



Основные направления регулирования деятельности территориальных сетевых организаций Челябинской области

Заместитель начальника Управления - начальник
отдела регулирования тарифов на услуги субъектов
естественных монополий Министерства тарифного
регулирования и энергетики Челябинской области

Е.В. Лябова

Челябинск, ноябрь 2017 года





ОСНОВНЫЕ ЦЕЛЕВЫЕ ОРИЕНТИРЫ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3.04.2013 № 511-р)





Нормативно-правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется государственное регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности)

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (ред. Федерального закона от 03.07.2016 № 268-ФЗ, с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 31.07.2016);
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования) (ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 № 1157);
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» (ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 30.09.2016 № 990);
4. Приказ Миэнерго от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении порядка ведения отдельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;
5. Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;



Нормативно-правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется государственное регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности)

6. Приказ ФСТ России 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»;
7. Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (в ред. Приказа ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э);
8. Приказ Минэнерго от 07.08.2014 № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям» (в ред. Приказа Минэнерго России от 31.08.2016 № 875);
9. Приказ Минэнерго от 30.09.2014 № 674 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» (действует до 1.04.2018);
10. Приказ Минэнерго от 26.09.2017 № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» (вступает в силу с 1.04.2018);
11. Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных расходов, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных расходов, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов».



Подходы к регулированию ТСО на 2018 год

№ п/п	Период действия тарифа	2018 год	Период	Нормативно-правовые акты	
				НВВ содержания	Объем потерь
1	Впервые обратившиеся ТСО	Первый год регулирования	2018 г.	Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2	Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 326
2	ТСО с 2015-2017 гг.	Первый год очередного долгосрочного периода регулирования	Не менее 2018-2022 гг.	1) Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 2) Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э 3) Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э	Приказ Минэнерго России от 30.09.2014 № 674
3	ТСО на 2017 г.	Первый год нового долгосрочного периода регулирования		1) Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э 2) Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э 3) Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э – индекс эффективности принимается на уровне 3%	
4	ТСО с 2016-2020 гг.	Очередной год долгосрочного периода регулирования	Корректировка НВВ на 2018 г.	Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э	Долгосрочный параметр тарифного регулирования - уровень потерь, прогнозный баланс электрической энергии
5	ТСО с 2017-2021 гг.				

Анализ роста необходимой валовой выручки ТСО на 2018 год



Согласно Прогнозу социально-экономического развития российской федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов **индексация тарифов для сетевых компаний на 2018 год (исключая население) составит 3%**

Необходимая валовая выручка сетевой организации | рост 3%

НВВ всего = НВВ содержания + НВВ потерь = 0,64 НВВ всего + 0,36 НВВ всего

Доля НВВ потерь в НВВ сетевых организаций в среднем по Челябинской области составляет 36% (min 13%, max 65%)

НВВ потерь | рост 4,8%

НВВ содержания | средний рост - 2% (от -0,34% до 2,7%)

Прогноз социально-экономического развития РФ на 2018 год

ИПЦ 2018 = 3,7%

При условии неизменного количества активов ТСО

Индекс эффективности ОПР	Коэффициент индексации ОПР
1%	1,027
2%	1,016
3%	1,006
4%	0,996
5%	0,985
6%	0,975
7%	0,964
10%	0,933



Шаблоны, обязательные к заполнению ТСО

№ п/п	Название шаблона	Форма шаблона	Основание предоставления	Период	Срок предоставления	Форма предоставления	Направляется
1.	Предложения сетевой организации по технологическому расходу электроэнергии (мощности) - потерям в электрических сетях	шаблон FORM3.1	Приказ ФСТ России от 12.04.2012 № 53-э/1	год	в срок до 1 апреля года, предшествующего очередному периоду регулирования	шаблон, на бумажном носителе	в МТриЭ по системе ФГИС ЕИАС ФАС России
2.	Мониторинг данных по ТСО в рамках применения метода сравнения аналогов (бенчмаркинг)	BENCH.TSO	Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э	год	По запросу ФАС России	шаблон	в МТриЭ по системе ФГИС ЕИАС ФАС России
3.	Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей	46-ЭЭ (передача)	Приказ ФСТ России от 10.02.2006 № 19-э/4	месяц	в срок до 20 числа месяца, следующего за отчетным	шаблон	по системе ФГИС ЕИАС ФАС России в ФАС России
				год	в срок до 10 февраля года, следующего за отчетным		
4.	Тарифное предложение организации	ENERGY.KTL.NE T.PLAN	Регламент МТриЭ	год	до 1 мая	шаблон	в МТриЭ по системе ФГИС ЕИАС ФАС России
5.		ENERGY.KTL.LT.CALC.NVV.NET		год			

КРИТЕРИИ ОТНЕСЕНИЯ ВЛАДЕЛЬЦЕВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ



Министерство тарифного регулирования
и энергетики Челябинской области

проводит анализ соответствия организации критериям ТСО

В соответствии с п.24 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (ПП РФ от 29.12.2011 № 1178) основанием для установления (пересмотра), а также продолжения действия установленной цены (тарифа) на услуги по передаче электрической энергии в отношении юридического лица, владеющего на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, является его соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к ТСО.

публикует до 1 ноября на официальном сайте информацию о ТСО, в отношении которых установлены (пересмотрены, продлены) цены (тарифы) на услуги по передаче на очередной расчетный период регулирования, а также о ТСО, в отношении которых не установлены (пересмотрены, продлены) цены (тарифы)

Итоги применения
ПП РФ № 184

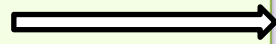
Количество регулируемых субъектов электросетевого комплекса на 2018 год составило **56** и сократилось по отношению к первому (2013) году долгосрочного регулирования **на 50,0 %**.

КРИТЕРИИ ОТНЕСЕНИЯ ВЛАДЕЛЬЦЕВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМ СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ



(Постановление Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184)

с 28.02.2015 года



с 14.10.2016 года



с 1.01.2017 года

Владение на праве собственности или на ином законном основании на **срок не менее очередного расчетного периода регулирования** силовыми трансформаторами, **используемыми** для осуществления **регулируемой деятельности**, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 10 МВА

Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на **срок не менее долгосрочного периода регулирования** трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), **расположенными и используемыми** для осуществления **регулируемой деятельности** в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА

Владение на праве собственности или на ином законном основании на **срок не менее очередного расчетного периода регулирования** линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), используемыми для осуществления регулируемой деятельности, не менее 2: ВН; СН1; СН2; **НН - ниже 1 кВ**

Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на **срок не менее долгосрочного периода регулирования** 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, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 классов напряжения: ВН, СН1, СН2, НН - ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи**

Отсутствие 3 фактов применения понижающих коэффициентов, отражающих уровень надежности и качества, за 3 предшествующих периода регулирования

Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению

Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»

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.

КРИТЕРИИ ОТНЕСЕНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ К СЕТЕВЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ, ОБСЛУЖИВАЮЩИМ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ОДНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ (в редакции ППРФ от 07.07.2015 № 680)



К **моносетевым организациям** относятся ТСО, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно **монопотребителю** (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) **и (или) гарантирующему поставщику** (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии **соответствия одному из следующих критериев:**

доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, **за последний календарный год**, за который имеются отчетные данные, составляет **не менее 80 процентов** суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации

суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, **за последний календарный год**, за который имеются отчетные данные, составляет **не менее 80 процентов** суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период

МТРИЭ на 2017 год были установлены тарифы для одной моносетевой организации.



Определение (корректировка) НВВ на первый (очередной) год

долгосрочного периода



$$НВВ_1^{cod} = ПР_1 + НР_1 + В_1$$

$$НВВ_i^{cod} = ПР_{i-1} \cdot I_i \cdot \left(1 + K_{эл} \cdot \frac{ye_i - ye_{i-1}}{ye_i} \right) \cdot (1 - X_i) + НР_i + В_i + НВВ_{i-2}^{cod} \cdot КНК$$

$B_i = B_i^{инд} + B_i^{коррИП}$ - расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования

$$B_i^{инд} = \Delta ПР_i + \Delta НР_i + ПО_i$$

$\Delta ПР_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов;

$$\Delta ПР_i = ПР_{i-3}^{уст} \cdot (1 - X_i) \times (1 + ИПЦ_{i-2}^{\Phi}) \times (1 + K_{эл} \cdot ИКА_{i-2}^{\Phi}) - ПР_{i-2}^{уст}$$

$\Delta НР_i$ - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

$ПО_i$ - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

$$ПО_i = (Э_{i-2}^{ОТП\Phi} - Э_{i-2}^{ОТП}) \times ЦП_{i-2}^{\Phi} * \alpha_{i-2} + Э_{i-2}^{ОТП} * (ЦП_{i-2}^{\Phi} - ЦП_{i-2}) * \alpha_{i-2}$$



Определение подконтрольных операционных расходов

(в соответствии с ПП РФ от 29.12.2011 № 1178)



Организация
обращается за
установлением
тарифа впервые

Организация
переходит на
долгосрочный
период (впервые
или на очередной)

Организация
обращается для
корректива НВВ в
течении долгосрочного
периода

Применяемые методы для расчета подконтрольных расходов

метод
экономически-
обоснованных
расходов

метод экономически-
обоснованных
расходов
метод сравнения
аналогов

метод индексации
необходимой
валовой выручки

Нормативно-правовые акты, Методические указания

Приказ ФСТ России от
06.08.2004 № 20-э/2

Приказ ФСТ России от
06.08.2004 № 20-э/2
Приказ ФСТ России от
18.03.2015 № 421-э

Приказ ФСТ России
от 17.02.2012 № 98-э





Основные положения:

На основе Методических указаний определяются:

- величина базового уровня операционных, подконтрольных расходов
- индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов

Расчет производится на основании распределения ТСО по группам эффективности по итогам расчета рейтинга эффективности ТСО, с учетом:

- натуральных показателей ТСО
 - приведенные операционные расходы на один километр протяженности линий электропередачи
 - приведенные операционные расходы на один мегавольтампер установленной трансформаторной мощности электрических подстанций
 - приведенные операционные расходы на одну точку присоединения потребителей услуг к электрической сети
- уровня цен и климатических условий в регионе присутствия ТСО





Примечания к алгоритму расчета параметров долгосрочного регулирования

- В случае если необходимые для расчета рейтинга эффективности, величины эффективного и/или базового уровня ОПР данные, не представлены ТСО в орган регулирования, либо представленные данные являются недостоверными, значение **индекса эффективности ОПР принимается в размере 10%**.
 - В случае, если, в соответствии с представленными данными, значение фактических ОПР компании за год, предшествующий периоду регулирования, либо за 2 года, предшествующих периоду регулирования, в процентном исчислении превышает значение ОПР, установленное регулирующим органом для компании n на соответствующий год, более, чем на 30 процентов (в соответствии с формулой)
 - $$D = \frac{b}{p} * x^n - b * 100\%$$
 где b, p – заданные параметры, x^n - индекс эффективности
- установление базового уровня ОРЕХ** такой компании осуществляется **в соответствии с действующим для компании долгосрочным методом регулирования.**
- Для организаций, переход на долгосрочный метод регулирования которых осуществляется в предстоящем периоде регулирования, либо в году предшествующем периоду регулирования значение **индекса эффективности ОПР устанавливается на уровне 3%**.

Методология сравнительного анализа



Алгоритм расчета параметров долгосрочного регулирования

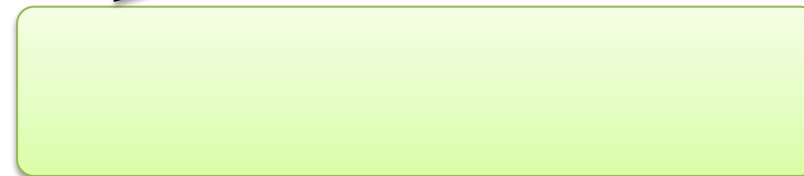
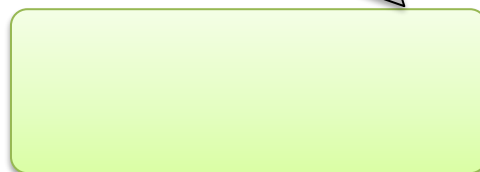
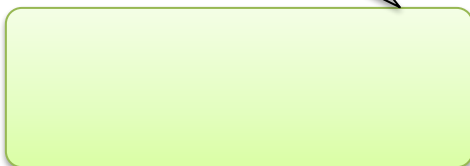
Уровень методики: Коэффициенты нормализации

Уровень принятия решений РЭК: ОПРХ и X-фактор

Определяется рейтинг компании

Определяется достигнутая эффективность относительно 2014 года

Рассчитывается эффективный уровень ОПРХ на 2018 год, в зависимости от достигнутого уровня эффективности с 2014 года



$$R_i^n \Rightarrow x^n = 1\% - 7\%, 10\%$$

$$k_n \geq -x^n/100 \Rightarrow \text{Эф.ОПРХ}_{m+1}^n = (1 - k^n - x^n) * \text{ОПРХ}_{m-1}^n * (1 - x^n)^2 * (1 + \text{ИПЦ}_m^n) * (1 + \text{ИПЦ}_{m+1}^n) * (1 + \text{ИКА}_m^n) * (1 + \text{ИКА}_{m+1}^n)$$

$$k_n < -x^n/100 \Rightarrow \text{Эф.ОПРХ}_{m+1}^n = \text{ОПРХ}_{m-1}^n * (1 - x^n)^2 * (1 + \text{ИПЦ}_m^n) * (1 + \text{ИПЦ}_{m+1}^n) * (1 + \text{ИКА}_m^n) * (1 + \text{ИКА}_{m+1}^n)$$

$$\text{ОПРХ}_n^{m+1} = \text{Эф. ОПРХ}_n^{m+1} \times 30\% + \text{ЭОТ ОПРХ}_n^{m+1} \times 70\%$$

<p>Расчет рейтинга эффективности проводится с использованием нормализованных удельных показателей, определенных по данным за 3 года</p>	<p>Величина эффективного уровня ОПР определяется на основании расчета коэффициента изменения рейтинга эффективности за 2014-2016 гг.</p>	<p>Базовый уровень ОПР ТСО определяется в 70% доле от уровня ОПР, рассчитанных в соответствии с Приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98, и 30% доле от величины эффективного уровня ОПР</p>
---	--	--

Определение величины (уровня) потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на первый год долгосрочного периода



Начиная с конца 2014 года в рамках своих полномочий Министерство утверждает величину (уровень) технологического расхода (потерь) электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в соответствии с

- Приказом Минэнерго от 07.08. 2014 № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям»;
- Приказом Минэнерго от 30.09.2014 № 674 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» (далее – Приказ № 674);
- Приказом Минэнерго России от 26.09.2017 № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» (далее – Приказ № 887).

до 1.04.2018

с 1.04.2018

Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на основе сравнительного анализа определяются по следующим уровням напряжения:

- высокое напряжение (ВН) - 110 кВ и выше, за исключением объектов электросетевого хозяйства и (или) их части, переданных в аренду организацией по управлению ЕНЭС территориальным сетевым организациям;
- среднее первое напряжение (СН1) - 35 кВ;
- среднее второе напряжение (СН2) - 20-1 кВ;
- низкое напряжение (НН) - ниже 1 кВ.





Определение величины (уровня) потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на первый год долгосрочного периода

Величина потерь электрической энергии определяется регулирующим органом исходя из уровня потерь электрической энергии и величины планового отпуска электрической энергии в сеть.

- Уровень потерь электрической энергии определяется как минимальное значение из норматива потерь соответствующей группы ТСО и уровня напряжения, утвержденного приказом Минэнерго, и уровня фактических потерь электрической энергии за последний истекший год на соответствующем уровне напряжения ТСО.
- При этом указанные группы ТСО для конкретной организации определяются в зависимости от ее отпуска электрической энергии в электрическую сеть, протяженности линий электропередач в одноцепном выражении, соотношения протяженности воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) линий электропередачи в одноцепном выражении $(ВЛ/(ВЛ+КЛ)*100\%)$ за базовый год.
- На каждый последующий год долгосрочного периода регулирования уровень потерь электрической энергии устанавливается регулирующим органом равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.





Нормативы потерь электрической энергии (в соответствии с Приказом № 674)

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть / протяженность линий электропередачи в одноцепном выражении, тыс. кВт·ч /км	Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций от отпуска электрической энергии в электрическую сеть, %
Высокое напряжение	
1 500 и менее	6,03
1 500 – 10 000	4,00
10 000 и более	2,07
Среднее первое напряжение	
200 и менее	7,50
200 - 1 000	5,40
1 000 и более	3,22





Нормативы потерь электрической энергии

(в соответствии с Приказом № 674)

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть / протяженность линий электропередачи в одноцепном выражении, тыс. кВт·ч / км	Соотношение протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %	Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций от отпуска электрической энергии в электрическую сеть, %
Среднее второе напряжение		
менее 1 000	менее 30	6,12
более 1 000	менее 30	6,48
менее 1 000	более 30	7,84
более 1 000	более 30	4,85
Низкое напряжение		
менее 1 000	менее 30	7,27
более 1 000	менее 30	12,02
менее 1 000	более 30	12,76
более 1 000	более 30	8,08



Изменения Методики определения нормативов потерь электрической энергии

- 9 октября 2016 г. вступил в силу приказ Минэнерго России от 31.08.2016 № 875 «О внесении изменений в Методику определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденную приказом Минэнерго России от 07.08.2014 № 506», направленный на совершенствование методологии проведения сравнительного анализа потерь.
- Математическая модель, применяемая при проведении сравнительного анализа, расширена дополнительными влияющими факторами, а также усовершенствованы принципы формирования выборки модели, что позволяет повысить эффективность результатов анализа.
- 26 сентября 2017 г. приказом Минэнерго России от № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» утверждены нормативы потерь на основе обновленной Методики. Приказ вступает в силу 1 апреля 2018 г.





Нормативы потерь электрической энергии (в соответствии с Приказом № 887)

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть/суммарная протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, тыс. кВт ч/км	Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт ч/МВ А	Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Высокое напряжение		
3500 и менее	2 000 и менее	5,02
3500 и менее	более 2 000	4,75
более 3500	2 000 и менее	3,33
более 3500	более 2 000	2,30
Среднее первое напряжение		
700 и менее	2 000 и менее	5,77
700 и менее	более 2 000	4,96
более 700	2 000 и менее	5,45
более 700	более 2 000	4,07





Нормативы потерь электрической энергии (в соответствии с Приказом № 887)

Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %	Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт ч/ МВ А	Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Среднее второе напряжение		
более 30	2 000 и менее	8,49
более 30	более 2 000	7,36
30 и менее	2 000 и менее	6,17
30 и менее	более 2 000	6,08
Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении <1>, %		Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Низкое напряжение		
более 30		13,49
30 и менее		10,49

<1> При определении протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи низкого напряжения учитываются только трехфазные участки линий.



Определение величины (уровня) потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на очередной год долгосрочного периода

Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется как произведение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям и величины планового отпуска электрической энергии в сеть



Потери рассчитываются по каждому уровню напряжения

Предложения ТСО по потерям в электрических сетях направляются в МТРИЭ до **1 апреля**
Корректировка предложения возможна до 15 августа



Определение величины (уровня) потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на первый год долгосрочного периода

$$N = \frac{\sum (W_{\text{OCi}} \times n_i)}{W_{\text{OCсумм}}} \times 100,$$

где:

i - уровень напряжения;

W_{OCi} - величина отпуска электрической энергии в сеть ТСО 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 ТСО, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт·ч);

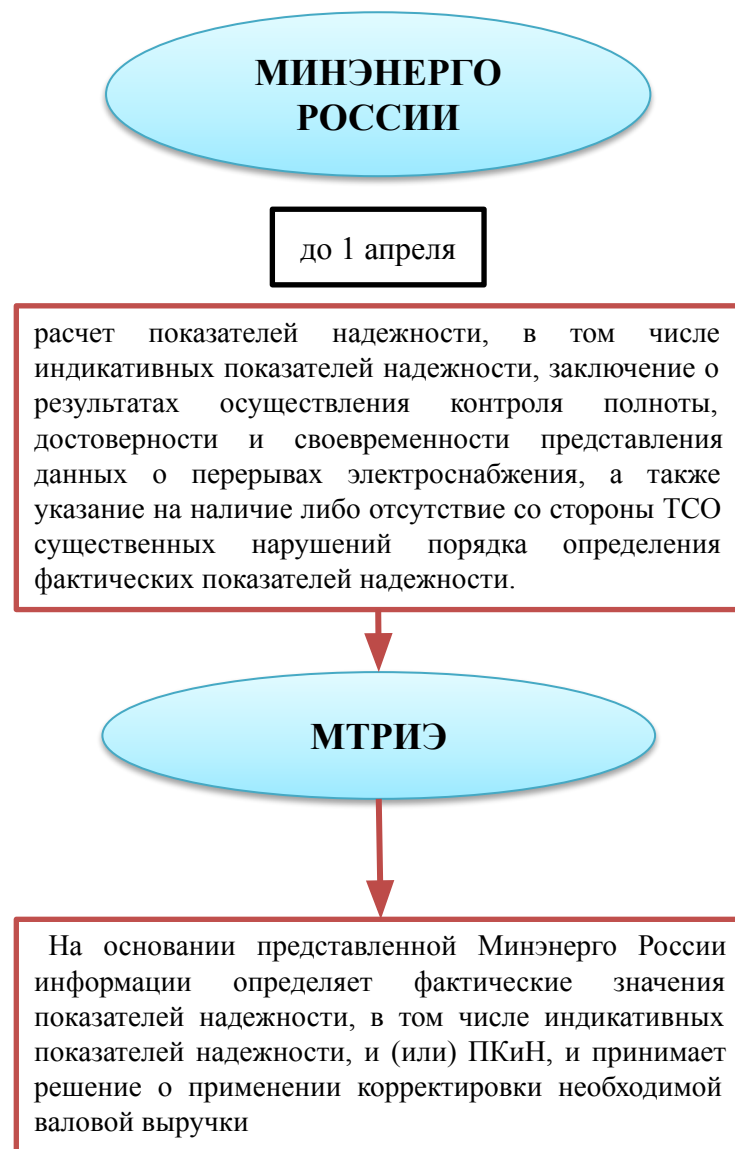
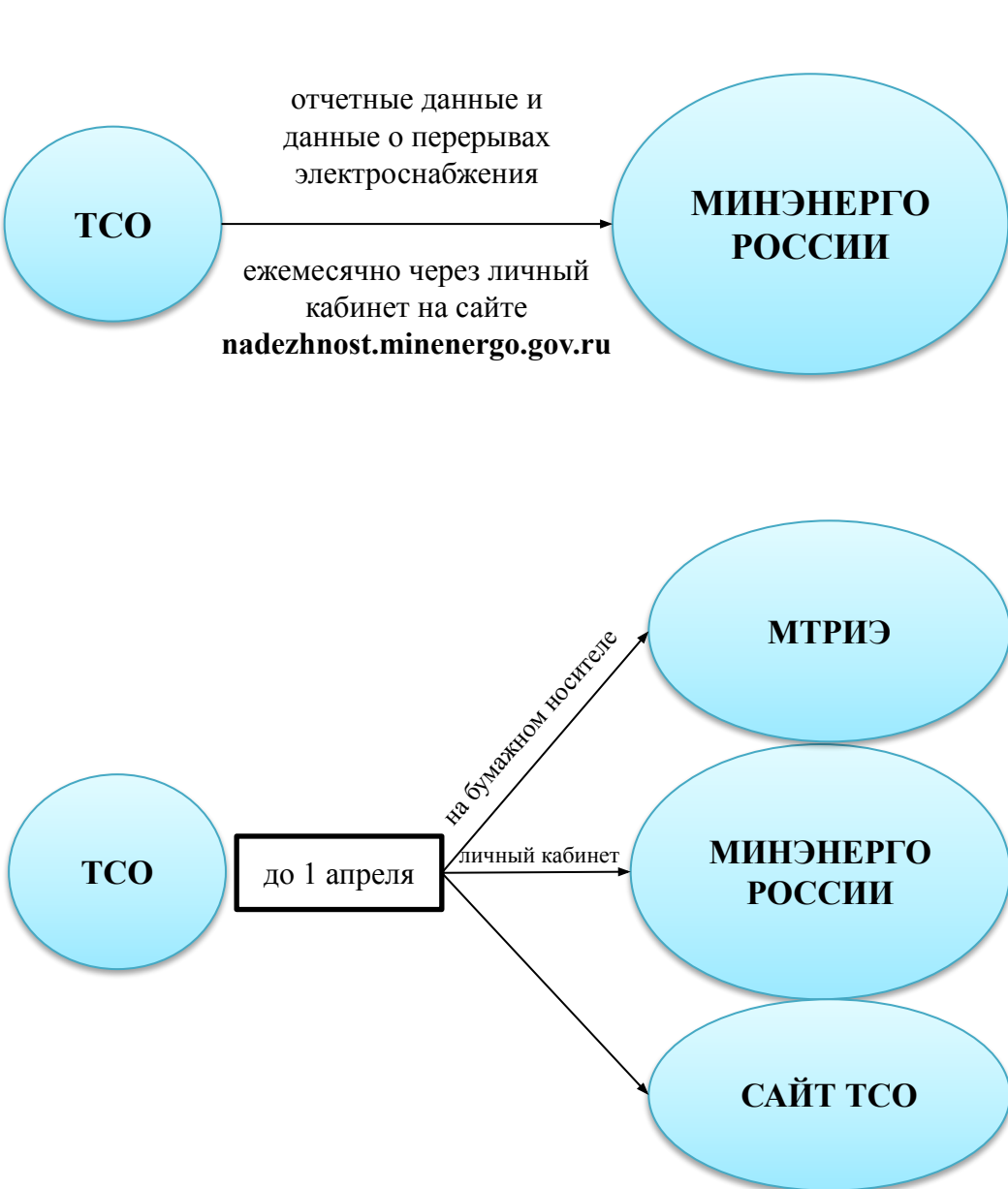
$W_{\text{OCсумм}}$ - величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть ТСО за последний истекший год за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду ТСО, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт·ч);

n_i - минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы ТСО на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год.





Показатели надежности и качества поставляемых товаров (оказываемых услуг)





Показатели надежности и качества

Для ТСО, долгосрочный период
которых начался до 2018 года

Для ТСО, долгосрочный период
которых начался с 2018 года

1. Показатель надежности оказываемых услуг ТСО

Показатель средней продолжительности
прекращений передачи электрической
энергии (**Пп**)

1. Показатель средней
продолжительности прекращения
передачи электрической энергии на точку
поставки (**П_{saidi}**),
2. Показатель средней частоты
прекращения передачи электрической
энергии на точку поставки (**П_{saiifi}**)

2. Показатели качества обслуживания потребителей услуг ТСО

1. Показатель уровня качества
оказываемых услуг технологического
присоединения (**Птпр**)
2. Показатель уровня качества
обслуживания потребителей услуг (**Птсо**)

Показатель уровня качества
осуществляемого технологического
присоединения к сети (**Птпр**)





Определение плановых значений показателей надежности и качества поставляемых товаров (оказываемых услуг)

- Устанавливаются на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.
- Определяются для каждой сетевой организации:
 - а) для первого расчетного периода регулирования:
 - ❖ начавшегося до 2018 года исходя из **средних фактических значений** ПКиН за предыдущие расчетные периоды в пределах долгосрочного периода регулирования, суммарно **не более пяти**, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования.
 - ❖ начинающегося с 2018 года и позднее плановые значения определяются как **минимальное значение из фактических значений ПКиН** в последнем отчетном периоде регулирования и **средних фактических значений ПКиН** за предыдущие расчетные периоды регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования, суммарно **не более трех**, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования, с применением темпа улучшения ПКиН (p);
 - б) для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования плановые значения ПКиН определяются для каждого i -го показателя из числа показателей надежности и качества услуг.



Порядок определения плановых и фактических значений показателей уровня надежности для территориальных сетевых организаций (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года и позднее)

Устанавливаются на каждый расчетный период регулирования исходя из:

- фактических ПКиН, за предыдущие отчетные расчетные периоды регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются данные на момент установления плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг на следующий долгосрочный период регулирования;
- принадлежности ТСО к группе ТСО, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности;
- динамики улучшения фактических значений ПКиН, определенной исходя из базовых значений показателей надежности для группы ТСО.

Для первого расчетного периода регулирования плановые значения определяются исходя из:

- минимального значения из фактического значения показателей уровня надежности оказываемых услуг за период, предшествующий текущему, и среднего значения фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг за периоды, предшествующие текущему, но не более трех расчетных периодов;
 - единоразового улучшения минимального значения с применением темпа улучшения показателей надежности.
- ❖ В случае отсутствия у ТСО данных для первого расчетного периода регулирования плановое значение соответствующего показателя устанавливается по имеющимся данным за неполный расчетный период, с приведением их до значений за полный период, а также по имеющимся данным первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии, произошедшим на объектах такой сетевой организации, в том числе учитываемым для определения показателей надежности оказываемых услуг и индикативных показателей надежности оказываемых услуг сетевыми организациями, начиная с 2014 года.
- ❖ Для ТСО, у которых **впервые начинается долгосрочный период регулирования**, плановые значения для первого расчетного периода регулирования приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг для группы ТСО, к которой принадлежит такая организация.



Индикативные показатели уровня надежности оказываемых услуг сетевыми организациями и порядок их расчета

Индикативные показатели надежности оказываемых услуг определяются средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг в течение расчетного периода регулирования.

При расчете индикативных показателей надежности, связанных с проведением ремонтных работ, под продолжительностью прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации определяется интервалом времени от момента начала ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации, сопровождаемых полных (частичным) ограничением режима потребления электрической энергии потребителей услуг сетевой организации, до момента окончания работ на объектах электросетевого хозяйства данной сетевой организации, но не превышающий интервал времени до момента восстановления режима потребления электрической энергии потребителям услуг сетевой организации.



Порядок расчета базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики их улучшения для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов

При формировании плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг для ТСО, чей период регулирования начался с 2018 года, применяется **метод сравнения аналогов**, основанный на сравнении показателей деятельности ТСО, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности.

Расчет базовых значений показателей надежности, для групп ТСО с применением метода сравнения аналогов осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации в следующем порядке:

- для определения базового значения показателей уровня надежности оказываемых услуг ТСО, вошедшие в репрезентативную выборку, в соответствии с данными об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности ТСО распределяются на группы ТСО по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и по показателю средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки;
 - базовое значение каждого из показателей надежности, для групп ТСО с применением метода сравнения аналогов определяется как среднее из фактических значений ТСО, включенных в *m*-ю группу ТСО, за предыдущие расчетные периоды, суммарно не более трех, по которым на момент определения базового значения имеются отчетные данные.
- Расчет значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых для групп ТСО с применением метода сравнения аналогов осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации на основе анализа отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и индикативных показателей уровня надежности, а также динамики фактических значений показателей за предыдущие отчетные периоды и их соотношений с плановыми значениями показателей надежности.
- Расчет коэффициента максимальной динамики улучшения значений показателей надежности, для групп ТСО с применением метода сравнения аналогов определяется Министерством энергетики Российской Федерации с учетом анализа отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и индикативных показателей надежности, и изменений фактических значений показателей за предыдущие отчетные периоды



- ИПР организаций электросетевого комплекса на основании целевых показателей надежности и качества оказания услуг по передаче электрической энергии.
- Ограничение стоимости мероприятий ИПР на основании утверждаемых Минэнерго России укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики.
- Расширение перечня подлежащей раскрытию информации об ИПР субъектов электроэнергетики (отчетах о реализации ИПР).
- Использование для целей утверждения ИПР субъектов электроэнергетики и осуществления контроля за их реализацией информации об ИПР (отчетах о реализации ИПР), раскрываемой субъектами электроэнергетики на официальном сайте Единого портала государственных и муниципальных услуг (функций)» (www.gosuslugi.ru).
- Обязательное общественное обсуждение проектов ИПР электросетевых организаций.
- Участие советов потребителей на всех этапах утверждения ИПР электросетевых организаций.
- **Утверждение ИПР сетевых организаций, предусматривающих строительство новых линий электропередачи и трансформаторных подстанций при условии, если такие мероприятия предусмотрены утвержденными в установленном порядке схемой и программой развития ЕЭС России, схемами и программами развития электроэнергетики субъектов РФ.**
- Рассмотрение неурегулированных разногласий, возникающих при рассмотрении проектов ИПР, а также обращений советов потребителей по вопросам учета замечаний, полученных в ходе общественного обсуждения проектов ИПР, на заседании Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики (высшими исполнительными органами государственной власти соответствующих субъектов РФ).
- Использование результатов технологического и ценового аудита при принятии Минэнерго России и уполномоченными органами исполнительной власти субъектов РФ решений об утверждении ИПР, а также при осуществлении контроля за их реализацией.



Нормативно-правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется государственное регулирование инвестиционных программ ТСО

№ п/п	Дата и номер НПА	Наименование НПА	Примечание
Постановления Правительства Российской Федерации			
1	от 1 декабря 2009 № 977	«Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»	Определен порядок утверждения инвестиционных программ (далее – ИПР) субъектов электроэнергетики, соответствующих критериям отнесения субъектов электроэнергетики к числу субъектов, ИПР которых (включая определение источников их финансирования) утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и (или) органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, установленным Правительством Российской Федерации, и порядок внесения изменений в ИПР.
2	от 21 января 2004 № 24	Пункты 11ж), 11ж(1) Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»	Территориальная сетевая организация (далее – ТСО) публикует на своем официальном сайте информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» информацию: - об ИПР (о проекте ИПР и (или) проекте изменений, вносимых в ИПР и обосновывающих ее материалы); - об отчетах о реализации ИПР и об обосновывающих их материалах.
3	от 27 июня 2013 № 543	Пункт 4 Постановления Правительства Российской Федерации «об утверждении формы отчета об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения»	Пункт 4: Государственный контроль (надзор) осуществляется Федеральной антимонопольной службой и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).
Приказы ФСТ России (с 21.07.2015 ФАС России)			
4	от 20 февраля 2014 № 202-э	«Об утверждении формы отчета об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения»	Утверждена форма отчета об использовании инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики и в сфере теплоснабжения.



Нормативно-правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется государственное регулирование инвестиционных программ ТСО

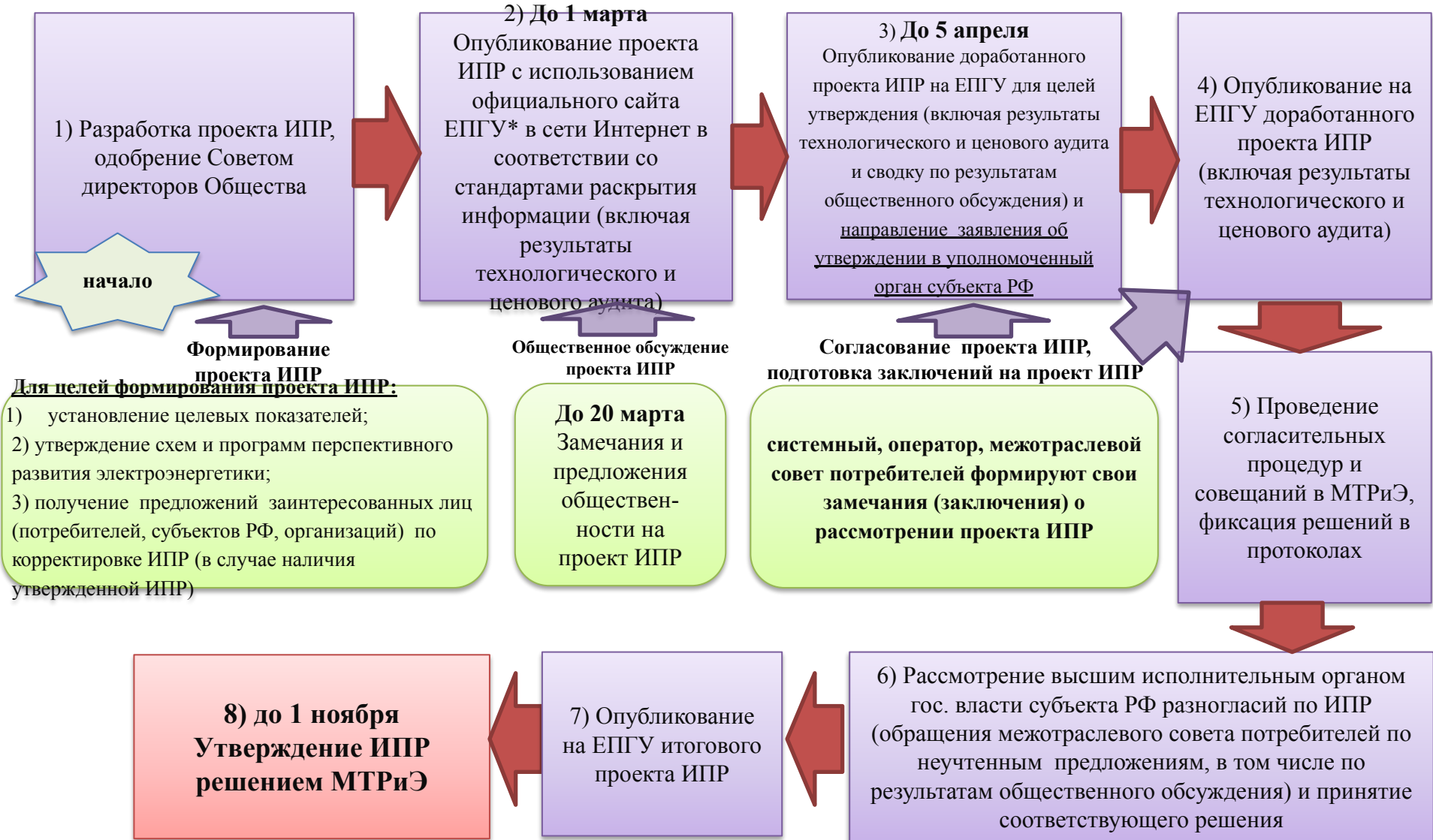
№ п/п	Дата и номер НПА	Наименование НПА	Примечание
Приказы Минэнерго России			
5	от 24 марта 2010 № 114	«Об утверждении формы инвестиционной программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций»	Утверждены: - формы отчета о выполнении инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций за квартал (не позднее 30 дней).
6	от 10 июня 2014 № 346	«Об утверждении порядка установления целевых показателей для целей формирования инвестиционных программ сетевых организаций, в том числе организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью»	Порядок установления целевых показателей для целей формирования инвестиционных программ сетевых организаций
7	от 05.05.2016 № 380	«Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором - четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта "ж" пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. N 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах»	Утверждены формы раскрытия информации об инвестиционной программе при подаче заявления ТСО на утверждение (корректировку) инвестиционной программы, правила заполнения указанных форм и требования к форматам представления.



Нормативно-правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется государственное регулирование инвестиционных программ ТСО

№ п/п	Дата и номер НПА	Наименование НПА	Примечание
Приказы Минэнерго России			
8	от 14.03.2016 № 177	«Об утверждении Методических указаний по расчету количественных показателей инвестиционных программ сетевых организаций»	Определены перечень количественных показателей инвестиционной программы, а также порядок расчета плановых и фактических значений количественных показателей.
9	от 8.02.2016 № 75	«Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»	Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства разработаны в целях определения объема финансовых потребностей.
10	от 14.01.2016 № 10	«Об утверждении Методических указаний по определению субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, в том числе субъектами естественных монополий, за исключением потребителей электрической энергии, идентификаторов инвестиционных проектов»	Устанавливают порядок определения идентификаторов инвестиционных проектов, раскрываемых субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии в соответствии со стандартами раскрытия информации
11	от 13.04.2017 № 310	«Об утверждении формы финансового плана субъекта электроэнергетики, правил заполнения указанной формы и требований к форматам электронных документов, содержащих информацию о финансовом плане субъекта электроэнергетики»	Установлена форма финансового плана, обязательного к представлению в составе информации о проекте инвестиционной программы, а также правила его заполнения
Приказы ФСТ России (с 21.07.2015 ФАС России)			
12	от 5.09.2011 № 12-0624	О предоставлении информации об инвестиционной программе в шаблоне NET.INV	Поквартально (нарастающим итогом) предоставление ТСО в Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области информации об инвестиционных программах в формате шаблона ЕИАС ФАС России «Мониторинг принятых инвестиционных программ субъектами Российской Федерации по сетевым организациям» (NET.INV). Слайд 34

Порядок утверждения Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области инвестиционных программ (ИПР) сетевых организаций (с 2016 года)



Порядок взаимодействия МОСП, ТСО и МТРИЭ на всех этапах рассмотрения, утверждения (корректировки) инвестиционных программ ТСО Челябинской области



1. Общественное обсуждение проекта ИПР до подачи заявления ТСО в МТРИЭ в срок до 5 апреля

ТСО

До 1 марта (одновременно с размещением) уведомляет о размещении проекта ИПР

До 1 марта размещает проект ИПР (также на своем оф. сайте)

До 20 марта направляет предложения к проекту ИПР

ЕПГУ

МОСП

2. Рассмотрение проекта ИПР по заявлению ТСО в срок до 5 апреля

после 5 апреля размещает уведомление о принятии к рассмотрению проекта ИПР

в течение 20 календарных дней со дня получения уведомления от МТРИЭ размещает заключение по результатам рассмотрения проекта ИПР

МТРИЭ

после 5 апреля направляет уведомление о принятии к рассмотрению проекта ИПР

Взаимосвязь документов территориального планирования Челябинской области и инвестиционных программ территориальных сетевых организаций



В соответствии с п. 69 ПП № 977 создание объектов ИПР федерального, регионального, местного значения должны отображаться в документах территориального планирования

На основании закона ЧО 256-ЗО отражаются в ДТП объекты регионального, местного значения

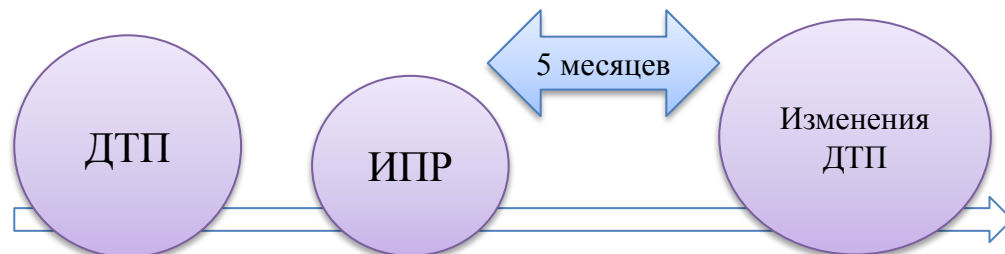
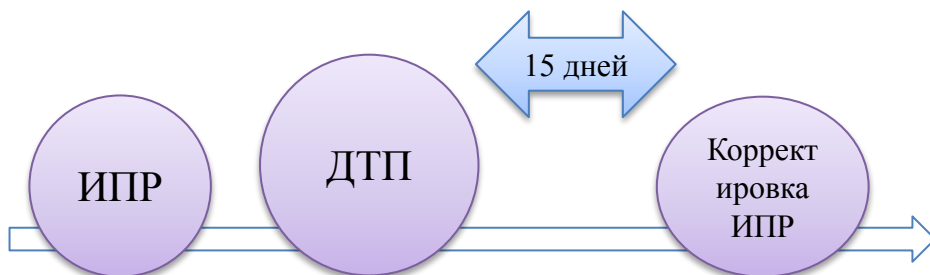
На основании п. 3 ст 19, п. 5 ст 23 Градостроительного кодекса РФ отражаются в ДТП объекты местного значения

Взаимодействие ТСО, органов местного самоуправления, Министерства тарифного регулирования и энергетики ЧО по приведению ИПР в соответствие документам территориального планирования (ДТП)



ИПР утверждается до утверждения ДТП и предусматривает создание объектов федерального, регионального и местного значения, не предусмотренных в ДТП

ИПР утверждается после утверждения ДТП, и предусматривает создание объектов федерального, регионального и местного значения, не предусмотренных в ДТП



- В соответствии с п. 69 ПП № 977 в течении 15 календарных дней со дня опубликования решения об утверждении ДТП в ИПР вносятся изменения в части исключения мероприятий, не учтенных в ДТП, без прохождения этапа общественного обсуждения

- В соответствии с п. 7 ст. 26 Градостроительного кодекса РФ в течении 5 месяцев с даты утверждения ИПР в ДТП при необходимости вносятся изменения в части включения мероприятий ИПР, или исключения мероприятий, не учтенных в ДТП из ИПР

Контроль за реализацией инвестиционных программ территориальных сетевых организаций



ТСО

- шаблон ЕИАС ФАС России NET.INV
- формы, утвержденные приказом ФСТ России от 20.02.2014 № 202-э

отчеты об использовании инвестиционных ресурсов

МТРИЭ

ежеквартально не позднее 30 дней
по истечении очередного квартала;
ежегодно не позднее 1 апреля года,
следующего за отчётным периодом

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 **информация об инвестиционных программах** (проектах инвестиционных программ) территориальных сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области, **и отчетах об их реализации раскрывается с использованием официального сайта федеральной государственной информационной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)»** в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Контроль за реализацией инвестиционных программ территориальных сетевых организаций



Осуществляется Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в форме:

- **анализа заключений (отчетов) о проведении технологического и ценового аудита отчетов о реализации инвестиционных программ и (или) инвестиционных проектов (при их наличии);**
- **анализа отчетов о реализации инвестиционных программ, в том числе об использовании средств, предусмотренных в качестве источников финансирования инвестиционных программ;**
- **анализа отчетов об осуществленных закупках товаров, работ и услуг для целей реализации инвестиционных проектов;**
- **проведения плановых и внеплановых проверок;**
- **анализа исполнения предписаний должностных лиц Минэнерго России, решений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики и (или) высших исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации**

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.06.2013 № 543 **Отчеты о проведении систематического наблюдения и анализа за использованием инвестиционных ресурсов, включенных в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики, по формам приказа ФСТ России от 20.02.2014 № 201-э** подписываются руководителем или заместителем руководителя Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области до принятия решения об установлении цен (тарифов) и прилагаются к делу об установлении цен (тарифов)

План-график прохождения этапов утверждения ИПР



№	Исполнитель	Действия	Действия	Сроки
Предложения по коррективу утвержденной ИПР				
1	Лица, прошедшие авторизацию в ФГИС «ЕСИА»	Направляют предложения по корректировке утвержденной ИПР	ТСО, на официальном сайте ФГИС «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее - официальный сайт системы)	до 15 января года, предшествующего периоду, реализации мероприятий ИПР
2	ТСО	Рассматривает предложения по корректировке утвержденной ИПР	на официальном сайте системы	до 15 января года, предшествующего периоду, реализации мероприятий ИПР
3	ТСО	Опубликовывает сводку размещенных на официальном сайте системы предложений с указанием по каждому предложению своей позиции, содержащей информацию об учете такого предложения в проекте изменений в инвестиционную программу или о мотивированном отказе от его учета	на официальном сайте системы	не позднее дня размещения информации об инвестиционной программе (п.4)
Общественное обсуждение проекта ИПР				
4	ТСО	В соотв. с подпунктом «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации (ПП от 21.01.2004 № 24) размещает информацию об ИПР (о проекте ИПР и (или) проекте изменений, вносимых в ИПР)	на официальном сайте системы	ежегодно, до 1 марта
5	ТСО	Направляет(размещает) уведомление о размещении на официальном сайте системы проекта ИПР, содержащее указание на дату и место размещения (полный электронный адрес)	в Межотраслевые советы потребителей (на официальном сайте системы, на официальном сайте ТСО)	в день размещения информации о проекте ИПР
6	Лица, прошедшие авторизацию в ФГИС «ЕСИА»	Размещают свои предложения к проекту ИПР	ТСО, на официальном сайте системы	до 20 марта года, в котором проект ИПР был размещен на официальном сайте системы
7	ТСО	Рассматривает предложения к проекту ИПР	на официальном сайте системы	до 20 марта года, в котором проект ИПР был размещен на официальном сайте системы
8	ТСО	Размещает сводку поступивших предложений с указанием по каждому из них мотивированной позиции, а также размещает проект ИПР, доработанный по результатам общественного обсуждения	на официальном сайте системы	не позднее 5 апреля



№	Исполнитель	Действия		Сроки
Принятие проекта ИПР к рассмотрению				
9	ТСО	Направляет заявление	МТРИЭ, с использованием официального сайта системы	не позднее дня размещения проекта ИПР (п.8), но не позднее 5 апреля
10	МТРИЭ	Направляет мотивированный отказ в рассмотрении заявления с указанием замечаний, носящих исчерпывающий характер (заявление не в полном объеме или не по установленной форме)	ТСО, с использованием официального сайта системы	не позднее 5 рабочих дней со дня поступления заявления
11	ТСО	Повторно направляет заявление и прилагаемые к нему материалы	МТРИЭ, с использованием официального сайта системы	не позднее дня раскрытия информации о проекте ИПР после устранения замечаний, но не позднее 10 календарных дней со дня направления замечаний от МТРИЭ
12	МТРИЭ	Направляет мотивированный отказ в рассмотрении заявления и прилагаемых к нему материалов с указанием замечаний, носящих исчерпывающий характер (в случае нарушения сроков п.8, п.9, п.11)	ТСО, с использованием официального сайта системы	не позднее 5 рабочих дней со дня поступления заявления и прилагаемых к нему материалов
13	МТРИЭ	Направляет (размещает) уведомление о принятии к рассмотрению проекта ИПР	ТСО, с использованием официального сайта системы (на официальном сайте системы)	не позднее 5 рабочих дней со дня поступления заявления и прилагаемых к нему материалов
14	МТРИЭ	Направляет уведомление о принятии к рассмотрению проекта ИПР	системному оператору (>110кВ, >5МВт), межотраслевому совету потребителей	одновременно с размещением на официальном сайте системы (п.13)

Доработка проекта ИПР (при наличии замечаний к проекту ИПР)

15	Системный оператор, Межотраслевой совет потребителей	Размещает заключение по результатам рассмотрения проекта инвестиционной программы, включая при необходимости мотивированные замечания о его доработке	на официальном сайте системы	в течение 20 календарных дней со дня получения уведомления о принятии к рассмотрению проекта ИПР
16	МТРИЭ	Готовит заключения по результатам рассмотрения проекта инвестиционной программы и при наличии замечаний - исчерпывающий перечень таких замечаний, оценку ценовых (тарифных) последствий, соответствия проекта ИПР целевым ПКИИ; Направляет свои замечания к проекту ИПР, подготовленные с учетом рассмотрения заключений на проект ИПР (п.15, п. 16)	ТСО, с использованием официального сайта системы	не позднее 35 календарных дней со дня размещения уведомления о принятии к рассмотрению проекта ИПР
17	ТСО	Размещает в соответствии со стандартами раскрытия информации доработанный проект ИПР с учетом замечаний (п.15, п.18) пояснительную записку, содержащую информацию об учете предложений МОСП по доработке проекта ИПР или о мотивированном отказе от их учета, а также при наличии - заключение по результатам проведения технологического и ценового аудита доработанного проекта ИПР	на официальном сайте системы	не позднее 85 календарных дней со дня размещения уведомления о принятии к рассмотрению проекта ИПР





№	Исполнитель	Действия		Сроки
18	ТСО	Направляет уведомление о доработанной ИПР; вместе с ним направляется пояснительная записка, содержащая информацию об учете в доработанном проекте ИПР указанных замечаний или о мотивированном отказе от учета таких замечаний	МТРИЭ, с использованием официального сайта системы	в день размещения информации о доработанном проекте ИПР (п.17)
19	МТРИЭ	Направляет мотивированный отказ в рассмотрении уведомления и доработанного проекта ИПР с указанием замечаний, носящих исчерпывающий характер (размещение инф-ии о проекте ИПР и материалов не полном объеме и (или) не по установленной форме)	ТСО, с использованием официального сайта системы	не позднее 5 рабочих дней со дня поступления уведомления о доработанной ИПР
20	ТСО	Повторно направляет уведомление о доработанном проекте ИПР и прилагаемые к нему материалы	МТРИЭ, с использованием официального сайта системы	не позднее дня раскрытия информации о доработанном проекте ИПР после устранения замечаний, но не позднее 5 рабочих дней со дня направления замечаний (п.19)
21	МТРИЭ	Размещает уведомление о принятии к рассмотрению доработанного проекта ИПР, а также направляет такое уведомление с использованием официального сайта системы субъекту электроэнергетики	ТСО, с использованием официального сайта системы	в течение 5 рабочих дней со дня поступления уведомления о доработанной ИПР
22	МТРИЭ	Направляет уведомление о принятии к рассмотрению проекта ИПР с прилагаемыми материалами	системному оператору (>110кВ, >5МВт), межотраслевому совету потребителей	одновременно с размещением на официальном сайте системы (п.21)
Утверждение ИПР				
23	ТСО	Размещает итоговый проект ИПР, доработанный в соответствии с согласованными решениями согласительных совещаний	на официальном сайте системы	* не позднее 15 октября; * не позднее 15 календарных дней со дня получения протоколов согласительных совещаний
24	ТСО	Направляет уведомление, содержащее указание на дату и место размещения на официальном сайте системы (полный электронный адрес) итогового проекта ИПР	МТРИЭ, с использованием официального сайта системы	одновременно с размещением на сайте
25	МТРИЭ	Направляет отказ в утверждении ИПР, а также соответствующее уведомление, в случае непоступления уведомления о размещении доработанного проекта ИПР или итогового проекта ИПР	ТСО, системному оператору, межотраслевому совету потребителей	в течение 10 календарных дней со дня истечения сроков направления уведомления, размещения проектов ИПР
26	МТРИЭ	Утверждает ИПР с учетом результатов осуществления контроля за реализацией ИПР в предыдущих периодах при отсутствии замечаний и предложений к проекту ИПР		* до 1 ноября года, предшествующего периоду реализации ИПР * в течение 15 рабочих дней после размещения итогового проекта ИПР (при проведении согласительных совещаний)
27	МТРИЭ	Направляет (размещает) решение об утверждении ИПР	ТСО, с использованием официального сайта системы (на официальном сайте системы)	не позднее 5 рабочих дней со дня принятия решения об утверждении



Благодарю за внимание.

