

СОГЛАШЕНИЕ

об условиях осуществления регулируемой деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии

«30» сентября 2024 г.

№ 13/2024

Департамент государственного регулирования тарифов Краснодарского края, именуемый в дальнейшем «Регулирующий орган», в лице руководителя Милованова Сергея Николаевича, действующего на основании Положения о департаменте государственного регулирования тарифов Краснодарского края, утвержденного постановлением главы администрации Краснодарского края от 14.06.2002 № 652, с одной стороны, и ПАО «Россети Кубань», именуемое в дальнейшем «Организация», в лице исполняющего обязанности генерального директора Эбзеева Бориса Борисовича, действующего на основании устава ПАО «Россети Кубань», именуемое в дальнейшем ПАО «Россети Кубань» (ОГРН 1022301427268, адрес: 350033, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, д. 2А), с другой стороны, далее именуемые «Стороны», в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Правилами заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2023 № 1416 «О соглашениях об условиях осуществления регулируемых видов деятельности» (далее - Правила заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности), заключили настоящее Соглашение о нижеследующем.

I. Понятия и термины

1.1. Понятия и термины в настоящем Соглашении используются в значениях, определенных Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования), Правилами заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

II. Предмет соглашения

2.1. В соответствии с настоящим Соглашением Организация принимает на себя обязательства осуществлять регулируемую деятельность по оказанию

услуг по передаче электрической энергии и достичь плановых значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее - Приказ Минэнерго № 1256), уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, осуществить реализацию инвестиционной программы Организации в соответствии с решениями об утверждении инвестиционной программы Организации, которая в обязательном порядке должна включать мероприятия по ликвидации сетевых ограничений, в соответствии с перечнем объектов, указанных в Приложении № 4 (тарифные источники) и Приложении № 5 (бюджетные источники за счет регионального и/или федерального бюджета) к Соглашению, и (или) изменений, которые вносятся в инвестиционную программу организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, и соблюдать иные условия, предусмотренные настоящим Соглашением, а Регулирующий орган обязуется устанавливать единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» в порядке, предусмотренном настоящим Соглашением, и соблюдать иные условия, предусмотренные настоящим Соглашением.

III. Обязательства сторон

3.1. К обязательствам Организации в соответствии с настоящим Соглашением относятся:

а) достижение плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии, приведенных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, в соответствии с Приказом Минэнерго № 1256, на уровне утвержденных долгосрочных параметров регулирования деятельности организации на год, в котором заключается соглашение, далее с улучшением показателей надежности и качества, предусмотренными Приказом Минэнерго № 1256.

В случае консолидации в течение срока действия Соглашения электросетевых активов, показатели надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии корректируются с учетом технического состояния консолидированных активов, корректировка показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии осуществляется путём внесения изменений в Соглашение в порядке

предусмотренном пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

б) достижение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям: на 2025-2029 гг. – 9,92%, на уровне утвержденных долгосрочных параметров регулирования деятельности организации на год, в котором заключается соглашение.

В случае консолидации в течение срока действия Соглашения электросетевых активов, уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям корректируется с учетом технического состояния консолидированных активов, путём внесения изменений в Соглашение в порядке предусмотренном пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, при этом расчёт уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям осуществляется в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

в) реализация инвестиционной программы Организации в соответствии с решениями об утверждении инвестиционной программы Организации и (или) изменений, которые вносятся в инвестиционную программу Организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в том числе за счет средств, учитываемых при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в объемах, предусмотренных в Приложении № 2 к настоящему Соглашению, в том числе реализация первоочередных объектов, согласно перечня объектов, указанных в Приложении № 4 и Приложении № 5 в указанные сроки.

г) в случае определения со стороны АО «СО ЕЭС» дополнительных мероприятий, необходимых для реализации инвестиционной программы Организации в объеме, указанном в подпункте в) пункта 3.1 настоящего Соглашения, а также в случае внесения изменений в Схему и программу развития электроэнергетических систем России, повлекших изменения технических характеристик и стоимости объектов инвестиционной программы, Организация направляет Регулирующему органу данные изменения для рассмотрения вопроса о внесении изменений в Соглашение.

д) при определении источника финансирования по перечню объектов, указанных в Приложении 5 и включения данных объектов в инвестиционную программу Организации, вносятся изменения в Соглашение в порядке, предусмотренном пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

е) по запросу Регулирующего органа предоставлять информацию о фактическом и плановом использовании средств, предусмотренных в составе тарифов в соответствии с положениями Основ ценообразования, возникших в

результате экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной Организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов;

ж) иные обязательства:

предоставление в адрес Регулирующего органа ежегодно:

в срок до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, предложения (заявление об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, подписанное руководителем или иным уполномоченным в соответствии с законодательством Российской Федерации лицом заявителя и заверенное печатью заявителя, с прилагаемыми обосновывающими материалами (подлинники или заверенные заявителем копии) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании;

не позднее 1 октября года, предшествующего очередному периоду регулирования, Организация вправе представить в Регулирующий орган дополнительные материалы к предложениям об установлении цен (тарифов) по своей инициативе;

в срок до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, отчетную информацию об использовании высвободившихся трансформаторов после реконструкции, осуществлённой в рамках инвестиционной программы по объектам, предусмотренным Приложениями № 4 и № 5.

3.2. К обязательствам Регулирующего органа в соответствии с настоящим Соглашением относятся:

а) расчет необходимой валовой выручки Организации с учетом:

- соблюдения параметров регулирования, указанных в пункте 3.1. настоящего Соглашения.

В случае если изменения, указанные в подпункте г) пункта 3.1 настоящего Соглашения влекут изменения в параметры регулирования Организации, порядок индексации тарифов на услуги по передаче электрической энергии подлежит корректировке путем внесения Сторонами изменений в Соглашение в порядке, предусмотренном пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

- положений пункта 38 Основ ценообразования и Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утверждённых приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э с учётом определения подконтрольных расходов на 2025-

2029 гг., исходя из установленного на 2023 год базового уровня подконтрольных расходов в соответствии с приказом Регулирующего органа от 25.11.2022 № 39/2022-э (с изменениями и дополнениями), увеличенного на индекс потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования, одобренным Правительством Российской Федерации, и изменения количества условных единиц, с учётом показателей эффективности и эластичности в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования. Базовый уровень подконтрольных расходов на 2023 год определен с учетом предписания ФАС России от 26.04.2023 № СП/32420/23.

- плановых параметров в соответствии с инвестиционной программой Организации и перечнем объектов, указанных в Приложении № 4;

- плановых и фактических расходов, связанных с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования.

б) сохранение в распоряжении Организации средств в размере экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, достигнутой Организацией при осуществлении деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, и экономии подконтрольных расходов.

в) компенсация за счет средств бюджета Краснодарского края недополученных доходов организации в случае установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, ниже экономически обоснованного уровня, рассчитанного в соответствии с предусмотренным настоящим Соглашением порядком индексации этих тарифов, после внесения изменений в Закон о бюджете Краснодарского края;

г) определение единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» путем их индексации в порядке, согласно Приложению № 3 к настоящему Соглашению;

д) учет в течение срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации до перехода к государственному регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии на основе Соглашения, в соответствии с Основами ценообразования в следующем порядке:

компенсация признанных Регулирующим органом экономически обоснованных доходов и расходов по итогам анализа за 2022 год, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче

электрической энергии на 2024 год в целях сглаживания изменения тарифов, осуществляется в 2025 году и/или в 2026 году с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации;

распределение исключаемых экономически необоснованных доходов и расходов, распределение экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии или доходов, недополученных при осуществлении регулируемых видов деятельности за 2023 год, осуществляется в 2025-2029 гг. с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации;

е) учет в течение срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации, полученных в течение срока действия настоящего Соглашения, в порядке, предусмотренном пунктами 7 и 38 Основ ценообразования, с возможностью распределения учитываемых результатов деятельности по годам, но не более чем на 5 лет, с учетом индексов потребительских цен по Прогнозу социально-экономического развития РФ;

ж) учет по истечении срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации, полученных в течение срока действия настоящего Соглашения, в порядке, предусмотренном пунктами 7 и 38 Основ ценообразования, с возможностью распределения учитываемых результатов деятельности по годам, но не более чем на 5 лет, с учетом индексов потребительских цен по Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации;

з) учет условий настоящего Соглашения при направлении в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов предложений об установлении предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

и) направление на согласование в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов решения Регулирующего органа об установлении цен (тарифов) на уровне выше максимального уровня, установленного федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, в том случае если установленные федеральным органом исполнительной власти в области регулируемых тарифов предельные уровни цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии не позволяют учесть выполнение условий настоящего Соглашения;

к) иные обязательства:

Учет результатов исполнения/неисполнения инвестиционной программы Организации при ежегодной корректировке необходимой валовой выручки

Организации осуществляется Регулирующим органом в соответствии с нормами законодательства, действующего в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики.

Внесение изменений в Существенные условия Соглашения в том числе в части порядка индексации единых (котловых) тарифов в соответствии с пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

3.3. Регулирующий орган вправе профинансировать за счет средств бюджета субъекта Российской Федерации отдельные расходы, предусмотренные пунктами 18 и 19 Основ ценообразования, и не учтенные в необходимой валовой выручке организации.

IV. Ответственность сторон

4.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему Соглашению стороны несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Соглашением.

4.2. Стороны не несут ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Соглашению, если докажут, что надлежащее исполнение обязательств оказалось невозможным вследствие наступления обстоятельств непреодолимой силы или по вине другой стороны.

V. Иные условия

5.1. Настоящее Соглашение считается заключенным и вступает в силу с даты его согласования Федеральной антимонопольной службой. Срок действия Соглашения: до 31 декабря 2029 года, но не менее 5 лет с даты его заключения.

5.2. Изменение настоящего Соглашения осуществляется в соответствии с пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

Расторжение настоящего Соглашения осуществляется в соответствии с пунктами 33 - 42 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

5.3. Настоящее соглашение составлено в 2 экземплярах, по одному для каждой из Сторон.

VI. Приложения

Приложение № 1 – «Плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии»;

Приложение № 2 – «Плановые объемы финансирования инвестиционной программы»;

Приложение № 3 – «Порядок индексации единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус»;

Приложение № 4 – «Перечень объектов, необходимых к реализации в период 2025-2029 гг. за счет тарифных источников».

Приложение № 5 – «Перечень объектов, финансирование которых планируется осуществить за счет бюджетных источников в период 2025-2029 гг.».

Регулирующий орган

Организация

_____ / **С.Н. Милованов**

_____ / **Б.Б. Эбзеев**

**Плановые значения показателей надежности и качества
оказываемых услуг по передаче электрической энергии
ПАО «Россети Кубань»**

Показатель	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год
	в соответствии с приказом Регулирующего органа от 25.11.2022 № 39/2022-э *				
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Psaidd, час.)	2,7467	2,7055	2,6650	2,6250	2,5856
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi, шт.)	1,0647	1,0488	1,0330	1,0175	1,0022
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (Птпр)	1	1	1	1	1

* Плановые значения на 2025-2027 гг. приняты в соответствии с приказом Регулирующего органа от 25.11.2022 № 39/2022-э при установлении долгосрочных параметров на 2023-2027 гг.

Плановые значения на 2028-2029 гг. определены с учетом динамики улучшения относительно уровня 2027 года в соответствии с Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) сетью и территориальных сетевых организаций».

Плановые объемы финансирования инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»

млн рублей (с НДС)

№ п/п	Наименование	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год
1	Основная ИПР ПАО «Россети Кубань»*	20 625,3	12 365,8	8 957,1	8 873,1	8 873,1
1.1.	в т.ч. тарифный источник «передача электроэнергии»	7 263,2	7 352,7	7 887,5	8 037,5	8 037,5
1.1.1	<i>амортизация основных средств</i>	6 600,6	7 049,7	7 460,2	7 571,2	7 571,2
1.1.2	<i>прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии</i>	662,6	303,0	427,3	466,3	466,3
2	Дополнительные мероприятия ИПР за счет тарифных источников («передача электроэнергии»)**	738,5	2 091,1	3 918,7	6 577,6	9 520,7
3	Дополнительные мероприятия ИПР за счет бюджетных источников (регионального и/или федерального бюджета)**	0,0	753,9	6 088,7	7 568,8	3 366,2
4	Всего ИПР ПАО «Россети Кубань» (п.1 + п.2 + п.3)	21 363,8	15 210,8	18 964,5	23 019,5	21 760,0

* Плановые объемы инвестиционной программы Организации на 2025-2028 гг. сформированы на уровне проекта корректировки инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2024-2028 гг., опубликованного на сайте Минэнерго России в сети интернет по ссылкам, указанным ниже, на 2029 год – на уровне 2028 года:

https://minenergo.gov.ru/upload/downloaded/invest/465/I0411_1022301427268_00_chast_1.zip;

https://minenergo.gov.ru/upload/downloaded/invest/025/I0411_1022301427268_00_chast_2.zip;

https://minenergo.gov.ru/upload/downloaded/invest/8db/I0411_1022301427268_00_chast_3.zip;

https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/73e/I0411_1022301427268_00_chast_4.zip.

** Окончательная стоимость финансирования дополнительных мероприятий и их детализация по источникам финансирования будет отражена в инвестиционной программе ПАО «Россети Кубань».

Порядок индексации единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус»

1) Порядок индексации единых (котловых) тарифов для прочих потребителей:

Наименование	1-е полугодие	2-е полугодие*
2025 год		
Одноставочный тариф	$T_{l,i}^{\text{проч,1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,0\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,4\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 3,5\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 3,5\%)$
Двухставочный тариф:		
Ставка на содержание электрических сетей	$T_{l,i}^{\text{проч,с.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,с.2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 10,0\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,0\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,5\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,5\%)$
Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	$T_{l,i}^{\text{проч,п.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,п.2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,4\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,4\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,4\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,4\%)$
2026 год		
Одноставочный тариф	$T_{l,i}^{\text{проч,1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,5\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 3,0\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 4,0\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 4,6\%)$
Двухставочный тариф:		
Ставка на содержание электрических сетей	$T_{l,i}^{\text{проч,с.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,с.2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 7,0\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,0\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,0\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 13,0\%)$
Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	$T_{l,i}^{\text{проч,п.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,п.2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,0\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,0\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,0\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 1,0\%)$
2027 год		
Одноставочный тариф	$T_{l,i}^{\text{проч,1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,5\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 3,4\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 3,4\%)$
Двухставочный тариф:		
Ставка на содержание электрических сетей	$T_{l,i}^{\text{проч,с.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,с.2пг}}$	$T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 5,5\%)$ $T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 12,0\%)$ $T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 12,0\%)$ $T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн},i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 12,0\%)$

Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	$T_{l,i}^{\text{проч,п.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,п.2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$
2028 год		
Одноставочный тариф	$T_{l,i}^{\text{проч,1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$
Двухставочный тариф:		
Ставка на содержание электрических сетей	$T_{l,i}^{\text{проч,с.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,с.2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,9\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,9\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 2,9\%)$
Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	$T_{l,i}^{\text{проч,п.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,п.2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$
2029 год		
Одноставочный тариф	$T_{l,i}^{\text{проч,1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$
Двухставочный тариф:		
Ставка на содержание электрических сетей	$T_{l,i}^{\text{проч,с.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,с.2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$
Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	$T_{l,i}^{\text{проч,п.1пг}} = T_{l,i-1}^{\text{проч,п.2пг}}$	$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{вн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$ $T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.2пг}} \leq T_{\text{нн.}i}^{\text{проч,с.1пг}} \times (I_i + 0,0\%)$

* При условии, что тарифы второго полугодия устанавливаются не менее уровня тарифов, утвержденных на первое полугодие.

$T_{\text{вн.}i}^{\text{проч}}$ – тариф (ставка) на высоком уровне напряжения (110 кВ и выше)

$T_{\text{сн1.}i}^{\text{проч}}$ – тариф (ставка) на среднем первом уровне напряжения (27,5 - 60 кВ)

$T_{\text{сн2.}i}^{\text{проч}}$ – тариф (ставка) на среднем втором уровне напряжения (20 – 1 кВ)

$T_{\text{нн.}i}^{\text{проч}}$ – тариф (ставка) на низком уровне напряжения (ниже 1 кВ)

i – год, являющийся очередным периодом регулирования;

l – уровень напряжения;

I_i – индекс роста тарифов сетевых компаний для потребителей, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, определённый в соответствии с актуальным Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на i период установления тарифов %.

2) Порядок индексации единых (котловых) тарифов для населения и приравненных к нему категорий потребителей:

Установление тарифов на услуги по передаче электрической энергии для населения и приравненных к нему категорий потребителей осуществляется в рамках предельных уровней, определенных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

Перечень объектов, необходимых к реализации в период 2025-2029 гг. за счет тарифных источников

№ п/п	Наименование*	Планируемый год реализации	Муниципальное образование
1	Реконструкция ПС 110 кВ «Гулькевичи» с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	2029	Гулькевичский район
2	Реконструкция ПС 110 кВ «Водозабор» (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	2027	г. Краснодар
3	Реконструкция ПС 110 кВ «Пашковская» с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	2026	г. Краснодар
4	Реконструкция ПС 110 кВ «Ленинградская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2029	Ленинградский район
5	Реконструкция ПС 110 кВ «Темрюк» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2028	Темрюкский район
6	Реконструкция ПС 110 кВ «Вышестеблиевская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2026	Темрюкский район
7	Реконструкция ПС 110 кВ «Волконка» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА и трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	2029	г-к. Сочи
8	Реконструкция ПС 110 кВ «Каменка» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	2027	г-к. Сочи
9	Реконструкция ПС 110 кВ «Джубга» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2028	Туапсинский район

10	Реконструкция ПС 110 кВ «Кореновская» с установкой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	2029	Кореновский район
11	Реконструкция ПС 110 кВ «Выселки» с установкой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	2027	Выселковский район
12	Реконструкция ПС 110 кВ «Джемете» с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2026	г. Анапа
13	Реконструкция ПС 110 кВ «Раевская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2027	г. Новороссийск
14	Реконструкция ПС 110 кВ «Дивноморская» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2029	г. Геленджик
15	Реконструкция ПС 110 кВ «Южная» (Юго-западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установка Т-3 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	2029	г. Новороссийск
16	Реконструкция ПС 110/35/10 «Анапская» с установкой трансформатора Т-4 мощностью 40 МВА	2027	г. Анапа

* Окончательные характеристики, стоимость и наименование объектов строительства будут отражены в инвестиционной программе ПАО «Россети Кубань».

**Перечень объектов, финансирование которых планируется осуществить
за счет бюджетных источников в период 2025-2029 гг.**

№ п/п	Наименование*	Планируемый год реализации	Муниципальное образование
1	Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Речная» с установкой Т-4 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	2028	г. Армавир
2	Реконструкция ПС 110 кВ «Восточная» с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	2028	г. Краснодар
3	Реконструкция ПС 110 кВ «Парфюмерная» с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2027	г. Краснодар
4	Реконструкция ПС 110 кВ «РИП» с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	2027	г. Краснодар
5	Реконструкция ПС 110 кВ «Южная» (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	2029	г. Краснодар
6	Реконструкция ПС 110 кВ «Старощербиновская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	2029	Старощербиновский район
7	Строительство КВЛ 110 кВ «Староминская - Ейск» III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	2028	Староминской район Ейский район
8	Реконструкция ПС 110 кВ «Ейск» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2028	Ейский район
9	Реконструкция ПС 110 кВ «Красноармейская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2029	Красноармейский район
10	Реконструкция ПС 110 кВ «Центральная» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2028	Славянский район

11	Реконструкция ПС 110 кВ «Головинка» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	2028	г. Сочи
12	Реконструкция ПС 110 кВ «Туапсе» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	2027	г. Туапсе
13	Реконструкция ПС 110 кВ «Приморско-Ахтарская» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2029	Приморско-Ахтарский район
14	Реконструкция ПС 110 кВ «Тимашевская» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2028	Тимашевский район
15	Реконструкция ПС 110 кВ «Сукко» с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	2029	г. Анапа
16	Реконструкция ПС 110 кВ «Широкая Балка» с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	2027	г. Новороссийск
17	Реконструкция ПС 110 кВ «Солнечная» с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	2029	г. Новороссийск
18	Реконструкция ПС 110 кВ «Береговая» с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	2028	г. Геленджик

* Окончательные характеристики, стоимость, наименование объектов строительства и планируемый год реализации будут отражены в инвестиционной программе ПАО «Россети Кубань».