

РЕЗЕРВЫ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПАО «ФСК ЕЭС»

АВТОРЫ:

РЯБИН Т.В.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

КАЛИНКИНА М.А.
К.Т.Н.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ПАРИНОВ И.А.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Для каждой электрической сети существует свой индивидуальный технико-экономический и допустимый уровень потерь электроэнергии, учитывающий ее технологические и стоимостные особенности. Поэтому задания на снижение потерь электроэнергии должны разрабатываться адресно, с учетом комплексной оценки всех показателей, влияющих на уровень потерь.

Ключевые слова: потери электроэнергии; базовая линия потерь электроэнергии; резерв и условия внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии; предельные уровни потерь электроэнергии.



Потери электроэнергии в воздушных линиях составляют три четверти от суммарных потерь в ЕНЭС

ВВЕДЕНИЕ

Тема потерь электроэнергии на протяжении всего периода становления, развития и реформирования сетевого комплекса России не перестает быть актуальной. Известно, что в зависимости от состава оборудования, его загрузки, особенностей схемных решений, номинального напряжения электрической сети, режимных характеристик, структуры потребителей, в том числе не зависящих от сетевых организаций, уровень потерь электроэнергии в различных электрических сетях отличается в разы.

В соответствии со Стратегией развития электросетевого комплекса России [1] необходимо к 2017 г. обеспечить снижение потерь электроэнергии на передачу в электрических сетях России на 11% к показателю 2012 г. (106,7 млрд кВт•ч), что составит 11,7 млрд кВт•ч.

Принимая во внимание, что задания на снижение потерь электроэнергии необходимо разрабатывать адресно, с учетом комплексной оценки множества факторов, влияющих на уровень потерь, необходимо знать достоверный объем резерва снижения потерь электроэнергии и условия его реализации, а также определить предельные значения уровня потерь.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

С этой целью ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» совместно с ОАО «НТЦ ЕЭС» приняли участие в исследовании возможности сокращения технологических потерь при передаче электрической энергии по ЕНЭС и определению резерва снижения.

Приоритетными задачами этой работы явились:

- анализ факторов, влияющих на изменение технологических потерь;
- оценка предельных значений технологических потерь в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС»;
- определение резервов снижения потерь электроэнергии;
- определение приоритетных направлений реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Кроме того, в исследовании были рассмотрены вопросы, связанные с определением необходимых условий реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии, определен перечень мероприятий, которые могут быть проведены силами ПАО «ФСК ЕЭС», обозначены пути совершенствования нормативно-правовых актов в части консолидированной ответственности действий участников оптового рынка электроэнергии по оптимизации режимов работы ЕЭС России.

Разработанные в рамках проведенного исследования и используемые для расчетов методы и подходы были вынесены на публичные слушания в целях получения оценки их достоверности и корректности.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПОЛЕ

Платформой для решения поставленных задач являлось комплексное использование результатов обработки статистических данных (динамики изменения структурных составляющих баланса электроэнергии), анализа структуры потерь

ИНФОРМАЦИЯ

НЕКОТОРЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Потери электроэнергии в сетях являются одним из показателей, которые наиболее объективно отражают экономичность работы электросетей. Уровень потерь электроэнергии является индикатором результатов управления электросетевым комплексом по многим направлениям, в частности: техническое состояние оборудования, энергоэффективность, экономика, надежность.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии — разность между электроэнергией, поступившей в электрическую сеть, и электроэнергией, отпущенной из электрической сети.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (технологические потери электроэнергии) — сумма технических потерь в оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы оборудования, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, расхода электроэнергии на плавку гололеда и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы измерений электроэнергии. Определяются расчетным путем в соответствии с действующими нормативными документами.

СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПАО «ФСК ЕЭС»

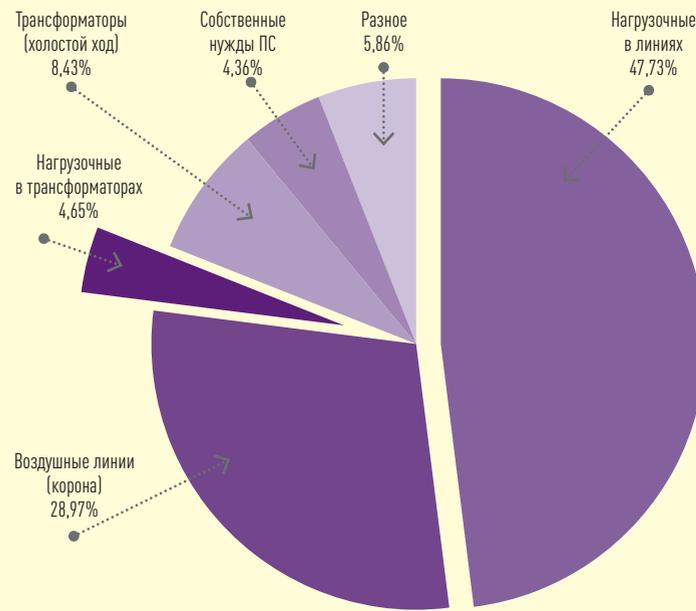


Рис. 1

электроэнергии, исследования факторов, влияющих на уровень потерь электроэнергии, итогов поэлементных результатов расчета потерь мощности на базе математической модели ЕЭС с использованием ПК «Rastr Win».

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Анализ динамики изменения структурных составляющих баланса электроэнергии и технологических потерь электроэнергии, состава электросетевого оборудования позволил определить методические подходы при формировании алгоритмов построения зависимостей уровня потерь электроэнергии от исследуемого фактора.

В обработке исследовалась динамика изменений за пять лет, с 2009 по 2013 г., следующих данных:

- структурных составляющих баланса электроэнергии: приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, фактических и технологических потерь электроэнергии;
- структурных составляющих технологических потерь электроэнергии: нагрузочных потерь в линиях и трансформаторах, потерь электроэнергии на корону в воздушных линиях (ВЛ), потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций; протяженности ВЛ;
- установленной мощности и количества трансформаторов;

- удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах;
- удельных потерь электроэнергии на корону в ВЛ;
- удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов;
- удельного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

На основании статистических данных определялись зависимости изменения показателей и их средневзвешенные удельные значения, которые в дальнейшем использовались для построения базовых линий.

СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На основе обобщения результатов анализа статистических данных получена структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС» (рис. 1).

Из рис. 1 видно, что около 90% от всех потерь составляют суммарные потери в линиях и трансформаторах, при этом три четверти всех потерь — это потери электроэнергии в ВЛ (нагрузочные потери в линиях и потери на корону).

ФАКТОРЫ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА УРОВЕНЬ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оценка влияния факторов на фактические потери мощности и электроэнергии обусловлена структурой потерь, физикой передачи мощности, а также точностью исходной информации об отчетных составляющих структуры баланса электроэнергии по поступлению электроэнергии в ЕНЭС и отпуску электроэнергии из ЕНЭС (рис. 2).

К факторам группы «Электрическая сеть» относятся:

- изменение объема оборудования (длины линий, количества и мощностей трансформаторов);
- износ оборудования;
- температура воздуха;
- погодные условия (изменение влажности).

К факторам группы «Электрический режим» относятся:

- изменение потоков реактивной мощности;
- изменение нагрузки электрической сети;

- изменение степени загрузки электрической сети, в том числе изменение загрузки межсистемных связей;
- показатели качества электроэнергии;
- загрузка электрических станций (генерация);
- малая генерация.

К факторам группы «Внешние контролируемые неуправляемые факторы» относятся:

- требования ОАО «СО ЕЭС»;
- аварийные и послеаварийные режимы;
- тарифы, стоимость денег.

К факторам группы «Внутренние управляемые факторы» относятся:

- техническая и инвестиционная политика;
- эксплуатация и ремонты.

Оценка степени влияния факторов этой группы представлена ниже.

ДИНАМИКА НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Самой значимой и объемной составляющей технологических потерь электроэнергии является составляющая «нагрузочные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах». Для максимально

ФАКТОРЫ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА УРОВЕНЬ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

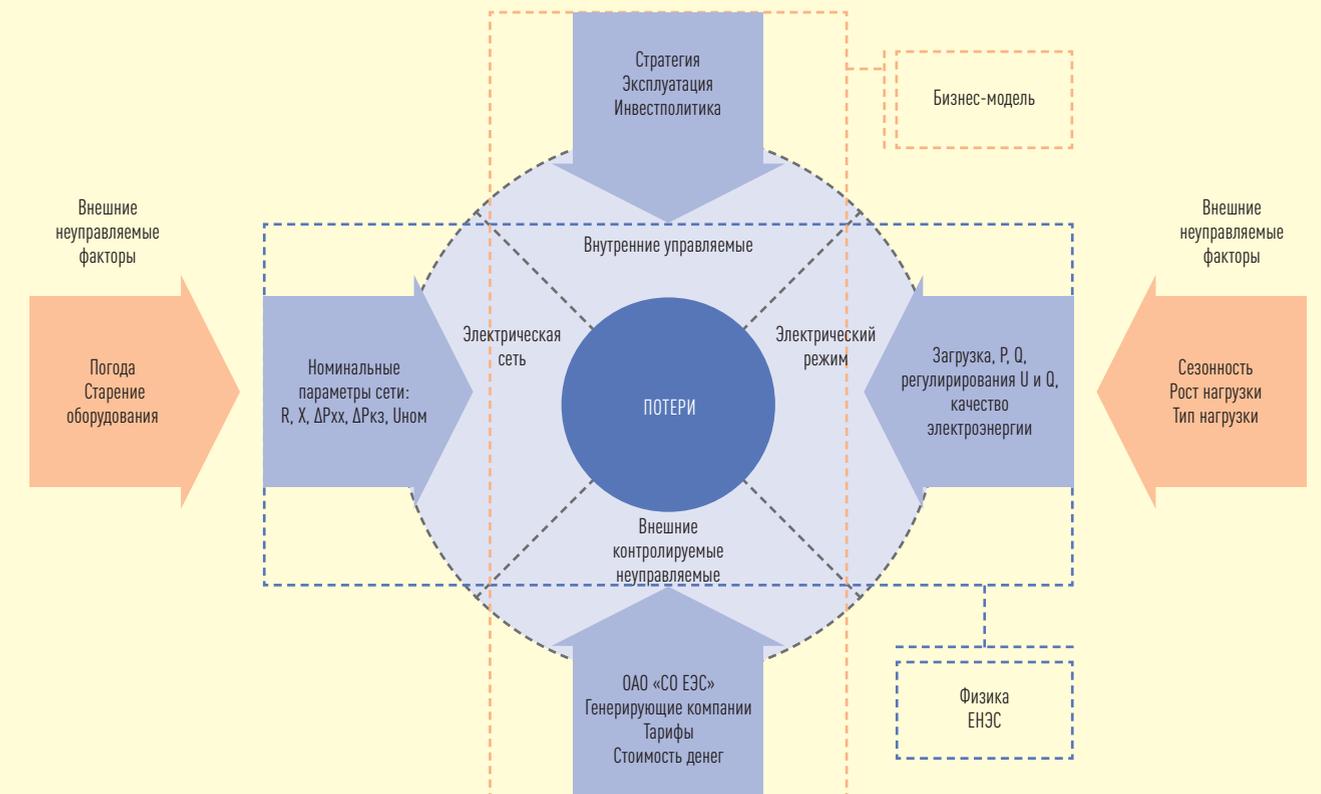


Рис. 2

БАЗОВАЯ ЛИНИЯ ПАО «ФСК ЕЭС»

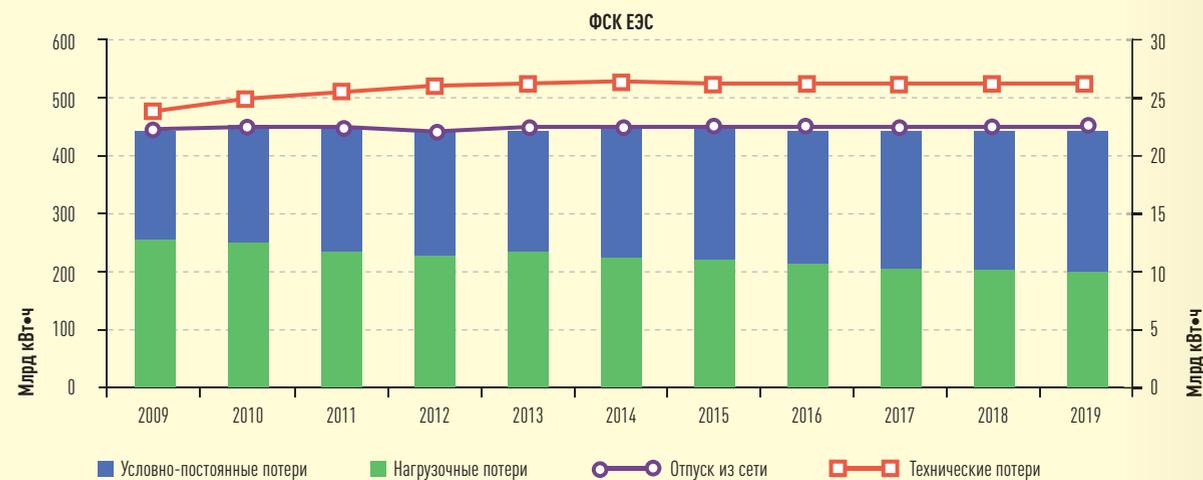


Рис. 3

точного и корректного учета ее изменения использовались поэлементные расчеты потерь мощности с учетом фактической модели ЕНЭС за 2009–2013 гг. и прогнозные модели на перспективу до 2019 г.

В исследовании специалистами ОАО «НТЦ ЕЭС» на базе математической модели ЕЭС России выполнено множество поэлементных расчетов потерь мощности по годам за 2013–2019 гг.

Модель ЕЭС России создана в ОАО «НТЦ ЕЭС» под контролем и при участии Исполнительного аппарата Системного оператора, а также служб перспективного развития объединенных диспетчерских управлений (ОДУ). В 2014 г. на основании Порядка формирования перспективных расчетных моделей ЕЭС России и утвержденных документов по развитию электроэнергетики России была выполнена актуализация модели ЕЭС на перспективу до 2022 г.

Результатами поэлементных расчетов по каждому уровню напряжения (750–110 кВ) являются:

- активные нагрузочные потери мощности в линиях, МВт;
- активные нагрузочные потери мощности в трансформаторах, МВт;
- активная и реактивная мощность нагрузки, МВт и Мвар соответственно;
- активная и реактивная мощность генерирующих узлов, МВт и Мвар соответственно;
- активная и реактивная мощность внешних потоков, МВт и Мвар соответственно.

Дополнительно для оценки степени влияния загрузки электрической сети ОАО «НТЦ ЕЭС» выполнено вариационные расчеты режимов за 2013 г. при отклонении исследуемых нагрузок от их фактических значений в заданных пределах.

Результаты работы ОАО «НТЦ ЕЭС» легли в основу дальнейших действий по формированию базовых линий изменения потерь электроэнергии и оценки степени влияния различных факторов.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЙ НА УРОВЕНЬ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В целях решения задач исследований была разработана **Методика оценки влияния схемных, режимных факторов и энергосберегающих мероприятий на величину нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии в ЕНЭС** (далее — Методика), основой для которой явились исследования и результаты обработки статистических данных и поэлементных потерь мощности.

Также необходимым инструментом проводимого исследования являются **базовые линии** — прогноз динамики изменения уровня потерь электроэнергии с учетом запланированного развития электрической сети при условии, что влияющие факторы остаются неизменными и являются платформой для оценки (наложения) влияния факторов



ТРАВЭК

Международная Ассоциация
производителей высоковольтного
электротехнического оборудования

Приглашаем принять участие в

XXII Международной научно-технической и практической конференции

«Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты»

18 - 19 ноября 2015 г.

Гостиница «Холидей Инн Сокольники»
г. Москва, ул. Русаковская, 24.

Тематическая направленность конференции:

- Перспективы развития электроэнергетики.**
 - 1.1. Концепции и стратегии развития электроэнергетики России.
 - 1.2. Перспективы развития электрических сетей России.
 - 1.3. Развитие систем малой энергетики.
 - 1.4. Вопросы создания "интеллектуальной" электроэнергетики.
- Энергоэффективность и энергосбережение в электроэнергетике.**
 - 2.1. Новые методы и средства обеспечения энергоэффективности и энергосбережения в электроэнергетике, в том числе:
 - методы и средства снижения потерь на корону;
 - обоснование эффективных значений плотностей тока в электрических сетях.
 - 2.2. Оборудование, обеспечивающее энергосбережение при передаче, распределении и потреблении электрической энергии:
 - статические компенсаторы реактивной мощности; СТАТКОМы;
 - управляемые шунтирующие реакторы;
 - устройства батарей статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности;
 - устройства продольной компенсации для ЛЭП;
 - частотно-регулируемый электропривод;
 - устройства плавного пуска электродвигателей;
 - статические преобразователи частоты;
 - устройства плавки гололеда на проводах ЛЭП;
 - накопители электрической энергии.
- Разработки и производство энергоэффективного электротехнического оборудования.**
 - 3.1. Силовая электроника.
 - 3.2. Преобразовательное оборудование для передач и вставок постоянного тока.
 - 3.3. Силовые и распределительные трансформаторы.
 - 3.4. Силовые кабели.
 - 3.5. Компактные и самонесущие изолированные провода.
 - 3.6. Электротехническое оборудование с использованием технологий "теплой" сверхпроводимости.
 - 3.7. Другие виды электротехнического оборудования для электроэнергетики.
- Автоматизированные микропроцессорные системы управления и защиты ЭЭС, подстанционного оборудования и электроснабжения потребителей.**
- Высоковольтное коммутационное оборудование на напряжения 10-1150кВ.**
 - элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ);
 - колонковые и баковые элегазовые выключатели;
 - газоизолированные линии (ГИЛ);
 - вакуумные выключатели;
 - высоковольтные разъединители;
 - комплектные распределительные устройства на напряжение 10-35кВ;
 - выключатели нагрузки;
 - комплектные трансформаторные подстанции;
 - диагностика коммутационного оборудования;
 - "интеллектуальное" коммутационное оборудование.
- Электромагнитная совместимость высоковольтного электротехнического оборудования.**
- Методы и средства испытаний. Испытательные центры.**
- Вопросы импортозамещения электротехнического оборудования в электроэнергетике.**
- Опыт эксплуатации электротехнического оборудования на объектах ОАО "Российские сети", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Газпром", ОАО "РЖД", промышленных предприятиях, ЖКХ и предприятиях нефтедобычи.**
- Вопросы рынка высоковольтного электротехнического оборудования.**

Оргкомитет
конференции

Адрес: 107023, г. Москва, Электровзаводская ул., 21
Тел./Факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-61)

E-mail: travek@elektrozavod.ru
www.travek.elektrozavod.ru

реклама

и мероприятий на уровень потерь электроэнергии. На рис. 3 представлен пример базовой линии для ПАО «ФСК ЕЭС».

Разработанная Методика явилась основой для разработки **Программно-обеспечения по расчету технологических потерь и эффекта от внедрения мероприятий** (далее — ПТК).

Необходимо отметить, что предложенные подходы и разработанная Методика были вынесены на публичные обсуждения Минэнерго России, ПАО «ФСК ЕЭС», научного сообщества и производителей силового оборудования. В декабре 2014 г. был проведен структурно-технологический форум повышения эффективности функционирования ЕНЭС РФ на среднесрочную перспективу.

В структурно-технологическом форуме принимали участие представители Минэнерго России

(Департамент развития электроэнергетики), ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», ОАО «НТЦ ЕЭС», ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬ-ПРОЕКТ», Научно-исследовательского университета «МЭИ», ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета, ООО «Электросетевые компенсаторы», ООО «Сим-Росс-Ламифил», ООО «Тольяттинский Трансформатор», ООО «РУСЭЛ-ПРОМ-ТРАНСФОРМАТОР», ЗАО «ЭКФИ-Энерго».

Участниками форума были одобрены представленные на обсуждение разработанные подходы и Методика, которые в дальнейшем легли в основу проведенного исследования.

В результате получены следующие основные результаты:

- сформирован перечень факторов, влияющих на уровень потерь электроэнергии, выполнена оценка степени их влияния, определены наиболее значимые факторы;
- разработан перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии, определены ожидаемые эффекты, сроки их окупаемости и условия их реализации;
- определены граничные уровни потерь электроэнергии на период 2014–2019 гг. с учетом различных сценариев развития (базовый, пессимистичный, оптимистичный) с учетом развития сети, влияния значимых факторов и реализации мероприятий по снижению потерь;

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ЗНАЧИМЫХ ФАКТОРОВ

Фактор	Диапазон изменения	Влияние	Степень влияния
Изменение нагрузки электрической сети (отпуска электроэнергии из сети)	Изменение отпуска электроэнергии из сети в диапазоне $\pm 10\%$ от базовых условий	Нагрузочные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах	$\pm 14\%$
		Суммарные потери	$\pm 7\%$
Погодные условия (изменение влажности)	Изменение числа часов вида погоды «хорошая погода, роса» в диапазоне $\pm 5\%$ от базовых условий	Потери электроэнергии на корону	$\pm 3,20\%$
		Суммарные потери	$\pm 1,07\%$
Температура воздуха	Изменение среднегодовой температуры на 5°C от базовых условий	Нагрузочные потери электроэнергии в линиях	$\pm 2,08\%$
		Суммарные потери	$\pm 0,83\%$

Таблица 1

МИНИМАЛЬНЫЕ, МАКСИМАЛЬНЫЕ И БАЗОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 2019 Г. С УЧЕТОМ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

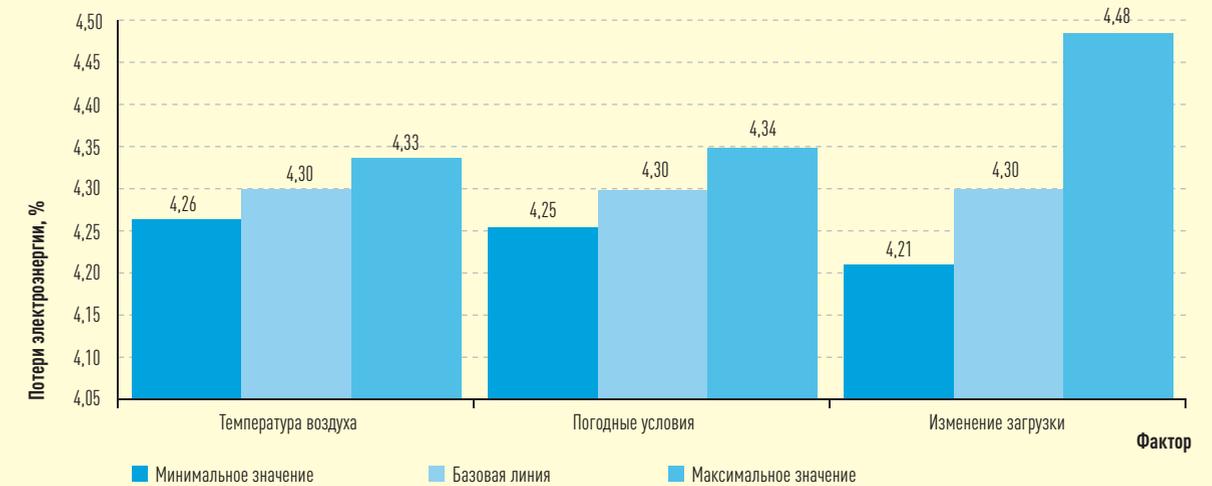


Рис. 4

- разработаны предложения по изменению нормативной базы;
- разработан ПТК, позволяющий моделировать различные сценарные условия для оценки технологических потерь электроэнергии;

Ниже более подробно описаны наиболее значимые из них.

ФАКТОРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ

В табл. 1 представлены результаты оценки влияния факторов на уровень потерь электроэнергии, а на рис. 4 — диаграмма степени влияния значимых факторов на относительный уровень потерь электроэнергии. На рис. 5 представлена оценка влияния факторов на уровень потерь электроэнергии в долях от их совокупного влияния.

Проведенный анализ показал, что наиболее значимыми факторами, оказывающими влияние на уровень потерь, являются:

- изменение нагрузки электрической сети (отпуска электроэнергии из сети) — изменяется наибольшая составляющая потеря, нагрузочные потери, составляющие более 70% от суммарного влияния;
- изменение погодных условий (изменение влажности) — изменяются потери на корону в ВЛ, составляющие более 10% от суммарного влияния;
- изменение температуры воздуха — изменяются нагрузочные потери в линиях, составляющие более 7% от суммарного влияния.

Общее влияние наиболее значимых факторов составляет 90,5%, влияние остальных факторов оценивается в 9,5%.

Дополнительно стоит отметить, что влияние фактора «изменение нагрузки электрической сети (отпуска электроэнергии из сети)» является самым значимым, и величина технологических потерь связана с изменением данного фактора по квадратичной зависимости, в то время как норматив потерь электроэнергии в электрических сетях утверждается на период регулирования в линейной зависимости от отпуска электроэнергии из сети. Таким образом, при нормировании потерь электроэнергии следует определить не только величину отпуска электроэнергии из сети на год, но и ее доверительный интервал (например, $\pm 2\%$) в котором будет действовать норматив. В случае, если фактическая величина отпуска электроэнергии из сети выходит за пределы доверительного интервала, следует

проводить перерасчет норматива потерь, руководствуясь квадратичной зависимостью, а не линейной, как это происходит сейчас.

ЭФФЕКТ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оценка эффекта от реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии при ее передаче по сетям ПАО «ФСК ЕЭС» выполнялась совместно с ОАО «НТЦ ЕЭС».

Перечислим мероприятия, для которых степень влияния на уровень потерь электроэнергии оценивается как высокая, в порядке понижения ожидаемого эффекта от снижения потерь электроэнергии:

1. Замена проводов ЛЭП 220 кВ и выше с сечением 240 мм² и выше на провода нового поколения. Предельный эффект от реализации составит 1,38 млрд кВт•ч к 2019 г. Простой срок окупаемости инвестиций составит 401 год.
2. Замена силовых трансформаторов со сроком службы более 25 лет на трансформаторы

3.

с пониженными потерями холостого хода и короткого замыкания. Предельный эффект от реализации составит 0,613 млрд кВт•ч к 2019 г. Простой срок окупаемости инвестиций составит 142 года. Внедрение интеллектуальной системы управления напряжением и реактивной мощностью. Предельный эффект от реализации составит 0,357 млрд кВт•ч к 2019 г. Простой срок окупаемости инвестиций составит 18 лет (определялся для минимального ожидаемого эффекта, так как проект является пилотным).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛЕЙ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ НА УРОВЕНЬ ПОТЕРЬ

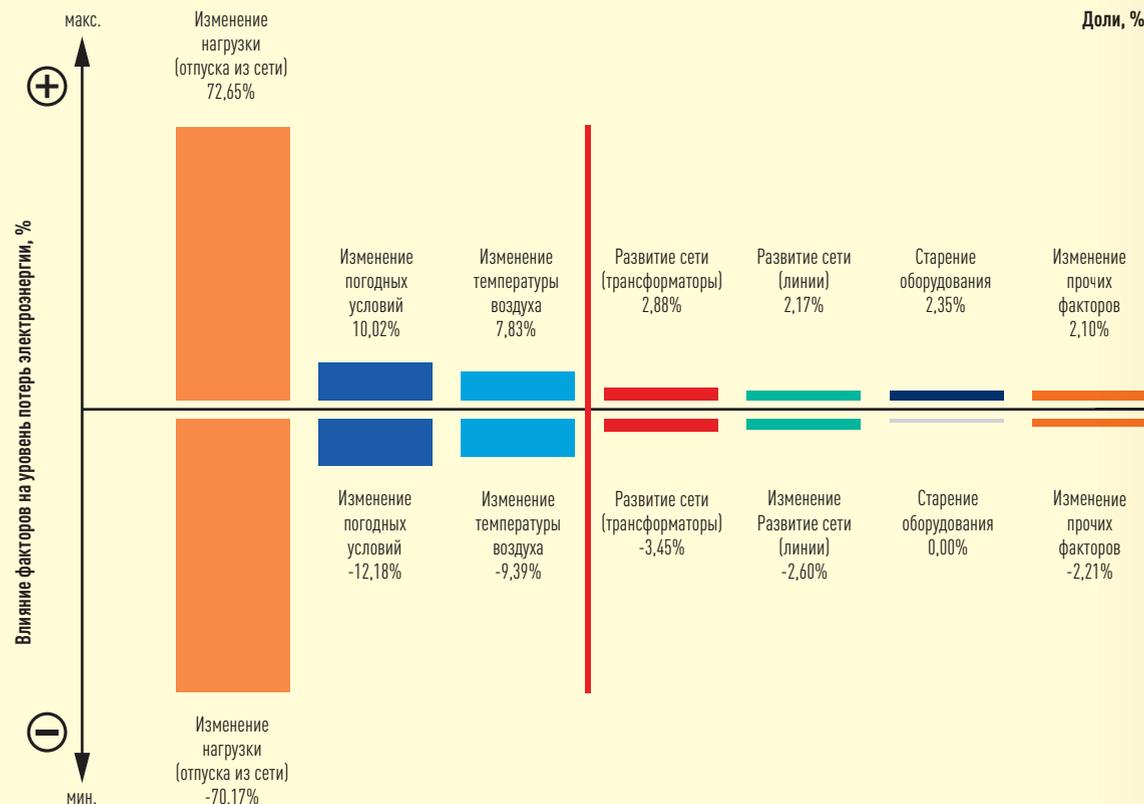


Рис. 5

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ

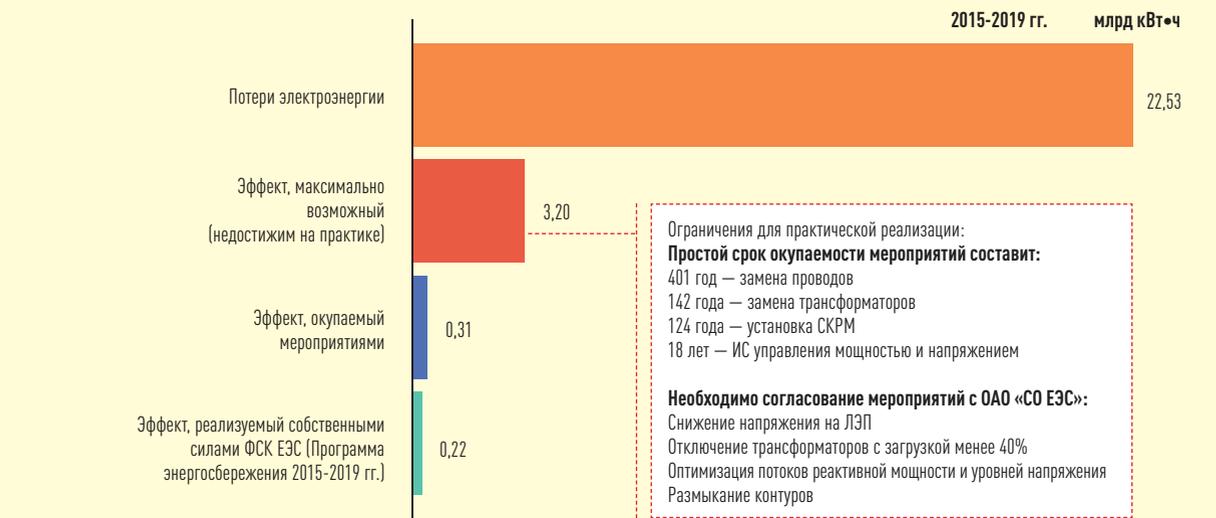


Рис. 6

4. Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС»¹.
 5. Снижение напряжения на ЛЭП на время погоды с повышенной влажностью, снегом и изморозью. Предельный эффект от реализации составит 0,175 млрд кВт•ч². Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС».
 6. Отключение трансформаторов с загрузкой менее 40% на подстанциях с двумя трансформаторами и более. Предельный эффект от реализации составит 0,117 млрд кВт•ч. Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС».
 7. Мероприятия по сокращению расхода на собственные нужды подстанций. Окупаемый эффект от реализации составит 0,112 млрд кВт•ч к 2019 г.
 8. Оптимизация потоков реактивной мощности и уровней напряжения за счет регулирования СКРМ и коэффициентов трансформации. Предельный эффект от реализации составит 0,065 млрд кВт•ч. Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС».
 9. Размыкание контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями. Предельный эффект от реализации составит 0,048 млрд кВт•ч. Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС».
 10. Установка СКРМ. Предельный эффект от реализации составит 0,039 млрд кВт•ч к 2019 г. Простой срок окупаемости инвестиций составит 124 года. Практическое внедрение потребует согласования с ОАО «СО ЕЭС».
- На рис. 6 представлены результаты оценки предельных эффектов от реализации мероприятий.
- Из рис. 6 видно, что при ожидаемом уровне фактических потерь электроэнергии к 2019 г. в базовых условиях в объеме 22,53 млрд кВт•ч:
- максимально возможный эффект от реализации мероприятий составляет 3,42 млрд кВт•ч (около 15% от суммарного значения потерь к 2019 году).

¹ Все мероприятия, реализация которых, потребует изменения электроэнергетических режимов (уровней напряжения, положения отпаек, отключения оборудования и прочее), необходимо согласовывать с ОАО «СО ЕЭС».

ОАО «СО ЕЭС» отвечает за надежность электроснабжения и функционирования ЭЭС и в случаях, когда реализация мероприятия может привести к возникновению любых рисков, связанных со снижением

устойчивости системы и надежности, реализация мероприятия обоснованно станет невозможна.

² Требуется эксплуатации РПН.

В этот объем включен совокупный эффект, определенный для всех мероприятий, приведенных выше. Следует отметить, что данный эффект недостижим на практике и оценивался в целях определения своего максимального предела; эффект, реализуемый собственными силами ПАО «ФСК ЕЭС», в который включены мероприятия из Программы энергосбережения на 2015–2019 гг. с совокупным ожидаемым эффектом 0,198 млрд кВт•ч за 2015–2019 гг. и эффект от снижения расхода на собственные нужды ПС с совокупным ожидаемым эффектом 0,112 млрд кВт•ч за 2015–2019 гг.,

составляет 0,31 млрд кВт•ч (1,38%); эффект, реализуемый собственными силами ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках Программы энергосбережения на 2015–2019 гг., составляет 0,22 млрд кВт•ч (0,98%).

На рис. 7 представлена структура эффекта от реализации мероприятий с высокой степенью влияния на уровень потерь электроэнергии. Мероприятия сгруппированы по принципу окупаемости. В группу «окупаемые мероприятия» включены мероприятия со сроком окупаемости 10 и менее лет. В группу «неокупаемые мероприятия» включены мероприятия со сроком окупаемости более 20 лет. В группу «потенциально окупаемые мероприятия» включены организационные и инновационные мероприятия, реализация которых

требует индивидуального подхода, дополнительной проработки и согласования с ОАО «СО ЕЭС». Как видно из рис. 8, эффект от реализации организационно-технических мероприятий может достигать 0,361 млрд кВт•ч (или 1,6% от уровня потерь электроэнергии к 2019 г.). Без учета эффекта от мероприятий по снижению напряжения на ВЛ на время погоды с высокой влажностью и изморозью эффект может составить 0,179 млрд кВт•ч (или 0,79%).

Таким образом, можно отметить, что эффект от мероприятий по оптимизации схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей не исчерпан и требует дальнейшего исследования. Реализация данной группы мероприятий возможна при условии их согласования с ОАО «СО ЕЭС».

СТРУКТУРА ЭФФЕКТА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

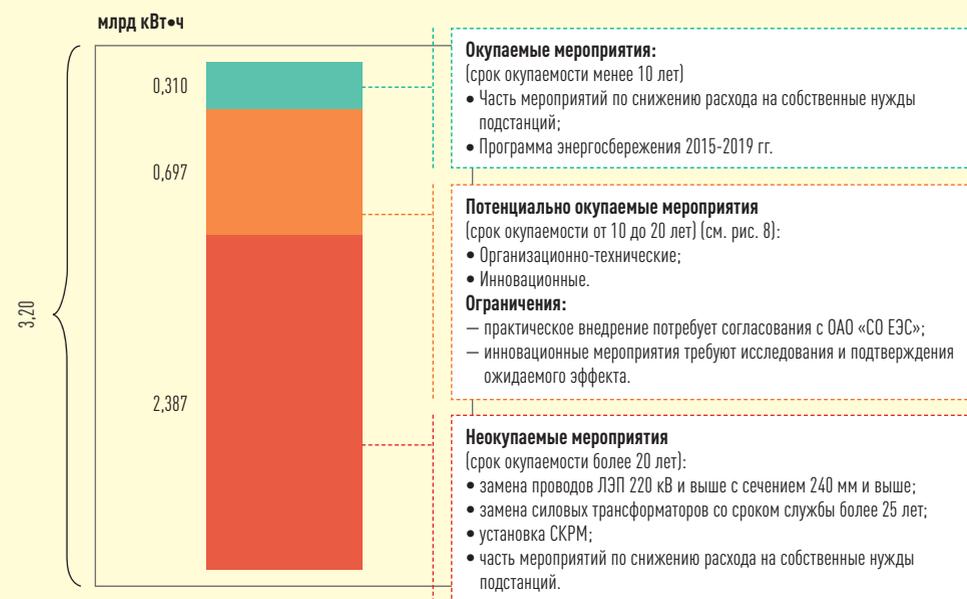


Рис. 7

СТРУКТУРА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОКУПАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ



Рис. 8

ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ К 2019 Г. В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Рис. 9

При этом важно отметить, что реализация любого организационно-технического мероприятия требует адресной проработки, связанной с режимными особенностями загрузки электрической сети и надежностью электроснабжения.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оценка значений уровня относительных потерь к 2019 г. (базовый сценарий) с учетом размера инвестиций в различные типы мероприятий приведена на рис. 9.

Из рис. 9 видно, что:

- 99% от суммарных инвестиций (700 млрд руб.) составляют вложения в реализацию мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии, не имеющих экономической целесообразности (неокупаемые мероприятия);
- для реализации окупаемых и потенциально окупаемых мероприятий необходимо инвестировать около 7,2 млрд руб.

Уровень потерь электроэнергии с учетом реализации мероприятий составит (см. рис. 9):

- **4,25%** — уровень потерь электроэнергии к 2019 г. с учетом реализации Программы энергосбережения на 2015–2019 гг.;
- **4,24%** — уровень потерь электроэнергии к 2019 г. с учетом реализации всех окупаемых мероприятий;

УРОВНИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ВНЕДРЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ И ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ (ПЕССИМИСТИЧНЫЙ ПРОГНОЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ)



Рис. 10

УРОВНИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ВНЕДРЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ И ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ (ОПТИМИСТИЧНЫЙ ПРОГНОЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ)

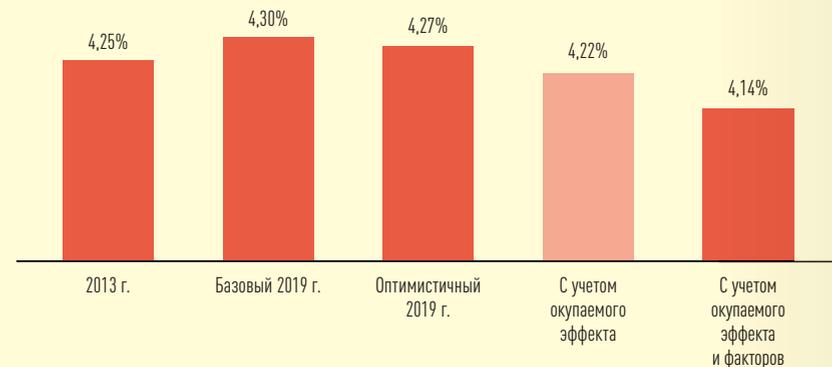


Рис. 11

- **4,10%** — уровень потерь электроэнергии к 2019 г. с учетом реализации всех окупаемых и потенциально окупаемых мероприятий.

На рис. 10–11 для двух сценариев (пессимистический и оптимистический) представлены предельные значения технологических потерь в ЕНЭС в зависимости от различного влияния факторов и ожидаемых эффектов от реализации мероприятий.

Таким образом, диапазон всех возможных значений относительных потерь электроэнергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» находится в пределах от 3,97% до 4,47%. При этом и нижняя, и верхняя границы достижимы только теоретически, при совпадении всех факторов и реализации окупаемых и потенциально окупаемых мероприятий по сокращению потерь.

Наиболее вероятный диапазон значений относительных потерь электроэнергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» к 2019 г. находится в пределах от 4,22% до 4,39%.

В дальнейшем возможно, что ряд мероприятий перейдет из разряда неокупаемых в разряд окупаемых, но вряд ли это возможно в течение следующих 5–7 лет.

ВЫВОДЫ

1. Для каждой электрической сети с учетом ее технологических и стоимостных особенностей существует свой технический и технико-экономически обоснованный уровень потерь. Задания на снижение потерь электроэнергии должны разрабатываться адресно, с учетом комплексной оценки

3. множества показателей, в том числе влияющих на уровень потерь факторов (как внутренних, так и внешних). 90% всех потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС» составляют суммарные потери в линиях и трансформаторах, при этом три четверти всех потерь — это потери электроэнергии в ВЛ (нагрузочные потери в линиях и потери на корону).
4. Наиболее значимыми факторами, оказывающими влияние на уровень потерь, являются:
 - изменение нагрузки электрической сети (отпуска электроэнергии из сети) — изменяется наибольшая составляющая потерь, нагрузочные потери, составляющие более 70% от суммарного влияния;
 - изменение погодных условий (изменение влажности) — изменяются потери на корону в ВЛ, составляющие более 10% от суммарного влияния;
 - изменение температуры воздуха — изменяются нагрузочные потери в линиях, составляющие более 7% от суммарного влияния.
5. Влияние факторов на уровень потерь электроэнергии существенно превышает влияние мероприятий по снижению потерь электроэнергии.
6. Потенциал реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии оценивается в следующем объеме: потенциал от реализации окупаемых и потенциально окупаемых

ИНФОРМАЦИЯ

ИЗ «ПОЛОЖЕНИЯ ПАО «РОССЕТИ» О ЕДИНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ»

Достижение стратегических целей ЭСК (сокращение потребления энергетических ресурсов; достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности) в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности обеспечивается разработкой мероприятий, направленных на решение следующих задач:

- формирование условий, обеспечивающих экономически обоснованную реализацию потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности ЭСК;
- организация мониторинга потребления ресурсов, а также технологического и экономического эффектов от реализации мероприятий по энергосбережению;
- использование современного энергоэффективного электрооборудования с нормируемыми показателями энергетической эффективности.

мероприятий составляет 0,697 млрд кВт•ч (около 3% от прогнозного уровня потерь электроэнергии к 2019 г.);

– инвестиции в реализацию окупаемых и потенциально окупаемых мероприятий оцениваются в размере около 7 млрд кВт•ч;

– эффект, реализуемый собственными силами ФСК ЕЭС, в который включены мероприятия из Программы энергосбережения на 2015–2019 гг. с совокупным ожидаемым эффектом 0,198 млрд кВт•ч за 2015–2019 гг. и эффект от снижения расхода на собственные нужды ПС с совокупным ожидаемым эффектом 0,112 млрд кВт•ч за 2015–2019 гг., составляет 0,31 млрд кВт•ч (1,38%);

– эффект, реализуемый собственными силами ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках Программы энергосбережения на 2015–2019 гг., составляет 0,22 млрд кВт•ч (0,98%).

7. В качестве основных мероприятий по снижению технологических потерь рекомендуются к реализации:

– мероприятия по сокращению расхода на собственные нужды подстанций;

– оптимизация режимных параметров электрической сети с использованием интеллектуальной системы управления напряжением и реактивной мощностью с учетом результатов работ по исследованию и внедрению, формированию пилотных зон с целью отработки оптимальных алгоритмов управления системой.

8. Наиболее вероятный диапазон значений относительных потерь электроэнергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» к 2019 г. находится в пределах от 4,22% до 4,39%.

По результатам проведенной работы рекомендуется:

1. Инициализация диалога с Министерством энергетики РФ и ФСТ России по вопросам адресного формирования заданий на снижение технологических потерь, вовлечения в процесс снижения потерь электроэнергии ОАО «СО ЕЭС».
2. Инициализация диалога с Министерством энергетики РФ по вопросам утверждения нормативов технологических потерь, их изменения в случае существенного отклонения фактического отпуска электроэнергии из сети от запланированного значения.
3. Инициализация диалога с ОАО «СО ЕЭС» по совместной оценке условий и возможности реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии, совершенствованию нормативно-правовой базы по их реализации, в том числе организационно-технических мероприятий: отключение трансформаторов с нагрузкой менее 40% на подстанциях с двумя трансформаторами и более;
- оптимизация потоков реактивной мощности и уровней напряжения за счет управления СКРМ и выбора коэффициентов трансформации;

- снижение напряжения на ВЛ на время погоды с повышенной влажностью, снегом и изморозью;
- размыкание контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями. Разработка механизмов и инструментов проведения сравнительного анализа (бенчмаркинга) между филиалами с целью определения проблемных зон и оценки потенциала внедрения энергоэффективных мероприятий.
- Разработка новых нормативов расхода на собственные нужды подстанций; использование новых нормативов при формировании технических заданий на проектирование новых и модернизируемых подстанций.
- 4. Продолжить исследования в области создания интеллектуальной системы управления напряжением и реактивной мощностью, позволяющей сократить ограничения по реализации большей части мероприятий, направленных на оптимизацию потоков реактивной мощности уровней напряжения.
- 5. Организовать исследования в области применения покрытия проводов и изменения конструкции фаз ВЛ для сокращения потерь электроэнергии на корону.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (утв. Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р).

ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ С ПРИБОРОВ УЧЕТА ЧЕРЕЗ ИНТЕРНЕТ

на правах рекламы

Передача данных по сети Интернет позволяет оперативно получать данные с большого количества приборов учета. Такой способ сбора данных имеет ряд преимуществ по сравнению с режимом телефонного соединения между сотовыми модемами.

Прежде всего, сбор данных через Интернет позволяет опрашивать приборы учета одновременно, что важно при наличии большого парка приборов.

Конвертеры RS-232/RS-485 в Ethernet — оптимальное решение в случае наличия на объекте возможности подключения к Интернет через локальную сеть Ethernet

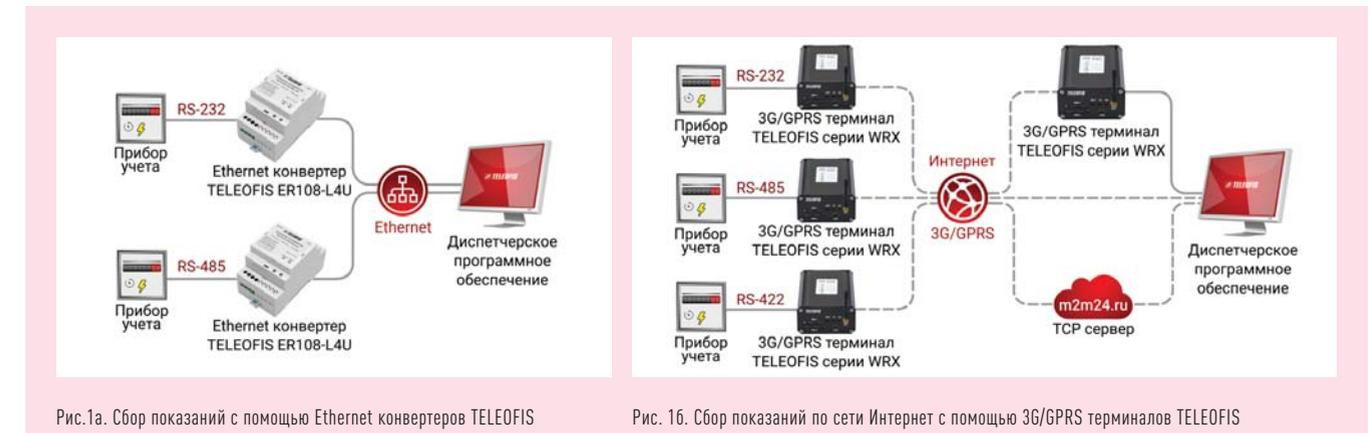


Рис. 1а. Сбор показаний с помощью Ethernet конвертеров TELEOFIS

Рис. 1б. Сбор показаний по сети Интернет с помощью 3G/GPRS терминалов TELEOFIS

Кроме того, передача данных через Интернет тарифицируется по объему переданного трафика, что для целей сбора данных с приборов учета составляет совсем незначительную сумму, несколько рублей на один прибор.

Приборы учета могут подключаться к сети Интернет несколькими способами: через конвертеры RS-232/RS-485 в Ethernet, 3G роутеры или GPRS терминалы.

3G роутеры позволяют обеспечить высокоскоростной связью любой объект, однако это оборудование пока имеет высокую стоимость, что не позволяет его широко применять для диспетчеризации приборов учета. Однако, следует отметить, что 3G/4G роутеры TELEOFIS с успехом применяются для решения в комплексе с другими специализированными задачами: для передачи видео с камер наблюдения, организации защищенных каналов связи, для банковского оборудования, и т. п.

GPRS/3G терминалы — недорогой и наиболее перспективный способ подключения приборов учета к сети Интернет. Как и роутеры, GPRS терминалы работают в любой точке, где есть покрытие сотовой сети. Они обеспечивают надежное соединение с сетью Интернет и прозрачную передачу данных от приборов учета.

С каждым годом количество устройств подключенных к сети стремительно растет. Для систем сбора данных наличие связи с удаленными приборами уже является очевидной и неоспоримой необходимостью.

Показанные выше способы подключения приборов к сети являются универсальными и подходят для всех приборов и устройств с типовыми цифровыми интерфейсами.

Оборудование марки TELEOFIS выпускается в России с 2004 года, обеспечивается гарантией и технической поддержкой и рекомендуется к применению ведущими производителями приборов учета, интеграторами и независимыми экспертами.



тел.: 8-800-200-58-95
e-mail: post@teleofis.ru
www.teleofis.ru