработки нормативно-правового механизма реализации инициатив ПАО «Россети»;
2. Принять во внимание позиции участников заседания Комитета – крупных потребителей электрической энергии (мощности),
их профессиональных объединений о необходимости дальнейшего всестороннего обсуждения и детальной проработки рассматриваемых инициатив с учетом особенностей функционирования собственных объектов
по производству электрической энергии (мощности), оценки тарифных
и финансовых последствий для всех потребителей электрической энергии (мощности), а также необходимости дальнейшего стимулирования инвестиционной деятельность потребителей;
3. Рекомендовать Правительству Российской Федерации:

рассмотреть целесообразность создания межведомственной рабочей группы по вопросам совершенствования технологической и экономической основ интегрированного оптового рынка электрической энергии (мощности)
и развития электросетевого комплекса;

ускорить рассмотрение и утвердить Концепцию и проект Плана мероприятий («дорожной карты») по вопросам функционирования электроэнергетики и гарантированного обеспечения доступной электрической энергией населения;

1. Рекомендовать Министерству энергетики Российской Федерации:

совместно с уполномоченными федеральными органами исполнительной власти и заинтересованными организациями продолжить проработку вопроса перевода потребителей на оплату услуг по передаче электрической энергии исходя из максимальной мощности, заявляемой при осуществлении технологического присоединения, с учетом обозначенных позиций участников расширенного заседания Комитета;

проработать вопрос снятия установленных действующим законодательством Российской Федерации об электроэнергетике ограничений
на перераспределение мощности и на опосредованное технологическое присоединение, а также упрощения процедуры отказа потребителей
от неиспользуемого сетевого резерва, с обеспечением публичного доступа
к информации о доступной для перераспределения и опосредованного присоединения мощности;

1. Рекомендовать Федеральной антимонопольной службе:

провести и представить в Комитет анализ ценовых (тарифных) последствий от осуществления перевода всех потребителей, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей, на расчеты
за оказание услуг по передаче электрической энергии по двухставочному тарифу с определением объема услуг, оплачиваемых по ставке, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей, исходя
из величины максимальной мощности энергопринимающих устройств, а также анализ ценовых (тарифных) последствий в случае реализация «сценария» полного перехода промышленных потребителей на собственные источники производства электрической энергии;

проработать вопрос сокращения групп потребителей, приравненных
к категории населения, предусмотрев для исключаемых групп потребителей переходный период для применения двухставочного тарифа;

1. Комитету Государственной Думы по энергетике совместно
с Минэнерго России, ФАС России, Минэкономразвития России
и заинтересованными организациями продолжить работу по анализу правоприменения и совершенствованию нормативно-правового регулирования развития конкурентных розничных рынков электрической энергии
и расширения конкурентных инструментов функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности в целях эффективного функционирования электроэнергетики и бесперебойного снабжение потребителей электрической энергией.

Председатель Комитета П.Н. Завальный

*Степаненко Татьяна Викторовна
8 495 692 34 18*

1. По данным ПАО «Россети» [↑](#footnote-ref-1)
2. Оценка по цене КОМ 270 тыс. руб./МВт в мес. при коэффициенте готовности 0,9 [↑](#footnote-ref-2)
3. Оценка по ставке на содержание сетей 1 300 тыс. руб./МВт в мес. при КИУМ 65%
при 3,5 ГВт мощности промышленных ТЭЦ [↑](#footnote-ref-3)