

Информация об условиях заключенного соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности и (или) изменениях, вносимых в соглашение об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, о расторжении соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности

(подпункт «ф» пункта 19 Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24)

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 31.08.2023 № 1416 «О соглашениях об условиях осуществления регулируемых видов деятельности» заключено Соглашение между Департаментом тарифного регулирования Томской области и ПАО «Россети Томск» на период 2025-2032 гг.

Заключение Соглашения об условиях осуществления регулируемого вида деятельности ПАО «Россети Томск» на 2025-2032 гг. согласовано ФАС России (приказ от 30.09.2024 № 672/24).

К обязательствам **ПАО «Россети Томск»** (далее – организация) в соответствии с настоящим соглашением относятся:

а) достижение плановых значений показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии согласно Приложению № 1 к настоящему соглашению.

б) достижение плановых значений показателей качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии согласно Приложению № 2 к настоящему соглашению.

в) достижение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям согласно Приложению № 3 к настоящему соглашению.

г) направление в регулирующий орган проекта инвестиционной программы не позднее, чем за 14 дней до опубликования информации о проекте инвестиционной программы в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, для согласования мероприятий инвестиционной программы, в том числе предусмотренных Приложением №7 к настоящему соглашению, источники финансирования которых учитываются при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии в размере согласно Приложению №6 к настоящему соглашению.

д) реализация инвестиционной программы организации в соответствии с решениями об утверждении инвестиционной программы организации и (или) изменениями, которые вносятся в инвестиционную программу организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в том числе за счет средств, учитываемых при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии в размере согласно Приложению №6 к настоящему соглашению.

е) приведение инвестиционной программы организации в соответствие с условиями настоящего соглашения согласно Приложению №7 к настоящему соглашению при утверждении (корректировке) инвестиционной программы в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

К обязательствам **Департамента тарифного регулирования Томской области** (далее – регулирующий орган) в соответствии с настоящим соглашением относятся:

а) расчет необходимой валовой выручки организации с соблюдением параметров регулирования, указанных в пункте 2 настоящего соглашения;

б) учет сохранения 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 операционных (подконтрольных) расходов;

в) инициирование в порядке и в рамках полномочий, установленных законодательством Российской Федерации и Томской области, компенсации за счет средств бюджета Томской области недополученных доходов организации в случае установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании организации, ниже экономически обоснованного уровня, рассчитанного в соответствии с предусмотренным

настоящим соглашением порядком индексации этих цен (тарифов), при условии утверждения предельных максимальных тарифов на передачу ФАС России на уровне, предусмотренном настоящим соглашением;

г) определение единых (котловых) тарифов на территории Томской области путем их индексации в следующем порядке:

тарифы 1 п/г расчётного периода регулирования устанавливаются на уровне тарифов, утверждённых на предыдущий период регулирования;

тарифы 2 п/г расчётного периода регулирования индексируются относительно тарифов 1 п/г в соответствии с Приложением №4 к настоящему соглашению.

д) учет в течение срока действия настоящего соглашения результатов деятельности организации до перехода к государственному регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на основе настоящего соглашения осуществляется с учётом положений п. 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, а также Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э.

Распределение учитываемых результатов деятельности по годам в течение срока действия соглашения, определено в Приложении № 5 к настоящему соглашению.

е) учет в течение срока действия настоящего соглашения результатов деятельности организации, полученных в течение срока действия настоящего соглашения осуществляется с учётом положений пункта 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, а также Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, но не более 5 лет. Учет полученной экономии расходов на оплату потерь электрической энергии производится в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования, расчет величины экономии осуществляется в соответствии с пунктами 34 (1) – 34 (3) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178.

ж) учет по истечении срока действия настоящего соглашения результатов деятельности организации, полученных в течение срока действия настоящего соглашения осуществляется с учётом положений п. 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, а также Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, но не более чем 5 лет.

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 цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям.

и) расчет и ежегодная корректировка необходимой валовой выручки на оказание услуг по передаче электрической энергии **организации** в течение срока действия соглашения с соблюдением норм, установленных Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, и Методическими указаниями по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, если иное не предусмотрено настоящим соглашением, с учетом следующих условий:

- соблюдения параметров регулирования, указанных в настоящем соглашении;
- определения подконтрольных расходов на 2025-2027гг. исходя из установленного на 2023 год базового уровня подконтрольных расходов в соответствии с приказом ДТР Томской области от 29.11.2022 № 6-639, 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 в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178;

– определения подконтрольных расходов на 2028 год с учетом формулы (1) Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э;

– определения подконтрольных расходов на 2029-2032 гг., исходя из установленного на 2028 год уровня подконтрольных расходов, 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 в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178;

– учета плановых параметров в соответствии с инвестиционной программой **организации** и перечнем объектов, указанных в Приложении № 7;

– определения в течение срока действия настоящего соглашения в необходимой валовой выручке **организации** экономически обоснованных расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли без применения ограничения в размере до 12-ти процентов от необходимой валовой выручки, которое применялось в отношении **организации** до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии на основании настоящего соглашения;

– определения плановых и фактических расходов, связанных с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178.

Регулирующий орган вправе инициировать в порядке и в рамках полномочий, установленных законодательством Российской Федерации и Томской области, финансирование за счет средств бюджета Томской области отдельных расходов, предусмотренных пунктами 18 и 19 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», и не учтенных в необходимой валовой выручке организации.

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

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.

Плановые значения показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии

Показатель	Плановое значение	2025	2026	2027
Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi), ч.	0,84961	0,83687	0,82390	0,81070
по уровню напряжения ВН (PsaidiВН), ч	4,73976	4,66866	4,59631	4,52271
По уровню напряжения СН1 (PsaidiСН1), ч	4,73976	4,66866	4,59631	4,52271
По уровню напряжения СН2 (PsaidiСН2), ч	1,24582	1,22713	1,20811	1,18877
По уровню напряжения НН (PsaidiНН), ч	0,84301	0,83036	0,81750	0,80440
Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт.	0,73522	0,72419	0,71291	0,70138
По уровню напряжения ВН (PsaifiВН), шт.	1,96744	1,93793	1,90774	1,87689
По уровню напряжения СН1 (PsaifiСН1), шт.	1,96744	1,93793	1,90774	1,87689
По уровню напряжения СН2 (PsaifiСН2), шт.	1,07499	1,05887	1,04237	1,02552
По уровню напряжения НН (PsaifiНН), шт.	0,72956	0,71862	0,70742	0,69598

Показатель	2028	2029	2030	2031	2032
Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi), ч.	0,79729	0,78366	0,76982	0,75577	0,74151
по уровню напряжения ВН (PsaidiВН), ч	4,44788	4,37185	4,29464	4,21625	4,13671
По уровню напряжения СН1 (PsaidiСН1), ч	4,44788	4,37185	4,29464	4,21625	4,13671
По уровню напряжения СН2 (PsaidiСН2), ч	1,16910	1,14912	1,12882	1,10822	1,08731
По уровню напряжения НН (PsaidiНН), ч	0,79110	0,77757	0,76384	0,74990	0,73575
Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт.	0,68961	0,67760	0,66535	0,65286	0,64015
По уровню напряжения ВН (PsaifiВН), шт.	1,84539	1,81324	1,78046	1,74706	1,71304
По уровню напряжения СН1 (PsaifiСН1), шт.	1,84539	1,81324	1,78046	1,74706	1,71304
По уровню напряжения СН2 (PsaifiСН2), шт.	1,00830	0,99074	0,97283	0,95457	0,93599
По уровню напряжения НН (PsaifiНН), шт.	0,68430	0,67238	0,66023	0,64784	0,63522

Плановые значения показателей качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии

Показатель	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети, (Птпр)	1,125	1,108	1,091	1,075	1,059	1,043	1,027	1,012

Темп изменения единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Томской области (для потребителей, не относящихся к населению и приравненных к ним категориям) на долгосрочный период регулирования 2025 – 2032 гг.

Тариф	Уровень напряжения			
	ВН	СН1	СН2	НН
2025 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₂₅ +4,23%	СЭП ₂₀₂₅ +5,31%	СЭП ₂₀₂₅ +6,18%	СЭП ₂₀₂₅ +13,78%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₂₅ +5%			
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₂₅ +4,28%	СЭП ₂₀₂₅ +5,28%	СЭП ₂₀₂₅ +6%	СЭП ₂₀₂₅ +7%
2026 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₂₆ +1,69%	СЭП ₂₀₂₆ +1,87%	СЭП ₂₀₂₆ +1,98%	СЭП ₂₀₂₆ +12%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₂₆ +4%			
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₂₆ +1,84%	СЭП ₂₀₂₆ +2,04%	СЭП ₂₀₂₆ +2,29%	СЭП ₂₀₂₆ +5,5%
2027 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₂₇ -0,19%	СЭП ₂₀₂₇ +0,78%	СЭП ₂₀₂₇ -1,06%	СЭП ₂₀₂₇ +5,0%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₂₇ +3%			СЭП ₂₀₂₇ +4,11%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₂₇ +0,03%	СЭП ₂₀₂₇ +0,97%	СЭП ₂₀₂₇ -0,42%	СЭП ₂₀₂₇ +4,59%
2028 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₂₈ +2,62%	СЭП ₂₀₂₈ +2,55%	СЭП ₂₀₂₈ -1,23%	СЭП ₂₀₂₈ +5,00%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₂₈ +1%			СЭП ₂₀₂₈ +2,09%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₂₈ +2,51%	СЭП ₂₀₂₈ +2,42%	СЭП ₂₀₂₈ -0,87%	СЭП ₂₀₂₈ +4,19%
2029 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₂₉ -3,65%	СЭП ₂₀₂₉ -2,93%	СЭП ₂₀₂₉ -2,28%	СЭП ₂₀₂₉ +5,00%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₂₉ +1%			СЭП ₂₀₂₉ +2,09%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₂₉ -3,33%	СЭП ₂₀₂₉ -2,60%	СЭП ₂₀₂₉ -1,74%	СЭП ₂₀₂₉ +4,21%
2030 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₃₀ -3,49%	СЭП ₂₀₃₀ +0,62%	СЭП ₂₀₃₀ +1,67%	СЭП ₂₀₃₀ +5,00%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₃₀ +1%			СЭП ₂₀₃₀ +2,09%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₃₀ -3,17%	СЭП ₂₀₃₀ +0,65%	СЭП ₂₀₃₀ +1,56%	СЭП ₂₀₃₀ +4,23%
2031 (2 полугодие)*				

Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₃₁ -2,79%	СЭП ₂₀₃₁ -1,03%	СЭП ₂₀₃₁ -3,60%	СЭП ₂₀₃₁ +5,00%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₃₁ +1%			СЭП ₂₀₃₁ +2,10%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₃₁ -2,51%	СЭП ₂₀₃₁ -0,86%	СЭП ₂₀₃₁ -2,83%	СЭП ₂₀₃₁ +4,26%
2032 (2 полугодие)*				
Ставка на содержание электрических сетей (руб./МВт.мес.)	СЭП ₂₀₃₂ +0%	СЭП ₂₀₃₂ +0%	СЭП ₂₀₃₂ +1,28%	СЭП ₂₀₃₂ +0%
Ставка за потери (руб./МВт)	СЭП ₂₀₃₂ +1%			СЭП ₂₀₃₂ +2,10%
Одноставочный тариф (руб./кВт.ч.)	СЭП ₂₀₃₂ +0,08%	СЭП ₂₀₃₂ +0,09%	СЭП ₂₀₃₂ +1,23%	СЭП ₂₀₃₂ +0,18%

Примечание:

СЭП_N - рост регулируемых тарифов сетевых организаций в году N для всех категорий потребителей в среднем по стране согласно разделу «Цены и тарифы в электроэнергетике» Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, публикуемого Минэкономразвития России. Применению при установлении тарифов на очередной период регулирования, подлежат показатели Прогноза, действующего на момент принятия тарифного решения.

*Индексы роста ставок единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии, указанные в данном приложении, по соглашению сторон могут быть изменены в целях соблюдения требований пункта 81(5) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178.

В случае изменения параметров Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации (СЭП) на соответствующий год, отклонения параметров Сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на соответствующий год, а также отклонения иных параметров по итогам тарифного регулирования рост ставок единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии для потребителей Томской области подлежит уточнению.

Учёт в течение срока действия настоящего соглашения результатов деятельности
организации
до перехода к государственному регулированию цен (тарифов) на услуги по
передаче электрической энергии на основе настоящего соглашения

тыс. руб.

№ п/п	Показатель	Величина выпадающих доходов (без учета индексации)	Компенсация накопленных выпадающих доходов в течение срока действия соглашения с учётом положений п. 7 Основ ценообразования			
			2025	2026	2027	Итого
						с учетом индексации
1	Компенсация накопленных выпадающих доходов на 01.01.2024*, в том числе:	- 57 404,26	-60 139,43	0	0	-60 139,43
1.1	Результаты деятельности организации, сложившиеся в предшествующие периоды*	47 266,74	63 576,67	0	0	63 576,67
1.2	Сумма корректировки НВВ по результатам исполнения ИПР за 2022 год	-104 671,00	-123 716,10	0	0	-123 716,10

Примечание:

*Без учета анализа регулирующим органом результатов деятельности за 2023 год.

Расчет графика компенсации определен на основании проекта тарифно-балансовых показателей территориальных сетевых организаций на 2025 год. Существенные изменения данных показателей являются основанием для изменения графика компенсации.

Источники* финансирования инвестиционной программы на каждый год срока действия соглашения

тыс.руб.

Показатель	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Итого 2025 -2032 гг.
Амортизация	446 411,30	623 286,29	673 299,78	721 647,78	796 497,14	873 201,92	955 315,41	1 060 213,76	6 149 873,39
Прибыль на капитальные вложения	168 730,45	672 385,88	688 635,56	694 764,97	813 993,11	861 946,53	895 034,39	916 996,94	5 712 487,84
Итого	615 141,75	1 295 672,17	1 361 935,34	1 416 412,76	1 610 490,25	1 735 148,46	1 850 349,80	1 977 210,70	11 862 361,23

* Источники финансирования инвестиционной программы не учитывают средства на выполнение мероприятий по осуществлению льготного технологического присоединения. Средства на выполнение мероприятий льготного технологического присоединения определяются и учитываются в составе необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178.

Приложение № 7

Мероприятия*, подлежащие включению в состав инвестиционной программы на период 2025 – 2032 годы

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
I	ВЛ 110 кВ		ИТОГО				1 983,85	2 173,51	
1	ВЛ 110 кВ	ВЛ-110 Советско-Соснинская - Вахская (СВ-5)	Реконструкция ВЛ 110 кВ	150	150	2026	1 983,85	2 173,51	Реконструкция ВЛ 110 кВ с заменой грозозащитного троса отпайки на ПС-110кВ Стрежевская №84/1-23 ВЛ-110кВ СВ-5 – 6,9 км.
II	ВЛ 6 -10 кВ		ИТОГО				3 696 738,66	4 045 305,81	
1	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ ИТ-17_ПС Итатка - д. Итатка (Центральный РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2026	20 665,65	22 641,29	Замена провода на СИП: 3,5 км, с заменой опор: 52 шт.
2	ВЛ 10 кВ	ВЛ Б-10 Богашё	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2027	20 849,29	23 888,67	Реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой неизолированного

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
		во- Мирный (Богашевский РЭС)							провода на СИП-3 (3,13 км) и заменой опор (55 шт)
3	ВЛ 10 кВ	ВЛ ИТ-13_ПС Итатка - с. Томское (Центральный РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2028	51 222,40	61 377,48	Реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой неизолированного провода на СИП-3 (7,4 км) и заменой опор (20 шт)
4	ВЛ 10 кВ	ВЛ РБ-7_Рыбалово-В.Сеченово (Рыбаловский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2027	89 731,06	102 811,91	Реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой неизолированного провода на СИП-3 (15,15 км) и заменой опор (226 шт) и заменой существующих разъединителей (10 шт)
5	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ ВО-8_Воронино (Центральный РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2027	6 113,42	7 004,62	Замена провода на СИП: 0,83 км, с заменой опор: 12 шт.

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
6	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ Н-16 по Нелюбино (Рыболовский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2027	7 202,59	8 252,57	Заменить провод А-50 на СИПЗ с выборочной заменой опор и разъединителей на участках: 1) от оп.ПС 35 Нелюбино до оп.№12/2: провод -1 км, опоры - 5 шт, ЛР - 3 шт; 2) от оп.№5 до оп.№5/14: провод -1,2 км, опоры - 6 шт, ЛР - 3 шт; 3) от оп.№5/13 до оп.№5/13/6: провод -0,3 км, опоры - 2 шт, ЛР - 2 шт;
7	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ КЖ-18 с.Кожевниково (Кожевниковский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2030	31 548,81	41 345,57	Замена провода на СИП: 3,756 км, с заменой опор: 39 шт.
8	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ Г-13 по Калтаю (Богашевский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2030	32 477,82	42 563,06	Замена провода на СИП: 1,377 км (Пролеты 27-32, 33-39, 36-36/2, 8-11, 49-55, 68-70), с заменой опор 8 шт. (49-54, 37, 36/2)
9	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ МГ-9 Сулзат	Реконструкция ВЛ 10 кВ	95	95	2028	164 075,81	196 604,59	МГ-9. Реконструкция МГ-9 от опоры №1 до опоры №365 (приблизительно 36 км, 365

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
		(Молчановский РЭС)							опор) с заменой голого провода на СИП. Особенно важно произвести реконструкция участка (от опоры № 121 до № 291 - 17 км.) вдоль дороги (идет по затапливаемым лугам, частые палы травы, отсутствие доступа для обслуживания), для быстрого поиска повреждения и ремонта. Установка реклоузуров для деления ВЛ на участки и быстрого поиска повреждений.
10	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ КР-1017	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2029	60 862,13	76 268,41	Реконструкция ВЛ 10 кВ КР-1017 с заменой неизолированного провода на СИП-3 и заменой опор (9,29 км)
11	ВЛ 10 кВ	ВЛ А-29	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2030	269 000,55	352 532,50	Реконструкция ВЛ 10 кВ А-29 с заменой неизолированного провода на СИП-3 (41,5 км) и заменой 100 опор
12	ВЛ 10 кВ	ВЛ А-4	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2027	74 405,72	85 252,47	Реконструкция ВЛ 10 кВ А-4 с заменой неизолированного

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
									провода на СИП-3 (11,1 км) и заменой 30 опор
13	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ Б-3_Богашёво-Коларово Богашевский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2026	105 117,51	115 166,78	Замена провода на СИП: 6,75 км, с заменой опор 86 шт.
14	ВЛ 6 кВ	ВЛ 6 кВ У-1_Петропавловка_Камышка (Центральный РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2031	219 589,55	300 958,16	Замена провода на СИП: 6,75 км, с заменой опор: 86 шт.
15	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ ПР-1016	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2026	150 605,01	165 002,91	Реконструкция ВЛ 10 кВ ПР-1016 с заменой неизолированного провода на СИП-3 и заменой опор (46,5 км)
16	ВЛ 10 кВ	ВЛ КР-13	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2029	173 071,99	216 882,41	Реконструкция ВЛ 10 кВ КР-13 с заменой неизолированного провода на

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
									СИП-3 (26,5 км) и заменой 165 опор
17	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ К-1034	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2026	25 141,91	27 545,49	Реконструкция ВЛ 10 кВ К-1034 с заменой неизолированного провода на СИП-3 и заменой опор (3,8 км)
18	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ МК-6_по Моряковке (Рыболовский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	95	95	2028	9 674,98	11 593,09	Заменить провод А-70 на СИП3 с заменой опор на участке от оп.№12 до оп.№26: провод 0,7 км, опоры - 13 шт; Заменить КЛ-10 кВ ААБ 3*95, 3*70 на АВББШв 3*150 на участках: - от ПС 35 Моряковка до оп.№1 - 0,05 км; - от оп.№26 до РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-15 - 0,05 км; - от РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-15 до РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-8 - 0,7 км; - от РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-8 до РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-5 - 0,7 км; - от РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-6-5 до РУ-10 ТП-10/0,4 кВ МК-9-3 - 0,4 км

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
19	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ ВР-1014	Реконструкция ВЛ 10 кВ	70	70	2026	8 355,83	9 154,65	Реконструкция ВЛ 10 кВ ВР-1014 с заменой неизолированного провода на СИП-3, опор (1,18 км)
20	ВЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ КИР-6_с.Киреевск (Шегарский РЭС)	Реконструкция ВЛ 10 кВ	50	50	2026	14 984,80	16 417,35	Требуется: Замена опор, неизолированного провода на СИП 1,5км) на ВЛ 10 кВ, установка реклоузера
21	Распределители 0,4-20 кВ	ВЛ 6-10 кВ	Реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой опор и голого провода на СИП в местах прохождения ВЛ по лесным массивам в объеме 214,8 км, в т.ч.: 2026г. - 20,5 км 2027г. - 24,1 км	х	х	2026-2032	1 677 917,86	2 162 041,83	Повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение количества аварийных отключений

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода , мм ²	Планируемое сечение провода , мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
			2028г. - 23,3 км 2029г. - 22,7 км 2030г. - 34,5 км 2031г. - 32,5 км 2032г. - 57,2 км						
III	ПС-110кВ		ИТОГО				1 408 660,62	1 900 708,36	
1	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Комсомольская (С-52),(С-53)	Реконструкция ПС с установкой выключателя В-110 кВ 2 шт., заменой ОД/КЗ на элегазовые выключатели 2 шт.	х	х	2029	220 016,04	275 709,60	Замена прочего оборудования (Необходима установка выключателя для корректной работы РЗА, т.к. нарушение на отдельной ВЛ-110 кВ приводит к прекращению работы всего транзитного участка, замена отделителей на выключатели).

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
2	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Улу-Юл (С-53),(С-54)	Реконструкция ПС с установкой выключателя В-110 кВ 2 шт.	х	х	2030	110 008,02	144 168,49	Замена прочего оборудования (Необходима установка выключателя для корректной работы РЗиА, т.к. нарушение на отдельной ВЛ-110 кВ приводит к прекращению работы всего транзитного участка).
3	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Кожевниково	Реконструкция ПС с заменой ОД/КЗ на элегазовые выключатели 1 шт.	х	х	2030	55 004,01	78 838,30	Замена прочего оборудования (Замена морально и физически изношенных ОД/КЗ на элегазовые выключатели - для повышения надежности электроснабжения потребителей).

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
4	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Коммунальная (Т-2, ОД/КЗ)	Реконструкция ПС с заменой силового трансформатора 110 кВ Т-2, 40.0 МВА, заменой ОД/КЗ на элегазовые выключатели 2 шт.	х	х	2031	260 624,08	357 197,98	Замена прочего оборудования (Замена силового трансформатора (без увеличения мощности) ИТС оборудования ниже 60 - для повышения надежности электроснабжения потребителей. (Замена морально и физически изношенных ОД/КЗ на элегазовые выключатели - для повышения надежности электроснабжения потребителей.
5	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Западная (Т-1, Т-2)	Реконструкция ПС с заменой силовых трансформаторов 110 кВ 2 шт.	х	х	2029-2030	301 232,12	386 128,545	Замена прочего оборудования (Замена силового трансформатора (без увеличения мощности) ИТС оборудования ниже 60 - для повышения надежности электроснабжения потребителей. (Замена морально и физически изношенных ОД/КЗ на элегазовые выключатели - для повышения надежности

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
									электрообеспечения потребителей.
6	ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Октябрьская	Комплексная реконструкция ПС с полной заменой оборудования (ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, РЗА, АВ, СН, ПТ).	х	х	2031-2032	461 776,35	658 665,449	Комплексная реконструкция ПС с заменой трансформаторов (без увеличения мощности), оборудования 110, 35, 10кВ, АВ и РЗА - для повышения надежности электрообеспечения потребителей.
IV	Автотранспорт и спецтехника		ИТОГО				550 346,48	730 000,00	
1	Автотранспорт	Автотранспорт и спецтехника	Обновление и укомплектование подразделений спецтехникой	х	х	2026-2032	550 346,48	730 000,00	Приобретение спецтехники для проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ
V	центры питания с загрузкой более 100% «раскрытие» центров питания)		ИТОГО				1 046 778,18	1 170 865,72	

№ пп	Группа объекта	Объект электроэнергетики	Мероприятия (окончательный перечень мероприятий будет определен по результатам ПИР)	Существующее сечение провода, мм ²	Планируемое сечение провода, мм ²	Год выполнения	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в текущих ценах	Величина затрат, тыс рублей (без НДС) в ценах периода проведения мероприятия	Примечание
1	ПС 110 кВ Левобережная	центры питания с нагрузкой более 100%	реконструкция	х	х	2026-2028	461 700,93	509 507,29	
2	ПС 35 кВ Петрово	центры питания с нагрузкой более 100%	реконструкция	х	х	2029-2031	381 836,70	421 373,60	
3	ПС 35 кВ Зоркальцево	центры питания с нагрузкой более 100%	реконструкция	х	х	2029-2031	203 240,55	239 984,83	
ВСЕГО:							6 220 383,82	7 849 053,40	

* Перечень мероприятий, указанных в Приложении №7 к настоящему соглашению, может быть уточнен в целях:

- соблюдения требований законодательства Российской Федерации в сфере электроэнергетики;
- повышения надежности услуг по передаче электрической энергии, а также устранения дефицита мощности для достижения приоритетных задач Томской области.