

Экспертное заключение
по предложению об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии, представленному в региональную службу по тарифам Нижегородской области акционерным обществом "ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ" на долгосрочный период регулирования с 1 января 2026 года по 31 декабря 2030 года.

Наименование субъекта Российской Федерации

Нижегородская область

Сведения о регулируемой организации

Полное наименование юридического лица в соответствии с данными из ЕГРЮЛ		АО "Энергосетевая Компания"
Сокращенное наименование юридического лица в соответствии с данными из ЕГРЮЛ		АО "ЭСК"
Наименование (описание) обособленного подразделения		
Описание территориальных электроэнергетических систем		Территориальная распределительная энергосистема Нижегородской области
ОГРН		1025203742244
ИНН		5262054490
КПП		525601001
Код по ОКПО		367393
Организационно-правовая форма		акционерное общество
Юридический адрес		603004, г. Нижний Новгород, проспект Ленина, д.114А
Почтовый адрес		603950, г. Нижний Новгород, проспект Ленина, д.111, офис 214
Телефон организации		(831) 260-16-48
Электронная почта		office@esk-nnov.ru
Фамилия Имя Отчество (ФИО) руководителя		Недоростков Дмитрий Александрович
Должность руководителя		генеральный директор
Официальный сайт в сети «Интернет»		www.esk-nnov.ru
Государственное и (или) муниципальное участие в юридическом лице	Наличие	нет
	Сведения о доле, %	-
	Преобладающий тип собственности в юридическом лице	частная собственность
Наличие раздельного учёта затрат по регулируемым видам деятельности в сфере электроэнергетики		Учет расходов осуществляется в соответствии с учетной политикой организации, утвержденной приказом генерального директора № 168 от 28.12.2024г. В соответствии с п. 4.6 Учетной политики, организация ведет учет активов и обязательств по видам деятельности (передача э\э, производство и передача тепловой энергии, технологическое присоединение к распределительным сетям, производство и передача горячей воды). В соответствии с п.7.4.7 Расходы, отраженные на счете 25 «Общепроизводственные расходы» в течение месяца, полностью списываются по его окончании в дебет счета 20 «Производственные расходы» пропорционально прямым затратам. В соответствии с п. 7.4.9 Расходы, отраженные на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в течение месяца, полностью списываются по его окончании в дебет счета 90 «Продажи» с распределением по видам деятельности пропорционально выручке. По факту 2024 года доля распределения общехозяйственных затрат на вид деятельности "Передача электрической энергии" 88,57%.

Плательщик НДС		да
Является ли деятельность по передаче электрической энергии профильным видом деятельности		да
Наличие статуса гарантирующей поставщика		нет
Наличие статуса системообразующей территориальной сетевой организации		нет
Наличие программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности		да
Наличие программы комплексного развития		нет
Наличие утверждённых ФОИВ/РОИВ инвестиционных программ, действующих в течение 2026 года		Приказ Минэнерго и ЖКХ НО от 05.12.2025 № 329-398/25П/од о корректировке ИП на 2026 год в рамках утвержденной ИП на 2024-2027 годы
Наличие утверждённых ОИВ концессионных соглашений, действующих в течение 2026 года		нет
Наличие договора оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности)		ПАО "Россети "Центра и Приволжья" №726-юр от 29.03.2012
Наличие договора купли-продажи электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь		АО "Волгаэнергосбыт" №ДРЭ\005\03\12 от 20.01.2012, ПАО "ТНС энерго НН" №0898000 от 01.07.2019
Наличие соглашения об осуществлении регулируемых видов деятельности		Между АО "Энергосетевая компания" и региональной службой по тарифам Нижегородской области не заключено соглашение об осуществлении регулируемых видов деятельности, в связи с чем анализ соблюдения организаций условий соглашения об осуществлении регулируемых видов деятельности, включая оценку исполнения обязательств организации, не проводился.
Иные сведения		
Данные об ответственном исполнителе от организации	Фамилия, Имя, Отчество (ФИО) исполнителя	Щербакова Вера Николаевна
	Должность исполнителя	руководитель финансово-экономического департамента
	Контактный телефон исполнителя	(831) 260-16-48
	Электронная почта исполнителя	sherbakova.vn@esk-nnov.ru
В ходе экспертизы проводится анализ соответствия представленных документов, следующим нормативным и правовым актам РФ.		
Перечень нормативных правовых актов, использованных в процессе проведения экспертизы предложения об установлении тарифов:		
1. Гражданский кодекс Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 1994, № 32, ст. 3301);		
2. Налоговый кодекс Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 31, ст. 3824);		
3. Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ «О естественных монополиях» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 34, ст. 3426);		
4. Федеральный закон от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 31, ст. 3434);		
5. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»		
6. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»		
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»		

8. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»;
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 (ред. от 29.08.2024) «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;
10. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 (ред. от 24.05.2017) «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
11. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 (ред. от 10.09.2024) «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;
12. Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э (ред. от 20.07.2023) «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (Зарегистрирован Минюстом России 29.02.2012 № 23367)
13. Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 (ред. от 15.02.2022) «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (Зарегистрирован Минюстом России 20.10.2004 № 6076);
14. Приказ ФСТ Российской Федерации от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» (Зарегистрирован Минюстом России 13.11.2010 № 18951);
15. Приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 (ред. от 30.06.2022) «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям» (Зарегистрирован в Минюсте России 14.10.2014 № 34297);
16. Приказ Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 (ред. от 20.12.2022) «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (Зарегистрирован Минюстом России 30.12.2011 № 22859);
17. Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (ред. от 14.06.2023) «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (Зарегистрировано в Минюсте России 27.12.2016 № 44983);
18. Приказ ФАС России от 22.07.2024 № 489/24 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней и формы решения исполнительного органа субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней» (Зарегистрирован Минюстом России 18.09.2024 № 79517);
19. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.10.2025 №3081-р "О регулируемых ценах (тарифах) и предельных (минимальных и (или) максимальных) уровнях цен на электрическую энергию".
20. Иные нормативные правовые акты Российской Федерации.

По результатам проведенного анализа установлено, что расчет цен (тарифов) и формы представления предложения организации соответствует требованиям нормативно-методических документов по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.

Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии произведен в соответствии с основными параметрами прогноза социально-экономического развития РФ на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов, опубликованного на официальном сайте Министерства экономического развития РФ 26.09.2025г. (далее по тексту прогноз МЭР)

Информация о рассмотрении дела об установлении тарифов

Реквизиты решения, которым установлены действующие тарифы	Организация регулируется впервые	нет
	Номер	№54/16 (в редакции №56/2)
	Дата принятия	от 18.12.2020г. (в редакции от 28.11.2024г.)

Заявление организации	Вид(ы) деятельности	Передача электрической энергии
	Номер входящий	№516-215969/25
	Дата регистрации	29.04.2025г.
	Дополнительные сведения	в 23-х томах на 6 585-ти листах и 2-х DWD-RW диске объемом 3,55 ГБ и 1,826 ГБ соответственно
	Метод регулирования, предложенный организацией	Долгосрочная индексация необходимой валовой выручки, период регулирования - 5 лет, с 1 января 2026 года по 31 декабря 2030 год.
Решение об открытии дела об установлении тарифов	Номер дела об установлении тарифа	исх. №516-262917/25 от 20.05.2025г.
	Фамилия, Имя, Отчество (ФИО) уполномоченного по делу	Малахова Светлана Алексеевна
	Должность уполномоченного по делу	ведущий консультант отдела тарифов и цен в сфере электроэнергетики и газоснабжения управления государственно экспертизы тарифов в сфере электроэнергетики, газоснабжения и на потребительском рынке региональной службы по тарифам Нижегородской области
	Контактный телефон уполномоченного по делу	411-84-57
	Электронная почта уполномоченного по делу	malahova@rst.kreml.nnov.ru
	Экспертная комиссия	приказ региональной службы по тарифам Нижегородской области от 09.07.2025г. №54/од "Об экспертных комиссиях региональной службы по тарифам Нижегородской области"
	ФИО и должность эксперта	Гришин Алексей Сергеевич - заместитель руководителя региональной службы по тарифам Нижегородской области; Пупынина Светлана Каримовна -начальник управления государственной экспертизы тарифов в сфере электроэнергетики, газоснабжения и на потребительском рынке региональной службы по тарифам Нижегородской области; Киреева Олеся Викторовна - начальник отдела тарифов и цен в сфере электроэнергетики и газоснабжения управления государственно экспертизы тарифов в сфере электроэнергетики, газоснабжения и на потребительском рынке региональной службы по тарифам Нижегородской области; Груздева Татьяна Владимировна - начальник отдела инвестиций и технологического присоединения управления государственной экспертизы тарифов в сфере электроэнергетики, газоснабжения и на потребительском рынке региональной службы по тарифам Нижегородской области; Малахова Светлана Алексеевна- ведущий консультант отдела тарифов и цен в сфере электроэнергетики и газоснабжения управления государственно экспертизы тарифов в сфере электроэнергетики, газоснабжения и на потребительском рынке региональной службы по тарифам Нижегородской области
Представленные документы и материалы достаточны и предложение регулируемой организации об установлении тарифов соответствует законодательству Российской Федерации		да
В соответствии с пунктом 18 Стандартов раскрытия информации предложение «Организации» о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования соответствует/не соответствует форме, утвержденной приложением №1 к Стандартам раскрытия информации		соответствует
Данные в заявлении «Организации» соответствует / не соответствует размещенному предложению		соответствует

Руководствуясь пунктом 19 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных ПП РФ № 1178 «Регулятором» в адрес «Организации» направлены письма о необходимости представления дополнительных материалов	Номер исходящий	№516-508545/25 (Критерии), №516-519479/25 (уточ пред), №516-541342/25 (амортиз), №516-541341/25 (объемы)		
	Дата регистрации	от 29.09.2025г., от 03.10.2025г., от 15.10.2025г., от 15.10.2025г.		
	Дополнительные сведения	Новый долгосрочный период регулирования 2026-2030 годы		
В дополнение к заявлению и (или) в ответ на запросы «Организацией» направлены дополнительные обосновывающие материалы	Номер входящий	№516-468482/25 (исх. №4593), №516-496329/25 (исх. №4722), №516-507793/25 (исх. №4798), №516-526607/25 (исх. №5018), №516-531225/25 (исх. №5031)		
	Дата регистрации	от 30.09.2025г., от 15.10.2025г., от 21.10.2025г., от 31.10.2025г., от 05.11.2025г.		
	Дополнительные сведения	на 1 листе, в 1-м томе на 471-м листе и 1-м DVD-RW диске объемом 1,87 ГБ, на 89-ти листах, на 2-х листах, в 1-м томе на 407-ми листах и 1-м CD-RW диске объемом 304 МБ		
Перечень муниципальных образований, на территории которых организация оказывает услуги по передаче электрической энергии				
№ п/п	Муниципальный район	Муниципальное образование	ОКТМО	Дополнительные признаки территории
1	Автозаводский район	г. Н. Новгород	22701000001	
2	Нижегородский район	г. Н. Новгород	22701000001	
3	Московский район	г. Н. Новгород	22701000001	
4	Сормосвский район	г. Н. Новгород	22701000001	
5	Павловский район	г. Павлово	22642101001	

Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) АО "Энергосетевая компания"		
№ п/п	Показатель	Отметка
1	Анализ обоснованности прогнозируемых расходов АО "Энергосетевая компания" на услуги по передаче электрической энергии (мощности) на "2026" год проведен с использованием форм бухгалтерской отчетности, статистической и налоговой отчетности, с приложением расчетов и обосновывающих материалов, заверенных в установленном порядке.	В соответствии со ст. 7, 9, 10 Федерального закона «О бухгалтерском учете» от 06.12.2011 № 402-ФЗ каждый факт хозяйственной жизни оформляется ответственными лицами организации путем составления первичных учетных документов и отражения данных документов в регистрах бухгалтерского учета. Лицо, ответственное за оформление факта хозяйственной жизни, обеспечивает своевременность и достоверность данных. В силу п. 6 Положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденного приказом Минфина РФ от 29.07.1998 № 34н, ответственность за организацию бухгалтерского учета в организации, соблюдение законодательства при выполнении хозяйственных операций несет руководитель организации - генеральный директор Недоростков Дмитрий Александрович, главный бухгалтер Акулова Елена Михайловна. В составе материалов дела представлены официальная бухгалтерская отчетность общества за 2024 год, копии налоговых деклараций за 2024 год с квитанциями о приеме налоговых деклараций налоговыми органами, копии регистров бухгалтерского учета, копии первичных документов, отражающих факты хозяйственной жизни организации. Документов, сообщающих о фактах недостоверности бухгалтерской отчетности АО "Энергосетевая компания" за 2024 год, в адрес РСТ НО не поступало. Таким образом, достоверность данных, в представленных организацией расчетных и обосновывающих материалах, сомнений не вызывает.
2	Достоверность бухгалтерской отчетности АО "Энергосетевая компания" подтверждена аудиторским заключением	В соответствии с аудиторским заключением независимого аудитора АО ""Центр бизнеса-консалтинга и аудита» от 28.03.2025г., бухгалтерская (финансовая) отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение АО "ЭСК", по состоянию на 31.12.2024г., финансовые результаты его деятельности и движение денежных средств за 2024 год в соответствии с правилами составления бухгалтерской (финансовой) отчетности, установленными РФ.
3	Достоверность данных, приведенных в предложении АО "Энергосетевая компания" об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности), подтверждена личной подписью ответственного за достоверность данных должностного лица и печатью организации.	Достоверность данных, приведенных в предложении АО "ЭСК" об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности) подтверждена (обосновывающие материалы прошиты, пронумерованы и скреплены печатью и подписью) генеральным директором Недоростковым Дмитрием Александровичем.
4	АО "Энергосетевая компания" несет административную ответственность за предоставление заведомо недостоверных сведений.	АО "ЭСК" несет административную ответственность за предоставление заведомо недостоверных сведений в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.
5	Дополнительные сведения	

Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, а также критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной организации Нижегородской области

Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 г. № 184

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Параметры АО "ЭСК"
1	2	3	4
1.	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) сумма номинальных мощностей которых составляет применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год, не менее 150 МВА .	МВА	212,83
2.	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год не менее 300 км , не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения:	км	412,274
	110 кВ и выше;	км	0,00
	35 кВ;	км	0,00
	1 - 20 кВ;	км	138,563
	ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи.	км	273,711
3.	3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.	х	отсутствуют

4.	4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	x	8-800-500-24-12
5.	5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".	x	https://esk-nnov.ru/
6.	6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	x	отсутствуют
7.	Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранного лица, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона "О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства". В целях применения положений настоящего пункта понятия "контроль" и "иностранный инвестор" используются в тех же значениях, что и в статье 3 указанного Федерального закона.	x	Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора. Информация представлена письмом вх. №516-215969/25 от 29.04.2025(исх. №2194 от 29.04.2025).
По результатам рассмотрения расчетных и обосновывающих материалов, установлено, что АО "ЭСК" соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.			

Анализ соответствия критериям отнесения к крупнейшей территориальной сетевой организации Нижегородской области в соответствии с Приложением 3 (1) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178.

К крупнейшей территориальной сетевой организации относится территориальная сетевая организация:

№ п/п	Наименование показателя	Параметры АО "ЭСК"
1	2	3
1.	Не оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 500 кВ	АО "ЭСК" не оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 500 кВ
2.	Владеющая на праве собственности и (или) на ином законном основании в течение срока не менее 5 лет подряд, предшествующих году, в котором определяется крупнейшая территориальная сетевая организация, и на срок не менее 5 лет, исчисляемых с начала указанного года, расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области:	

2.1	Трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), значение суммы номинальных мощностей которых является наибольшей из сумм номинальных мощностей трансформаторных и иных подстанций, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций на праве собственности или на ином законном основании, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается номинальная мощность трансформаторных и иных подстанций, которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере);	Сумма номинальных мощностей трансформаторных и иных подстанций АО "ЭСК" <u>не является наибольшей</u> из сумм номинальных мощностей трансформаторных и иных подстанций, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области. (Подробный анализ отражен в п.6.3 данного заключения).
2.2	Линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) проектным классом напряжением 110 кВ и выше, сумма протяженностей которых по трассе является наибольшей из сумм протяженностей по трассе по отношению к тем линиям электропередачи (воздушным и (или) кабельным) с аналогичным классом напряжения, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается протяженность линий (воздушных и (или) кабельных), которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере)	Сумма протяженностей линий электропередачи (воздушных и (или) кабельных) проектным классом напряжением 110 кВ и выше АО "ЭСК" <u>не является наибольшей</u> по сравнению с суммой протяженностей по трассе линий электропередачи (воздушных и (или) кабельных) с аналогичным классом напряжения, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области.
2.3	Линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) не менее 2 проектных номинальных классов напряжения из следующих классов напряжения: 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи;	АО "ЭСК" владеет линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) не менее 2 проектных номинальных классов напряжения из следующих классов напряжения: 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи.
2.4	Линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), сумма протяженностей которых по трассе является наибольшей по сравнению с суммой протяженностей по трассе линий электропередачи (воздушных и (или) кабельных), которыми владеет каждая из территориальных сетевых организаций, соответствующих критериям, указанным в п.2.2 данной таблицы, критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, использующая такие объекты для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области (применяется только в случае, если определить крупнейшую территориальную сетевую организацию с применением критериев, указанных п.2.1 и п.2.2 настоящей таблицы невозможно, при этом не учитывается протяженность линий (воздушных и (или) кабельных), которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере).	Оценка данного критерия не проводилась. Крупнейшая территориальная сетевая организация, осуществляющая услуги по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области, определена с применением критериев, указанных в п.2.1 и п.2.2 настоящей таблицы.

На основании проведенного анализа АО "ЭСК" не соответствует критериям отнесения к крупнейшей территориальной сетевой организации Нижегородской области. Критериям крупнейшей территориальной сетевой организацией на территории Нижегородской области соответствует филиал ПАО "Россети Центр и Приволжье" - "Нижевоэнерго".

Оценка финансового состояния АО "ЭСК", осуществляющей регулируемую деятельность						
Анализ финансово-хозяйственной деятельности						
№ п/п	Показатель (тыс. руб.)			Истекший год (2023)		Текущий год (2024)
1	Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей) от услуг по передаче электроэнергии			653 413,00		716 940,00
2	Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов от услуг по передаче электроэнергии			576 791,00		662 859,00
3	Прибыль (убыток) от продаж от услуг по передаче электроэнергии			76 622,00		54 081,00
4	Прочие доходы, всего, в том числе:			86 241,00		107 343,00
4.1	проценты к получению			5 398,00		12 120,00
4.2	восстановление резервов по сомнительным долгам			46 035,80		91 154,30
4.3	восстановление прочих оценочных резервов			277 636,80		41 517,40
5	Прочие расходы, всего, в том числе			48 399,00		152 993,00
5.1	проценты к уплате			1 804,00		25 455,00
5.2	создание резервов по сомнительным долгам			49 166,70		95 188,90
5.3	создание прочих оценочных резервов			26 294,80		40 916,00
6	Прибыль (убыток) до налогообложения от услуг по передаче электроэнергии			114 464,00		8 431,00
7	Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи от услуг по передаче электроэнергии			23 286,00		- 221,00
8	Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи от услуг по технологическому присоединению (справочно)			18 738,00		13 601,00
9	Чистая прибыль от услуг по передаче электроэнергии			91 165,00		8 652,00
10	Дополнительные сведения					
Показатели финансового состояния						
№ п/п	Показатель	Ед. изм	31 декабря	31 декабря	Нормативное значение	Рекомендуемая методика расчета
			Истекшего года (i-2) 2023	Текущего года (i-1) 2024		
1	Долг	тыс. руб.	-	298 691,00	Не существует	(Долгосрочные заемные средства + Краткосрочные заемные средства)
2	EBITDA	тыс. руб.	132 551,00	71 198,00	Показатель оценивает финансовое положение организации: если он положительный, компания способна генерировать чистую прибыль и выполнять обязательства. Рост говорит о развитии предприятия и укреплении	Прибыль до налогообложения + Проценты к уплате +Амортизация
3	Долг/EBITDA	х	-	4,20	Нормативных коэффициентов не существует, «нормальным» считается значение ≤ 3	(Долгосрочные заемные средства + Краткосрочные заемные средства) / (Прибыль до налогообложения + Проценты к уплате +Амортизация)

4	Коэффициент текущей ликвидности (КТЛ)	x	1,036521402	0,510311084	1,5-2 - приемлемый результат; Ниже 1,5 - компания испытывает финансовые трудности. Нечем покрывать текущие обязательства и финансировать актуальные производственные активы; Выше 2 - компания нерационально использует имеющиеся ресурсы	(Оборотные активы-Дебиторская задолженность более 12 мес.) /(Краткосрочные обязательства - Доходы будущих периодов)
5	Коэффициент автономии (финансовой независимости)	x	0,579595753	0,330638497	0,5 - нормальное значение; 0,6-0,7 - оптимально значение. Чем больше у организации доля внеоборотных активов (фондемкое производство), тем больше долгосрочных источников требуется для их финансирования, а значит больше должна быть доля собственного капитала (выше коэффициент автономии).	Собственный капитал/Совокупные пассивы
6	Рентабельность собственного капитала (ROE)	%	0,60	0,17	ROE в коммунальном секторе - менее 10%; ROE технологических компаний, компании розничной торговли - более 18%; ROE используется для сравнения рентабельности компаний внутри одной отрасли	(Чистая прибыль /Среднее значение Собственного капитала) *100%
7	Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	x	5,25	2,98	Коэффициент показывает, сколько раз (за год) организация погасила среднюю величину своей кредиторской задолженности. Для кредиторов предпочтителен более высокий коэффициент оборачиваемости, для организации выгодней низкий коэффициент, позволяющий иметь остаток неоплаченной кредиторской задолженности в качестве бесплатного источника финансирования своей текущей деятельности.	Себестоимость продаж/Ср. значение кредиторской задолженности
8	Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	x	3,07	2,74	Коэффициент показывает, сколько раз (за год) организация получила от покупателей оплату в размере среднего остатка неоплаченной задолженности. Чем выше коэффициент (чем быстрее покупатели погашают свою задолженность), тем лучше для организации.	Выручка продаж/Ср. значение дебиторской задолженности
9	Дополнительные сведения					

Анализ произведен исходя из отчетных форм Бухгалтерского баланса АО "ЭСК" на 31.12.2024г.

**Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования
АО "ЭСК"**

Основные технико-экономические показатели	
---	--

[illegible]

Долгосрочные параметры регулирования АО "Энергосетевая компания"

Предложение АО "Энергосетевая компания" по долгосрочным параметрам регулирования													
Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов	Уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель уровня качества оказываемых услуг
					ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН	
					млн. руб	%	%	%	шт.	шт.	шт.	шт.	
2026	544,16	1	0,75	6,09	2,03453	-	2,03453	0,80904	0,49261	-	0,49261	0,34042	1
2027	x	1	0,75	x	2,00401	-	2,00401	0,79404	0,48522	-	0,48522	0,32542	1
2028	x	1	0,75	x	1,97395	-	1,97395	0,77904	0,47794	-	0,47794	0,31042	1
2029	x	1	0,75	x	1,94434	-	1,94434	0,76404	0,47078	-	0,47078	0,29542	1
2030	x	1	0,75	x	1,91518	-	1,91518	0,74904	0,46371	-	0,46371	0,28042	1

Долгосрочные параметры регулирования по расчету РСТ НО

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов	Уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель уровня качества оказываемых услуг
					ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН	
					млн. руб	%	%	%	шт.	шт.	шт.	шт.	
2026	446,27728	1	0,75	6,09	2,03453	-	2,03453	0,89892	0,49261	-	0,49261	0,38593	1
2027	x	1	0,75	x	2,00401	-	2,00401	0,88544	0,48522	-	0,48522	0,38014	1
2028	x	1	0,75	x	1,97395	-	1,97395	0,87215	0,47794	-	0,47794	0,37444	1
2029	x	1	0,75	x	1,94434	-	1,94434	0,85907	0,47078	-	0,47078	0,36882	1
2030	x	1	0,75	x	1,91518	-	1,91518	0,84619	0,46371	-	0,46371	0,36329	1

По предложению АО "ЭСК" показатели средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставку по уровню напряжения НН ниже чем по расчету РСТ НО. В рамках соблюдения принципа баланса интересов регулируемых организаций и потребителей, соответствующие показатели учтены в соответствии с предложением организации.

Согласованные долгосрочные параметры регулирования

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов	Уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки				Показатель уровня качества оказываемых услуг
					ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН	
					млн. руб	%	%	%	шт.	шт.	шт.	шт.	
2026	446,27728	1	0,75	6,09	2,03453	-	2,03453	0,80904	0,49261	-	0,49261	0,34042	1
2027	x	1	0,75	x	2,00401	-	2,00401	0,79404	0,48522	-	0,48522	0,32542	1
2028	x	1	0,75	x	1,97395	-	1,97395	0,77904	0,47794	-	0,47794	0,31042	1
2029	x	1	0,75	x	1,94434	-	1,94434	0,76404	0,47078	-	0,47078	0,29542	1
2030	x	1	0,75	x	1,91518	-	1,91518	0,74904	0,46371	-	0,46371	0,28042	1

**Определение плановых показателей надежности и качества
поставляемых товаров и оказываемых услуг**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг) является долгосрочным параметром и не пересматривается в течение долгосрочного периода регулирования.

Расчет базовых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг произведен 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, утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 №1256 (далее по тексту –МУ№1256), с учетом информации опубликованной в Комплексной системе сбора, передачи, обработки и проверки достоверности исходных данных, используемых для определения фактических показателей надежности сетевых организаций и базовых значений показателей надежности, Минэнерго России, размещенной на сайте <http://nadezhnost.minenergo.gov.ru>. Информация об опубликовании соответствующей информации направлена Минэнерго России в адрес РСТ Нижегородской области письмом от 26.03.2025 №05-1783.

АО "ЭСК" представило предложения по плановым значениям показателей надежности и качества оказываемых услуг на долгосрочный период регулирования 2026-2030 гг., а именно:

№ п/п	Показатель	Значения показателя, годы:				
		2026	2027	2028	2029	2030
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ВН ($P_{\text{aidiВН}}$), час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
2	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ВН ($P_{\text{aifВН}}$), шт.	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки СН1 ($P_{\text{aidiСН1}}$), час	-	-	-	-	-
4	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки СН1 ($P_{\text{aifСН1}}$), шт.	-	-	-	-	-
5	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки СН2 ($P_{\text{aidiСН2}}$), час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
6	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки СН2 ($P_{\text{aifСН2}}$), шт.	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
7	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки НН ($P_{\text{aidiНН}}$), час	0,80904	0,79404	0,77904	0,76404	0,74904
8	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки НН ($P_{\text{aifНН}}$), шт.	0,34042	0,32542	0,31042	0,29542	0,28042
9	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ($P_{\text{пр}}$)	1	1	1	1	1

Порядок расчета показателей уровня надежности оказываемых услуг (показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки P_{aidi} и показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки P_{aif}) для территориальных сетевых организаций для долгосрочных периодов регулирования начинающихся с 2018 года и позднее определен разделом 2.2 МУ №1256, порядок расчета показателей качества оказываемых услуг (показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения $P_{\text{пр}}$) для территориальных сетевых организаций определен разделом 3.3 МУ№ 1256.

На основании проведенной экспертизы, в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 18.10.2017г. №976 "Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов", с учетом информации, представленной Минэнерго России на сайте <http://nadezhnost.minenergo.gov.ru>, ООО "Специнвестпроект" в отношении показателя (P_{aidi}) принадлежит к 5-й группе сетевых организаций (ЛЭП 10 км и более и менее 7500 км, доля км 30% и более), имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности; в отношении показателя (P_{aif}) к 5-й группе (ЛЭП 100 км и более и менее 3 000 км, доля км 35% и более).

В соответствии с п.4.2.2 для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые показатели для каждого i-го показателя из числа показателей, определенных формулами (2),(3) плановые значения ($P_{i,пл}$) определяются исходя из:

- минимального значения ($P_{i, \text{min}}$) из фактического значения показателей уровня надежности оказываемых услуг за период, предшествующий текущему, и среднего значения фактических отличных от нуля значений показателей уровня надежности оказываемых услуг за периоды, предшествующие текущему, но не ранее 2021 года и не более трех расчетных периодов, имеющих на дату установления плановых значений;
- единократного улучшения минимального значения ($P_{i, \text{min}}$) с применением темпа улучшения показателей надежности, определяемого в соответствии с п. 4.2.4 МУ №1256

В соответствии с п.4.2.2 МУ №1256, в случае, если у сетевой организации минимальное значение показателей надежности, определенное в соответствии с требованиями абз.2 п.4.2.2, на одном из уровней напряжения равно нулю, то плановые значения для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения для каждого i-го показателя из числа показателей, определенных по ф. (2), (3), приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения для группы территориальных сетевых организаций, к которой принадлежит такая организация, рассчитанным на соответствующий год в соответствии с п. 4.2.5 МУ №1256.

В соответствии с п.4.2.5 МУ №1256 значения i-го показателя уровня надежности оказываемых услуг из числа показателей, определенных по формулам (2), (3) МУ №1256, для m-й группы территориальных сетевых организаций на год (n), соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации, определяются по формуле:

$$C_{m,i}^n = C_{m,i,\delta} \times (1-p)^{n-n_\ell}$$

№ п/п	Параметры для расчета	Значение	Примечание
1	p - темп улучшения показателей надежности и качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения фактических значений показателей	0,015	п.4.2.5 МУ 1256
2	Cm ⁿ (Psaidd)- базовое значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций, определяемое в соответствии с главой VII настоящих МУ 1256	2,33098	п.1 приказа Минэнерго РФ от 18.10.2017 №976
3	Cm ⁿ (Psaifi)- базовое значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций, определяемое в соответствии с главой VII настоящих МУ 1256	0,56439	п.2 приказа Минэнерго РФ от 18.10.2017 №976
4	n - год, на который рассчитывается значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций, соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации	2026	п.4.2.5 МУ 1256
5	nb - год, в котором устанавливается базовое значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций	2017	п.4.2.5 МУ 1256
6	Cm_2026_ Psaidd= - значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год n	2,03453	п.4.2.5 МУ 1256 (формула 18)
7	Cm_2026_ Psaifi= - значение i-го показателя для m-й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год n	0,49261	п.4.2.5 МУ 1256 (формула 18)

На основании проведенной экспертизы и анализа фактических показателей за 2022-2024 годы, плановые значения уровня надежности и качества АО "ЭСК" составят

[illegible]

Анализ экономической обоснованности необходимой валовой выручки АО "ЭСК"

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утверждено органом регулирования на 2024 год	Факт 2024 год	Утверждено органом регулирования на 2025 год	Предложение предприятия по корректировке на 2026 год	Предложение предприятия с 01.01.2026-30.09.2026 года	Предложение предприятия с 01.10.2026-31.12.2026 года	Предложение органа регулирования по корректировке на 2026 год	Предложение органа регулирования с 01.01.2026-30.09.2026 года	Предложение органа регулирования с 01.10.2026-31.12.2026 года	Отклонение (столбец 11 - столбец 8)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Расчёт подконтрольных расходов												
ИТОГО подконтрольные расходы		тыс.руб.	375 068,72	393 729,78	413 234,91	544 158,05	408 118,54	136 039,51	446 277,28	334 707,96	111 569,32	- 97 880,77
Расчёт неподконтрольных расходов												
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, в том числе:	тыс.руб.	779,50	870,89	861,96	744,13	558,10	186,03	740,37	555,28	185,09	- 3,75
1.1	Теплоснабжение	тыс.руб.	464,23	465,00	533,98	562,89	422,17	140,72	562,89	422,17	140,72	-
1.2	Электроснабжение	тыс.руб.	138,89	134,71	148,92	155,99	116,99	39,00	154,33	115,75	38,58	- 1,66
1.3	Водоотведение, водоснабжение	тыс.руб.	19,47	20,22	21,97	25,25	18,94	6,31	23,16	17,37	5,79	- 2,09
1.4	ТКО	тыс.руб.	156,90	250,96	157,09	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.					-	-		-	-	-
2	Плата за аренду имущества и лизинг всего, в том числе	тыс.руб.	13 629,96	14 223,96	16 310,26	31 137,67	23 353,25	7 784,42	20 204,44	15 153,33	5 051,11	- 10 933,22
2.1	Аренда электросетевого хозяйства	тыс.руб.	7 711,54	8 305,54	10 195,19	19 999,56	14 999,67	4 999,89	11 265,97	8 449,47	2 816,49	- 8 733,60
2.2	Лизинг	тыс.руб.				-	-	-		-	-	-
2.3	Прочая аренда	тыс.руб.	5 918,42	5 918,42	6 115,07	11 138,10	8 353,58	2 784,53	8 938,48	6 703,86	2 234,62	- 2 199,62
3	Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в том числе:	тыс.руб.	35 014,16	43 369,82	35 731,90	63 772,77	47 829,58	15 943,19	41 619,01	31 214,25	10 404,75	- 22 153,76
3.1	Земельный налог	тыс.руб.	185,76	309,14	356,16	379,31	284,48	94,83	309,14	231,85	77,28	- 70,18
3.2	Налог на имущество	тыс.руб.	1 966,78	9 002,27	2 739,87	2 586,48	1 939,86	646,62	2 297,26	1 722,94	574,31	- 289,22
3.3	Транспортный налог	тыс.руб.				-	-	-		-	-	-
3.4	Прочие налоги		28,14	29,97	33,35	34,38	25,79	8,60	29,97	22,48	7,49	- 4,41
3.5	Страховые взносы	тыс.руб.	32 833,48	34 028,44	32 602,52	60 772,60	45 579,45	15 193,15	38 982,64	29 236,98	9 745,66	- 21 789,96
4	% за пользование кредитом	тыс.руб.						-	-	-	-	-
5	Другие прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	329,09	90,21	-	90,21	67,66	22,55		-	-	- 90,21
6	Налог на прибыль, всего в том числе	тыс.руб.	1 032,50	16 297,00	1 628,17	3 199,24	2 399,43	799,81	18 041,93	13 531,45	4 510,48	14 842,68
6.1	налог на прибыль на величину капитальных вложений	тыс.руб.	1 032,50	1 032,50	1 628,17	3 199,24	2 399,43	799,81	18 041,93	13 531,45	4 510,48	14 842,68
7	Амортизация	тыс.руб.	14 842,60	14 842,60	46 207,52	54 564,56	40 923,42	13 641,14	54 564,56	40 923,42	13 641,14	0,00
7.1	амортизация, учитываемая при налогообложении	тыс.руб.	14 842,60	14 842,60	46 207,52	54 564,56	40 923,42	13 641,14	54 564,56	40 923,42	13 641,14	0,00
7.2	амортизация, не учитываемая при налогообложении	тыс.руб.			-	-	-	-		-	-	-
8	Погашение заемных средств	тыс.руб.						-		-	-	-
9	Капитальные вложения - всего, в т.ч.:	тыс.руб.	4 130,00	4 130,00	4 884,50	9 597,73	7 198,30	2 399,43	54 125,78	40 594,34	13 531,45	44 528,05
10	возврат заемных средств на капитальные вложения	тыс.руб.						-				-
ИТОГО неподконтрольные расходы		тыс.руб.	69 757,81	93 824,48	105 624,31	163 106,31	122 329,73	40 776,58	189 296,08	141 972,06	47 324,02	- 18 334,52
11	Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии (ΔЭН)	тыс.руб.			7 469,47	191 920,27	143 940,20	47 980,07	889,30	666,97	222,32	- 191 030,97

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов / полученный избыток												
12.	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов всего, в том числе	тыс.руб.	-55 135,66		42 864,56	38 877,43	29 158,07	9 719,36	8 420,90	6 315,68	2 105,23	- 30 456,53
12.1	выпадающие доходы от технологического присоединения	тыс.руб.	10 032,96		12 637,88	38 877,43	29 158,07	9 719,36	8 420,90	6 315,68	2 105,23	- 30 456,53
12.2	Полученный избыток	тыс.руб.	65 168,62		30 226,68							
Корректировка на основе фактических данных												
13.	Результаты деятельности организации (выпадающие или дополнительно полученные доходы). (В)	тыс.руб.	- 1 086,11		- 64 944,13	- 35 353,83	- 26 515,37	- 8 838,46	- 104 383,96	- 78 287,97	- 26 095,99	- 69 030,13
13.1	Корректировка подконтрольных расходов, (ДПР)	тыс.руб.	13 392,41		46 981,12	58 154,60	43 615,95	14 538,65	58 154,60	43 615,95	14 538,65	-
13.2	Корректировка неподконтрольных расходов, (ДНР)	тыс.руб.	3 101,51		13 378,42	94 997,48	71 248,11	23 749,37	27 570,54	20 677,91	6 892,64	- 67 426,94
13.3	Корректировка в связи с изменением полезного отпуска и цен, (ПО)	тыс.руб.	- 15 257,76		- 121 558,17	- 174 743,72	- 131 057,79	- 43 685,93	- 174 743,72	- 131 057,79	- 43 685,93	-
13.4	Корректировка в связи с уровнем исполнения инвестпрограммы, (В) корр. ИП	тыс.руб.			- 2 409,53	1 603,19	1 202,40	400,80	-	-	-	- 1 603,19
13.5	Корректировка НВВ содержания сети, (ДНВВсод)	тыс.руб.	- 2 322,28		- 1 335,98	- 15 365,38	- 11 524,03	- 3 841,34	- 15 365,38	- 11 524,03	- 3 841,34	-
13.6	Корректировка фактических расходов по обеспечению коммерческого учета (ΔУ)	тыс.руб.				-	-	-		-	-	-
13.7	Корректировка с учетом КНК	тыс.руб.	3 513,89		2 250,75	2 352,71	1 764,53	588,18	2 352,71	1 764,53	588,18	0,00
13.7.1	Обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг, К об		0,60		0,30	0,30			0,30			
13.7.2	Максимальный процент корректировки П кор	%	2,00		2,00	2,00			2,00			
13.7.3	Повышающий (понижающий) коэффициент, (КПК)	%	1,20		0,60	0,60			0,60			
14.	Распределение величины корректировок (сглаживание)	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Необходимая валовая выручка												
15.	Необходимая валовая выручка с учётом корректировок	тыс.руб.	392 118,64	487 554,26	506 499,86	905 060,94	678 795,70	226 265,23	542 852,32	407 139,24	135 713,08	- 406 732,92

Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования АО "ЭСК". Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность АО "ЭСК"

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Фактические показатели	Фактические показатели	Отклонение
			за п-3 год (2023 год)	за п-2 год (2024 год)	
1	2	3	4	5	6=5-4
1.	Показатели эффективности деятельности организации по виду деятельности передача электроэнергии				
1.1.	Выручка	тыс. руб.	753 719,00	809 468,00	55 749,00
1.2.	Прибыль (убыток) от продаж	тыс. руб.	169 456,00	125 323,00	- 44 133,00
1.3.	EBITDA	тыс. руб.	-	4,20	
1.4.	Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	165 519,00	65 868,00	- 99 651,00
1.4.1.		тыс. руб.			
2.	Рентабельность продаж	%	0,60	0,17	-
	(величина прибыли от продаж в каждом рубле выручки)				
3.	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	375 124,81	392 118,64	16 993,83
	(НВВ на собственное содержание)				
4.	Расходы, связанные с производством	тыс. руб.	311 690,09	355 739,81	44 049,73
	и реализацией всего, в том числе:				
4.1.	оплата труда	тыс. руб.	95 562,16	109 067,52	13 505,36
4.2.	ремонт основных фондов	тыс. руб.	212 600,60	242 646,47	30 045,86
4.3.	материальные затраты	тыс. руб.	3 527,33	4 025,83	498,50

Источники финансирования на 2026 год в соответствии с утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике инвестиционной программой, а также анализ исполнения утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике инвестиционной программы по итогам 2024 года, 9 месяцев 2025 года АО "ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"

Источники финансирования на предстоящий период регулирования (2026) год в соответствии с утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике инвестиционной программой.

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Утверждённая /проект	Период действия инвестиционной программы	Дата утверждения инвестиционной программы	Всего источники финансирования на 2026 год, тыс.руб.	Всего тарифные источники финансирования (возврат инвестиций) на 2026 год без НДС, тыс.руб.			
						Всего	прибыль	амортизация	лизинг
1	АО "Энергосетевая компания"	Утвержденная ИП	2024-2027	приказ Минэнерго и ЖКХ НО от 05.12.2025г. № 329-398/25П/од	108 690	108 690	54 126	54 565	

Анализ исполнения утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике инвестиционной программы по итогам 2024 года.

В соответствии с п. 32 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178, в случае если инвестиционные проекты, предусмотренные инвестиционной программой, не были реализованы, из необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливаемой на очередной период регулирования, исключаются расходы на реализацию этих проектов в части, финансируемой за счет выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам).
В соответствии с п. 11, 11(3) МУ 98-> осуществляется корректировка необходимой валовой выручки, связанная с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

В пределах полномочий РСТ НО проводился анализ соответствия представленных организацией документов отчету об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики. Результаты анализа отражены в отчете об использовании АО "Энергосетевая компания" инвестиционных ресурсов за 2024 год № в-377 от 24.11.2025 по форме, утвержденной Приказом ФСТ России от 20.02.2014 года № 201-э, о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые цены (тарифы) в сфере электроэнергетики. Отчет РСТ НО представлен в приложении. По выполненным мероприятиям в соответствии с инвестиционной программой первичные документы и регистры бухгалтерского учета соответствуют представленным отчетам об исполнении инвестиционной программы за 2024 год.

В соответствии с Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977, министерством энергетики и жилищно-коммунального Нижегородской области проводилась выездная (документарная) проверка объектов, включенных в утвержденную в установленном порядке инвестиционную программу АО "Энергосетевая компания". По результатам выездной (документарной) проверки по всем мероприятиям инвестиционной программы составлены акты №№ 27-31 от 29 апреля 2025 г. по реализации каждого мероприятия инвестиционной программы. В результате данной проверки выявлено, что мероприятия, запланированные в инвестиционной программе, выполнены в полном объеме. По мероприятиям «Техническое перевооружение ГПП с диспетчерским наименованием ПС 110 кВ ПА3 (техническое перевооружение ОРУ 110 кВ без расширения территории объекта. Замена отделителей 110 кВ на выключатели 110 кВ. Техническое перевооружение защит Т-1 и Т-2)», «Техническое перевооружение системы компенсации емкостных токов электрической сети, подключенной к шинам 6 кВ РПС 110 кВ Редуктор» объем фактического освоения выше плановых значений утвержденной инвестиционной программы на 2024 г. (акты №28,29 от 29 апреля 2025), а по мероприятиям «Реконструкция ПС-110 кВ Редуктор. Замена Т2», «Консолидация электросетевых активов. Выкуп сетей у ООО «НЭСК», АО «Энергосетевая Компания», Консолидация электросетевых активов. Выкуп электросетевого имущества у собственников», освоение выполнено в соответствии с инвестиционной программой 2024 г. (акт № 27, №30, №31 от 29 апреля 2025).

Действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) не предусмотрена возможность учета органами регулирования в необходимой валовой выручке ТСО расходов на выполнение мероприятий инвестиционных программ в размере, превышающем величину средств, определенных в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе.

При обнаружении фактов финансирования мероприятий, не включенных в утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы, указанные расходы расцениваются органом регулирования тарифов как нецелевое использование средств, учтенных в необходимой валовой выручке.

Таким образом, РСТ НО в необходимой валовой выручке не учитываются расходы, превышающие плановую величину и неучтенные в утвержденной инвестиционной программе. Данная позиция отражена в разъяснительном письме ФАС России от 20.04.2018 № ИА/28440/18.

Вывод:

По исполнению инвестиционной программы АО "Энергосетевая компания" за 2024 год принято выполнение по каждому мероприятию, не превышающее плановые значения утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

Наименование регулируемой организации	Стоимостная оценка инвестиций,					Отклонение,
	тыс.руб. (без НДС)					
	Утверждено по инвестиционной программе на 2024 год				Расчетная величина факта по тарифным источникам (возврат инвестиций) за 2024 год, тыс.руб.	
	Всего, в том числе:	Всего тарифные источники финансирования на 2024 год без НДС, тыс.руб				
		Итого, тарифные источники, тыс.руб.	Амортизация	Прибыль	(по итогам проверки)	тыс. руб. (без НДС)
АО "Энергосетевая компания"	370 904,00	18 271,90	14 141,90	4 130,00	18 271,90	

*В соответствии с инвестиционной программой АО "Энергосетевая компания", утвержденной приказом министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Нижегородской области от 25.11.2024 №329-483/24/П/од (ред. от 27.12.2024 №329-558/24П/од) в установленном законодательством порядке, запланирована реализации мероприятий на сумму 37 0904,00 тыс. руб. без учета НДС за счет заемных средств. При этом фактическое выполнение мероприятий составляет 370 904,00 тыс. руб. без учета НДС. Возврат инвестиций (на погашение основного долга и оплату процентов) запланирован за счет прибыли на капитальные вложения, амортизации и возврата НДС. На 2024 год предусмотрен возврат инвестиций в размере 370 904,00 тыс. руб, из которых за счет тарифных источников – 18 271,90 тыс. руб. (прибыль на капитальные вложения 4 130,00 тыс.руб., амортизация 14 141,90 тыс. руб.).

Корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

Порядок расчета корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы определен п.11, 11(3) МУ 98-э и осуществлен в соответствии с формулами 3, 9.11, 9.12 МУ 98-э:

$$B_i = (B_i^{Инд} + B_i^{коррИП}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + B_i^{распред}, \quad (3)$$
$$B_i^{коррИП} = \sum_{j=1}^2 (ИП_{i-j}^{факт} - НР_{i-j}^{ИП}) - B_{i-29\,мес}^{коррИП}, \quad (9.11)$$
$$НР_{i-j}^{ИП} = A_{i-j} + Расх_{i-j}^{приб} + Расх_{i-j}^{лизинг}, \quad (9.12)$$

Расчет корректировок НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы				
№пп	Показатель	Обозначения показателя	Значение	
1.	$B_i^{коррИП}$ 9 месяцев 2024 года	учтенная при расчете тарифа на (i-1) год корректировка необходимой валовой выручки на (i-2) год долгосрочного периода регулирования, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период (i-2)-го года по результатам 9 месяцев		0,00
2.	$B_i^{коррИП}$ 2026	Корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2024 год, тыс.руб.	(п.3-п.4)+п.5-п.1	-
3.	$ИП_{i-j}^{факт}$	Объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов и утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на год (i-j), за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) без учета налога на добавленную стоимость в году (i-j) долгосрочного периода регулирования (объекты, профинансированные за счет амортизационных отчислений, прибыли на капитальные вложения, лизинговых платежей), тыс.руб	Данные из отчета об использовании АО "Энергосетевая компания" инвестиционных ресурсов за 2024 год № в-276 от 18.10.2024	18 271,90
4.	$НР_{i-j}^{ИП}$	Расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в году (i-j), которая не может принимать отрицательные значения и определяется по формуле 9.12 МУ 98-э, тыс.руб.	п.4.1.+п.4.2.+п.4.3	18 271,90
4.1.	A_{i-j}	Амортизационные отчисления, учтенные при расчете тарифов на год (i-j) в качестве источника финансирования инвестиционной программы, утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на год (i-j), тыс.руб.	Экспертное заключение по корректировке НВВ АО "Энергосетевая компания" на 2024 год №в-961 от07.12.2023г., утвержденная ИП на 2024 год	14 141,90
4.2.	$Расх_{i-j}^{приб}$	Расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли, учтенные при расчете тарифов на год (i-j) в соответствии с абзацем тринадцатым п. 11 МУ 98-э, тыс.руб.		4 130,00
4.3.	$Расх_{i-j}^{лизинг}$	Расходы, связанные с финансовой арендой имущества (лизинговые платежи), используемого для осуществления регулируемой деятельности, тыс.руб.		-
5.	$B_i^{коррИП}$ 9 месяцев 2025 года	Корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период 2025-го года по результатам 9 месяцев.	Расчет в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за по результатам 9 месяцев 2025 года представлен ниже.	-
6.	И-1	Индекс потребительских цен на (i-1) год, И-1, на 2025г., %	прогноз МЭР от 26.09.2024г.	9,00
7.	И	Индекс потребительских цен на (i) год, И, на 2026г., %	прогноз МЭР от 26.09.2024г.	5,10
8.	$B_i^{коррИП}$ с учетом ф.3 МУ 98-э	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2026 годдолгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, тыс.руб.	(п.2)*(1+п.6/100)*(1+п.7/100)	-

Расчет корректировки необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2025 год.

Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев осуществляется в соответствии с п. 11(3) ф. 9.11 МУ 98-э при отклонении исполнения инвестиционной программы более чем на 10%.

РСТ НО было проведено систематическое наблюдение и анализ инвестиционной деятельности регулируемых организаций в сфере электроэнергетики за 9 месяцев 2025 года. В рамках анализа рассмотрена информация о реализации инвестиционных программ за 9 месяцев 2025 года, предоставленная со стороны регулируемых организаций через систему ФГИС ЕИАС ФАС России в формате разработанных ФАС России отчетных форм «NET.INV.2023. Мониторинг инвестиционных программ субъектов Российской Федерации по сетевым организациям (ежеквартальный)». Результаты реализации инвестиционных программ регулируемых организаций в сфере электроэнергетики за 9 месяцев 2025 года отражены в отчете по результатам систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики по регулируемым организациям за 9 месяцев 2025 г. от 04.12.2025 №823/1. Данный отчет представлен в Приложении№3 к настоящему заключению.

Информация о выполнении инвестиционных программ по отчетам регулируемых организаций за 9 месяцев 2025 года:

Наименование ТСО	ИП 2025 год				
	План ИП тыс. руб. за 9 месяцев, $НР_{i-j}^{ИП}$	Факт по данным организаций за 9 месяцев 2025 года, тыс.руб., $ИП_{i-j}^{факт}$	% выполнения за 9 месяцев 2025 года	Отклонение за 9 месяцев 2025 года, тыс.руб.	Расчетное значение корректировки за 9 мес. 2025 года, тыс.руб. $B_{i-2_{факт}}^{коррИП}$
1	2	3	4	5	6 = (3-2)
АО "Энергосетевая компания"	-	-	более 10%	-	-

Согласно отчету по результатам систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики по регулируемым организациям за 9 месяцев 2025 г. от 04.12.2025№823/1, АО "Энергосетевая компания"финансирование мероприятий не запланировано и не проводилось.

Корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2025 года , АО "Энергосетевая компнаия" в составе предложения об установлении тарифов на базовый (2026) год долгосрочного периода регулирования 2026-2030 гг. не заявлена. В связи с чем, корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2025 года на 2026 год составляет 0,00 тыс.руб.

Результаты систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики в целом за 2025 год АО "Энергосетевая компания", будут учтены при проведении ежегодной корректировки необходимой валовой выручки на 2027 год.

На основании изложенного, корректировка необходимой валовой выручки на 2026 год, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы для АО "Энергосетевая компания", при формировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2026-2030 годы составит 0.00 тыс. руб.

Направление использования расходов на амортизацию основных средств нематериальных активов в соответствии с положениями п.32 (4) Основ ценообразования

В соответствии с п. 32 (4) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178, при утверждении (корректировке) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на очередной период регулирования инвестиционной программы и определении источника финансирования инвестиционных проектов, а также при проведении анализа исполнения мероприятий инвестиционной программы учитывается, что амортизационные отчисления могут быть направлены на покрытие:

расходов, потребность в которых обусловлена необходимостью реализации следующих мероприятий (не учтенных в составе мероприятий утвержденной или скорректированной в установленном порядке инвестиционной программы):

исполнение решений и (или) предписаний уполномоченных органов государственной власти или решений суда об устранении нарушений обязательных требований к объектам электросетевого хозяйства;

исполнение решений штаба по обеспечению безопасности электроснабжения;

предотвращение аварий и (или) ликвидация их последствий, если расходы на данные мероприятия не покрываются страховыми выплатами;

реализация инвестиционных проектов, информация о которых не подлежит раскрытию в соответствии с требованиями подпункта "м" пункта 19 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. №24 "Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии";

осуществление технологического присоединения к электрическим сетям, расходы на которое в соответствии с пунктом 87 настоящего документа не включаются в плату за технологическое присоединение (в размере превышения экономически обоснованного уровня таких расходов над учтенным в тарифе на услуги по передаче электрической энергии);

расходов на возврат и обслуживание заемных средств, используемых для строительства, реконструкции, модернизации, технического перевооружения, ремонта и (или) эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, а также для покрытия недостатка средств при просрочке платежей потребителями услуг по передаче электрической энергии (включая дебиторскую задолженность прошлых лет гарантирующих поставщиков, находящихся или находившихся в процессе банкротства).

В отношении территориальной сетевой организации, необходимая валовая выручка которой с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 % суммарной НВВ ТСО, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на соответствующий период регулирования, регулирующий орган в рамках ежегодно осуществляемой корректировки НВВ в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктами 32 и (или) 38 Основ ценообразования, учитывает величину экономически обоснованных затрат, предусмотренных абзацами вторым - восьмым в.32 (4) Основ ценообразования, при установлении регулируемых цен (тарифов) на очередной период регулирования, но не выше величины амортизации, определенной в соответствии с абзацами первым - шестым пункта 27(1) Основ ценообразования на период регулирования, в котором понесены указанные экономически обоснованные затраты, без учета объема фактического финансирования инвестиционной программы за счет амортизации без учета налога на добавленную стоимость.

Сетевые организации ведут обязательный раздельный учет расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов, направляемых на финансирование мероприятий инвестиционной программы, и расходов, предусмотренных абзацами вторым - восьмым настоящего пункта.

РСТ НО был направлен запрос исх. №516-541342/25 от 15.10.2025г. о предоставлении документов, подтверждающих ведение обязательного раздельного учета расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов в соответствии с требованиями п. 32 (4) Основ ценообразования.

АО "ЭСК" в адрес РСТ НО письмом вх. №516-507793/25 от 21.10.2025г. (исх. №4798 от 20.10.2025г.) направлена информация с документами, обосновывающими ведение раздельного учета расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов в соответствии с п. 32 (4) Основ ценообразования.

На основании вышеизложенного, амортизационные отчисления за 2024 год, учтенные в тарифе на услуги по передаче электрической энергии, направлены территориальной сетевой организацией (АО "ЭСК") на осуществление мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой на период регулирования 2024- 2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго и ЖКХ НО от 25.11.2024 г. № 329-483/24П (ред. от 27.12.2024 №329-558/24П/од), в соответствии с п. 27 (1) Основ ценообразования.

Расходы на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО "ЭСК".

В соответствии с п. 81 Основ ценообразования стоимость потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяется:

- для субъектов Российской Федерации, расположенных на территориях ценовых зон оптового рынка, - на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учетом официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования;

- с учетом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы), которые подлежат государственному регулированию.

Приказом ФАС России от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП утвержден сводный прогнозный баланс производства и поставки электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2026 год (далее - СПБ), согласно которому объем потерь электрической энергии в сетях АО "ЭСК" составят 39,4365 млн. кВт.ч, в том числе в 1-м полугодии – 20,1236 млн.кВтч, во 3-м квартале – 6,1147 млн. кВтч, в 4-м квартале- 13,1982 млн.кВт.ч. АО "ЭСК" приобретает электрическую энергию (мощность) в целях компенсации потерь у ПАО "ТНС-Энерго" по договору №0898000 от 01.07.2019г. и у АО "Волгаэнергообл" по договору №ДРЭ\005\03\12 от 20.01.2012г. Учитывая, что сводный прогнозный баланс производства и поставки электрической энергии (мощности) утвержден без разбивки объемов потерь электрической энергии (мощности) территориальных сетевых организаций по гарантирующим поставщикам, распределение объемов потерь АО "ЭСК" между АО "Волгаэнергообл" и ПАО "ТНС-Энерго" произведено в соответствии с предложениями, представленными гарантирующими поставщиками к СПБ в следующих размерах: у АО "Волгаэнергообл" - 1 полугодие -18,8736 млн.кВт.ч., в 3-м квартале - 5,6863 млн.кВтч, в 4-м квартале - 12,4376 млн. кВтч.; у ПАО "ТНС-Энерго" - 1 полугодие -1,2500 млн.кВт.ч, в 3-м квартале -0,4284 кВт.ч., в 4-м квартале - 0,7606 млн.кВт.ч.

Приказом ФАС России от 23.12.2024 №1062/24 утвержден тариф на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС» субъектам оптового рынка электрической энергии (мощности) на 2025 год. На момент написания экспертного заключения отсутствуют утвержденные тарифы на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС» субъектам оптового рынка электрической энергии (мощности) на 2026 год, в связи с чем тариф на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС» на 2026 принят исходя из утвержденных приказом ФАС России от 23.12.2024 №1062/24 показателей, проиндексированных с июля 2026 года на 5,1% в соответствии с прогнозом МЭР и составляет:

- 1-е полугодие 2026г. – 2,191 руб./МВт*ч;
- 2-е полугодие 2026г. – 2,303 руб./МВт*ч.

Приказом ФАС России от 22.12.2023 № 1039/23 утверждены на 2025 год предельные максимальные уровни цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, оказываемых АО «СО ЕЭС». На момент написания экспертного заключения отсутствуют утвержденные предельные максимальные уровни цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, оказываемые АО «СО ЕЭС» на 2026 год, в связи с чем данный тариф принят исходя из утвержденных приказом ФАС России от 22.12.2023 №1039/23 показателей, проиндексированных с июля 2026 года на 5,1% в соответствии с прогнозом МЭР и составляет:

- 1-е полугодие 2026г. – 2,653 руб./МВт*ч;
- 2-е полугодие 2026г. – 2,779 руб./МВт*ч.

Размер платы за комплексную услугу АО «ЦФР» утвержден Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка» (Протокол от 23.05.2025г. № 14/2025) с 1 июля 2026г. – 0,519 руб./МВт*ч. и применяется при определении окончательной стоимости комплексной услуги АО «ЦФР», оплачиваемой участниками оптового рынка - покупателями и продавцами электрической энергии и ПАО «ФСК ЕЭС» в порядке и сроки, установленные Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). На момент составления настоящего заключения Наблюдательным советом НП «Совет рынка» не принято решение об утверждении платы за комплексную услугу АО «ЦФР» на 2026 год. В данной связи плата за услуги АО «ЦФР» на 2026 год принята на уровне утвержденной, проиндексированной с июля 2026 года на 5,1% в соответствии с прогнозом МЭР и составляет:

- 1-е полугодие 2026г. – 0,519 руб./МВт*ч;
- 2-е полугодие 2026г. – 0,545 руб./МВт*ч

Решения РСТ Нижегородской области об утверждении сбытовой надбавки гарантирующего поставщика ПАО «ТНС энерго НН» на 2026 год на момент составления настоящего экспертного заключения не принято. В данной связи сбытовая надбавка гарантирующего поставщика ПАО «ТНС энерго НН» принята исходя из предварительной экспертизы предложения гарантирующего поставщика, и составляет:

- 1-е полугодие 2026г. – 1 419,65 руб./МВт*ч;
- 3-й квартал 2026г. - 1 419,65 руб./МВт*ч.

2026г. - 1 543,81 руб./МВт*ч.

• 4-й квартал

Решения РСТ Нижегородской области об утверждении сбытовой надбавки гарантирующего поставщика АО «Волгаэнергообл» на 2026 год на момент составления настоящего экспертного заключения не принято. В данной связи сбытовая надбавка гарантирующего поставщика АО «Волгаэнергообл» принята исходя из предварительной экспертизы предложения гарантирующего поставщика, и составляет:

- 1-е полугодие 2026г. – 1 419,60 руб./МВт*ч;
- 3-й квартал 2026г. - 1 419,60 руб./МВт*ч.

квартал 2026г. - 1 543,75 руб./МВт*ч.

• 4-й

Прогноза социально экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов, одобренного на заседании Правительства Российской Федерации 26 сентября 2025 г. и опубликованного на официальном сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.11.2025 г.

Расчет расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на базовый (2026) год долгосрочного периода регулирования 2026-2030гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Предложение Организации			Предложение РСТ НО				Отклонение
			с 01.01.2026-30.09.2026	с 01.10.2026-31.12.2026	2026 год	с 01.01.2026-30.06.2026	с 01.07.2026-30.09.2026	с 01.10.2026-31.12.2026	2026 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11 = 10 - 6
1.	Затраты на покупку электрической энергии для целей компенсации потерь в сетях (п.1+п.2)	тыс. руб.	144 785,75	83 940,19	228 725,94	119 808,23	38 646,46	84 004,90	242 459,59	13 733,65

1.1	Объем потерь электрической энергии (СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)	млн. кВтч	26,2383	13,1982	39,4365	20,1236	6,1147	13,1982	39,4365	-
1.2	Средневзвешенная стоимость покупки потерь электрической энергии АО "ЭСК" у гарантирующих поставщиков (п.1/п.1.1)		5 518,11	6 359,97	5 799,85	5 953,62	6 320,25	6 364,88	6 148,10	
Гарантирующий поставщик (энергосбытовая, энергоснабжающая организация): ПАО "ТНС-Энерго"										
2.	Затраты на покупку электрической энергии для целей компенсации потерь в сетях (п.2.1*п.2.2)	тыс. руб.	12 439,28	5 352,43	17 791,70	7 073,12	2 565,74	4 607,32	14 246,18	
2.1	Объем потерь электрической энергии АО "ЭСК" у ПАО "ТНС-ЭНЕРГО" (СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)	млн. кВтч	2,30	0,86	3,16	1,2500	0,4284	0,7606	2,44	
2.2	Цена покупки потерь у ПАО "ТНС-Энерго" (п.2.3+п.2.5+п.2.6)	руб./МВтч	5 408,85	6 231,00		5 658,58	5 989,31	6 057,85		
2.3	Средневзвешенная стоимость электрической энергии на ОРЭМ ПАО "ТНС-Энерго" с учетом оплаты мощности (п.2.4/п.2.4.1):	руб./МВтч			-	4 232,36	4 562,77	4 507,15		
2.4	Расходы ПАО "ТНС-Энерго" на покупку потерь электрической энергии (мощности) на ОРЭМ (п.2.4.1*п.2.4.3)+(п.2.4.4*п.2.4.2*6/1000)	тыс.руб.			-	3 081 395,64	1 406 759,44	1 990 070,11		
2.4.1	Общий объем потерь электрической энергии ПАО "ТНС -Энерго" (в соответствии с СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)	млн.кВт.ч	1,67	1,49	3,16	728,06	308,31	441,54	1 477,91	
2.4.2	Общий объем потерь мощности ПАО "ТНС -Энерго" (в соответствии с СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)	МВт	0,28	0,25	0,53	209,68	180,56	251,89	212,95	
2.4.3	Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию на 2026 год, опубликованный на официальном сайте НП «Совет рынка» от 28.11.2025г	руб./МВтч				2 358,00	2 414,00	2 414,00		
2.4.4	Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на мощность на 2026 год, опубликованный на официальном сайте НП «Совет рынка» от 28.11.2025г	руб./МВт				1 084 690,00	1 223 015,00	1 223 015,00		
2.5	Сбытовая надбавка ПАО "ТНС-Энерго"	руб./МВтч				1 419,65	1 419,65	1 543,81		
2.6	Инфраструктурные платежи (п.2.6.1+п.2.6.2+п.2.6.3):					6,57	6,90	6,90		
2.6.1	АО «ЦФР» (Протокол от 23.05.2025 г. № 14/2025 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»)					2,19	2,30	2,30		
2.6.2	АО «АТС» (Приказ ФАС России от 23.12.2024 N 1062/24)					2,65	2,78	2,78		
2.6.3	АО «СО ЕЭС» (Приказ ФАС России от 22.12.2023 N 1039/23)					0,52	0,55	0,55		
2.6.4	Плата за услуги по управлению изменением режима потребления					1,21	1,27	1,27		
Гарантирующий поставщик (энергосбытовая, энергоснабжающая организация): АО "Волгаэнергобыт"										
3.	Затраты на покупку электрической энергии для целей компенсации потерь в сетях (п.3.1*п.3.2)	тыс. руб.	132 346,47	78 587,76	210 934,23	112 735,11	36 080,72	79 397,57	228 213,40	
3.1	Объем потерь электрической энергии АО "ЭСК" у АО "Волгаэнергобыт" (СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)	млн. кВтч	23,94	12,34	36,28	18,8736	5,6863	12,4376	37,00	
3.2	Цена покупки потерь у АО "Волгаэнергобыт" (п.3.3+п.3.5+п.3.6)	руб./МВтч	5 528,60	6 368,95	11 897,55	5 973,16	6 345,19	6 383,65		
3.3	Средневзвешенная стоимость электрической энергии на ОРЭМ АО "Волгаэнергобыт" с учетом оплаты мощности (п.2.4/п.2.4.1):	руб./МВтч			-	4 546,99	4 918,69	4 833,00		
3.4	Расходы АО "Волгаэнергобыт" на покупку потерь электрической энергии (мощности) на ОРЭМ (п.3.4.1*п.3.4.3)+(п.3.4.3*п.3.4.2*6/1000)				-	109 396,31	40 822,26	75 554,54		
3.4.1	Общий объем потерь электрической энергии АО "Волгаэнергобыт" (в соответствии с СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП)		18,45	17,83	36,28	24,06	8,30	15,63	47,99	
3.4.2	Общий объем потерь мощности АО "Волгаэнергобыт" (в соответствии с СПБ от 15 октября 2024 № 801/25-ДСП)		6,70	6,32	13,02	8,09	5,67	10,31	8,04	
3.4.3	Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию на 2026 год, опубликованный на официальном сайте НП «Совет рынка» от 28.11.2025г					2 358,00	2 414,00	2 414,00		
3.4.4	Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на мощность на 2026 год, опубликованный на официальном сайте НП «Совет рынка» от 28.11.2025г					1 084 690,00	1 223 015,00	1 223 015,00		
3.5	Сбытовая надбавка АО "Волгаэнергобыт"	руб./МВтч				1419,6	1419,6	1543,752696		
3.6	Инфраструктурные платежи (п.3.6.1+п.3.6.2+п.3.6.3):					6,5705	6,896	6,896		
3.6.1	АО «ЦФР» (Протокол от 23.05.2025 г. № 14/2025 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»)					2,191	2,303	2,303		
3.6.2	АО «АТС» (Приказ ФАС России от 23.12.2024 N 1062/24)					2,653	2,779	2,779		
3.6.3	АО «СО ЕЭС» (Приказ ФАС России от 22.12.2023 N 1039/23)					0,519	0,545	0,545		
3.6.4	Плата за услуги по управлению изменением режима потребления					1,2075	1,269	1,269		

На 2027-2030 годы долгосрочного периода регулирования (2026-2030) затраты на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь АО "ЭСК" учтены исходя из объемов, утвержденных СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП на 2026 год и средневзвешенной стоимости покупки потерь электрической энергии АО "ЭСК" у гарантирующих поставщиков исходя из не превышения величины в первом полугодии очередного годового периода регулирования над величиной соответствующих цен во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря с учетом прогноза МЭР.

Расчет расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на 2027-2030 годы долгосрочного периода регулирования 2026-2030гг.

№ п/п	Показатель	1 п/г 2027 года	2 п/г 2027 года	1 п/г 2028 года	2 п/г 2028 года	1 п/г 2029 года	2 п/г 2029 года	1 п/г 2030 года	2 п/г 2030 года
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период до 2027 года, опубликованного на официальном сайте 26 сентября 2025 года, %	-	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
2.	Средневзвешенная стоимость покупки потерь электрической энергии АО "ЭСК" у гарантирующих поставщиков, руб./МВтч.	6 350,75	6 604,78	6 604,78	6 868,97	6 868,97	7 143,73	7 143,73	7 429,48
3.	Объем потерь электрической энергии (СПБ от 15 октября 2025 № 801/25-ДСП), млн.кВт.ч	20,1236	19,3129	20,1236	19,3129	20,1236	19,3129	20,1236	19,3129
4.	Затраты на покупку электрической энергии для целей компенсации потерь в сетях (п.2*п.3)	127 799,91	127 557,41	132 911,91	132 659,71	138 228,38	137 966,10	143 757,52	143 484,74

Уровень потерь электрической энергии (мощности)

Предложение АО "ЭСК" по уровню напряжения электрической энергии (мощности) на долгосрочный период регулирования 2026-2030 годы составляет 6,09%

В соответствии с п. 40(1) Основ ценообразования в области государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178, уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации в процентах от величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов определяется по формуле:

N = (Σ(W_OCI × n_i) / W_OCсумм) × 100

где:
i - уровень напряжения;

W_OCi - величина отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт·ч);

W_OCсумм - величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям (тыс. кВт·ч);
n_i = min { (ΔW_i / W_OCi) × 100; ΔW_инт.гр };

где:

ΔW_i - величина фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения (тыс. кВт·ч);

ΔW_инт.гр- норматив потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденный Министерством энергетики Российской Федерации, для j-ой группы территориальных сетевых организаций, определяемой по данным за последний истекший год.

Расчет уровня потерь электрической энергии АО "ЭСК"

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Базовый период -2024 год (Показатели приняты на основании фактических данных, представленных АО "ЭСК" в материалах тарифного дела)						
1.1	Базовый период (2024 год)						
1.1.1	Поступление в сеть из других организаций, в том числе:	тыс. кВт·ч	609 832,65	255 621,95	0,00	354 210,70	0,00
1.1.2	из сетей ФСК	тыс. кВт·ч	0,00				
1.1.3	от генерирующих компаний и блок-станций	тыс. кВт·ч	0,00				
1.2	от смежных сетевых организаций	тыс. кВт·ч	609 832,65	255 621,95		354 210,70	
1.3	Поступление в сеть из других уровней напряжения (трансформация)	тыс. кВт·ч	404 893,01			125 713,41	279 179,60
	Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВт·ч	609 832,65	255 621,95	0,00	479 924,11	279 179,60
1.4	Фактические потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	37 109,06	7 857,05		12 426,68	16 825,33
2		%	6,09	3,07	0,00	2,59	6,03
3	Сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов	МВ·А	475,71	101,25	0,00	374,46	
3.1	Протяженность линий (воздушных и кабельных) электропередачи в одноцепном выражении	км	1 295,50			620,46	675,04
4.	в том числе протяженность воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении	км	257,90			33,48	224,42
5.	Отношение отпуска электроэнергии в сеть к суммарной протяженности	тыс. кВт·ч/км		0,00	0,00	773,50	413,57
6.	Отношение отпуска электроэнергии в сеть к суммарной протяженности к суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов	тыс. кВт·ч/МВ·А		2 524,66	0,00	1 281,64	
7.	Соотношение протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении (доля ВЛ)	%		0,00	0,00	5,40	33,25
8.	Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 2609.2017 № 887	%		4,75	0,00	6,17	13,49
8.1	Минимальное значение из норматива потерь и фактических потерь электрической энергии (n)	%		3,07	0,00	2,59	6,03
9.	Планный отпуск электрической энергии в сеть	тыс. кВт·ч	647 561				
10.	Величина потерь электрической энергии	тыс. кВт·ч	39 436,50				
11.	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (N)		6,09				

На основании проведённого расчета, уровень потерь АО "ЭСК" на долгосрочный период регулирования 2026-2030 гг. составит 6,09 %

Балансы электрической энергии и мощности

В соответствии с Федеральным законом от 13.07.2024 № 185-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» внесены изменения в Постановление № 861, которым предусмотрена оплата системообразующей территориальной сетевой организацией услуг по передаче электрической энергии территориальной сетевой организацией только по точкам поставки электрической энергии конечным потребителям. Объемы отпуска в сети смежных сетевых организаций не учитываются и не оплачиваются. В связи с чем региональная служба по тарифам Нижегородской области направило в адрес территориальных сетевых организаций запрос о представлении информации о согласованных объемах на 2026 год с системообразующей территориальной сетевой компанией Нижегородской области филиал "ПАО Россети Центр и Приволжье"- "Нижовэнерго" (исх №516-541341/25 от 15.10.2025г.), а также запрос в адрес системообразующей территориальной сетевой компании Нижегородской области филиал "ПАО Россети Центр и Приволжье" о огласованных объемах услуг по передаче электрической энергии и мощности на 2026 год в рамках заключенных договоров на оказание услуг по передаче электрической энергии, заключенных с территориальными сетевыми организациями (исх. №516-539792/25 от 15.10.2025г.).

Письмом вх. №516-526607/25 от 31.10.2025г. (исх. №5018 от 30.10.2025г.) АО "ЭСК" в адрес РСТ Нижегородской области направлены балансовые показатели электрической энергии (мощности) на 2026 год (письмо ПАО "Россети Центр и Приволжье" - "Нижовэнерго" №МР7-ННЭ/31-04-50/12888 от 30.10.2025г.), также в адрес РСТ НО письмом вх. №516-528499/25 от 31.10.2025г. (исх. №МР7-ННЭ/31-04-50/12969 от 31.10.2025г.) филиалом ПАО "Россети Центр и Приволжье" - "Нижовэнерго" направлены "Плановые объемы электрической энергии и мощности в рамках заключенных договоров на оказание услуг по передаче электрической энергииис территориальными сетевыми организациями на 2026 год:

плановый объем по точкам поставки конечным потребителям, млн. кВт.ч	540,4150
заявленная мощность конечных потребителей, МВт	92,864

Баланс электрической энергии по сетям ВН,СН1,СН2 и НН в границах балансовой принадлежности сетей АО "Энергосетевая Компания"

№ п/п	Показатели	Предложение предприятия на 2026 год					Предложение регулятора на 2026 год				
		Всего	ВН	СН1	СНП	НН	Всего	ВН	СН1	СНП	НН
1	Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО	647,562	275,481	0,000	529,913	300,880	647,562	275,481	0,000	529,913	300,880
1.1	из смежной сети, всего			0,000	157,832	300,880			0,000	157,832	300,880
1.1.1	в том числе из сети										
1.1.2	ВН				157,832					157,832	
1.1.3	СН1				0,000					0,000	
1.1.4	СН2					300,880					300,880
1.2	от электростанций ПЭ (ЭСО)	0,000					0,000				
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	0,000					0,000				
1.4	поступление эл. энергии от других организаций	647,562	275,481		372,080		647,562	275,481		372,080	
2	Потери электроэнергии в сети	39,436	5,861	0,000	18,754	14,821	39,4365	5,861	0,000	18,754	14,821
2.1	то же в % (п.1.1/п.1.3)	6,090	2,128		3,539	4,926	6,090	2,128		3,539	4,926
3	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	0,000					0,000				
4	Полезный отпуск из сети	608,125	269,620	0,000	511,158	286,059	608,125	269,620	0,000	511,158	286,059
4.1	в т.ч. собственным потребителям ЭСО (конечные потребители)	540,415	103,046		151,310	286,059	540,4150	103,046		151,310	286,059
4.1.1	из них:	0,000					0,000				
4.1.2	потребителям, присоединенным к центру питания	0,000					0,000				
4.1.3	на генераторном напряжении	0,000					0,000				
4.2	потребителям оптового рынка	0,000					0,000				
4.3	сальдо переток в другие организации (в том числе смежные ТСО)	67,710	8,742		58,969		67,710	8,742		58,968	

Баланс электрической мощности по сетям ВН,СН1,СН2 и НН в границах балансовой принадлежности сетей АО "Энергосетевая Компания"

МВт											
№ п/п	Показатели	Предложение предприятия на 2026 год					Предложение регулятора на 2026 год				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	Поступление мощности в сеть ВСЕГО	111,275	47,338	0,000	91,059	51,702	111,275	47,338	0,000	91,059	51,702
1.1	из смежной сети, всего			0,000	27,122	51,702			0,000	27,122	51,702
1.1.1	в том числе из сети										
1.1.1.1	ВН			0,000	27,122				0,000	27,122	
1.1.1.2	СН1				0,000	0,000				0,000	0,000
1.1.1.3	СН2					51,702					51,702
1.2	от электростанций ПЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от других организаций	111,275	47,338	0,000	63,937	0,000	111,275	47,338	0,000	63,937	0,000
2	Потери в сети	6,777	1,007	0,000	3,223	2,547	6,777	1,007	0,000	3,223	2,547
2.1	то же в %	6,090	2,128	0,000	3,539	4,926	6,090	2,128	0,000	3,539	4,926
3	Мощность на производственные и хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск мощности потребителям	104,499	46,331	0,000	87,836	49,156	104,499	46,331	0,000	87,836	49,156
4.1	в т.ч. Заявленная (расчетная) мощность собственных потребителей, пользующихся региональными электрическими сетями (конечные потребители)	92,864	17,707	0,000	26,001	49,156	92,864	17,707	0,000	26,001	49,156
4.2	Заявленная (расчетная) мощность потребителей оптового рынка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.3	в другие организации	11,635	1,502	0,000	10,133	0,000	11,635	1,502	0,000	10,133	0,000

Расшифровка по каждому году периода регулирования, в том числе относящегося к разным долгосрочным периодам регулирования, величины, распределенной в целях сглаживания изменения цен (тарифов) в соответствии с абзацами двенадцатым - пятнадцатым пункта 7, абзацами пятнадцатым - семнадцатым пункта 37 и абзацем восьмым пункта 38(3) Основ ценообразования, и величины, распределенной в соответствии с абзацем девятым пункта 38(3) Основ ценообразования, а также график распределения указанных величин, с первого до последнего года распределения, сформированный на момент установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на предстоящий период регулирования

Распределение величины корректировок необходимой валовой выручки по итогам 2024 года в отношении АО "ЭСК" не заявлено и не применялось.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии АО "ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"

Скорректированное предложение АО "ЭСК" на долгосрочный период регулирования, направленное в адрес РСТ Нижегородской области письмом исх.№ 5031 от 31.10.2025г. (вх. №516-531225/25 от 05.11.2025 г.) по тарифам на услуги по передаче электрической энергии на долгосрочный период регулирования 2026-2030 годы составляет:

Год	с 01.01.2026-30.09.2026			с 01.10.2026-31.12.2026		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф, руб./кВт.ч	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф, руб./кВт.ч
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)		Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт в месяц	руб./МВт.ч		руб./МВт в месяц	руб./МВт.ч	
2026	813 880,30	359,93	2,04737	807 101,43	607,60	2,24541
2027	839 892,06	473,65	2,20555	839 892,06	513,66	2,24556
2028	832 880,16	535,21	2,25265	832 880,16	559,36	2,27680
2029	850 697,53	582,82	2,33700	850 697,53	609,12	2,36330
2030	870 081,20	634,66	2,42882	870 081,20	663,31	2,45746

Уровень необходимой валовой выручки, на долгосрочный период регулирования (без учета оплаты потерь):

Год	НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	НВВ на оплату потерь, тыс. руб.
2026	905 060,94	228 725,94
2027	936 138,62	266 832,17
2028	928 516,42	295 883,33
2029	948 709,15	322 316,43
2030	970 663,05	351 110,92

Расчет индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии на долгосрочный период регулирования 2026-2030 гг выполнен в соответствии с разделом VIII методических указаний, утвержденных приказом ФСТ от 06.08.2004г. №20-э/2 "Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке" с учетом основных параметров прогноза социально-экономического развития РФ на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов, опубликованного на официальном сайте Министерства экономического развития РФ 30.09.2024г, а также в соответствии с пп. "б,в" п. 37 "Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг", утвержденных постановлением Правительства от 27.12.2004 №861 без учета объемов отпуска в сети смежных сетевых организаций.

На основании проведенной экспертизы, исходя из представленных расчетных и обосновывающих материалов, с учетом особенностей, определенных Распоряжением Правительства Российской Федерации от 31.10.2025г. №3081-р, экономически обоснованные индивидуальные тарифы (без учета НДС) на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между ПАО «Россети Центр и Приволжье» г. Нижний Новгород и АО "ЭСК", г. Нижний Новгород на долгосрочный период регулирования 2026-2030 годы составят:

Год	01.01.2026-30.09.2026			01.10.2026-31.12.2026		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф, руб./кВт.ч	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф, руб./кВт.ч
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)		Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт в месяц	руб./МВт.ч		руб./МВт в месяц	руб./МВт.ч	
2026	487 139,19	390,95	1,39546	487 139,19	621,78	1,62629
2027	583 889,07	472,97	1,67698	583 889,07	472,07	1,67609
2028	597 206,39	491,89	1,72336	597 206,39	490,95	1,72243
2029	610 918,20	511,56	1,77131	610 918,20	510,59	1,77034
2030	625 036,17	532,03	1,82089	625 036,17	531,02	1,81988

Уровень необходимой валовой выручки, на долгосрочный период регулирования (без учета оплаты потерь):

Год	НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	НВВ на оплату потерь, тыс. руб.
2026	542 852,32	242 459,59
2027	650 667,30	255 357,32
2028	665 507,70	265 571,62
2029	680 787,69	276 194,48
2030	696 520,30	287 242,26

Ставка на оплату технологического расхода (потерь), а также расходы на оплату потерь по предложению РСТ НО выше чем предложение организации, так как расчет соответствующих параметров выполнен АО "ЭСК" некорректно, без учета прогноза параметров социально-экономического развития РФ на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов, опубликованного на официальном сайте Министерства экономического развития РФ 26.09.2025г.