

На правах рукописи



ВУКОЛОВ ВЛАДИМИР ЮРЬЕВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Специальность 05. 14. 02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иваново – 2012

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», г. Нижний Новгород.

Научный руководитель:

Папков Борис Васильевич, доктор технических наук, профессор.

Официальные оппоненты:

Шунтов Андрей Вячеславович, доктор технических наук, профессор, ОАО «Специализированное проектно-конструкторское бюро по ремонту и реконструкции», генеральный директор.

Кулешов Анатолий Иванович, кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доцент кафедры «Электрические системы».

Ведущая организация: ОАО «Нижегородская сбытовая компания».

Защита состоится «14» декабря 2012 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 созданного на базе Ивановского государственного энергетического университета по адресу: 150003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, корпус Б, ауд. 237.

Отзывы (в двух экземплярах, заверенные печатью организации) просим направлять по адресу: 150003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ученый совет ИГЭУ.

Тел.: (4932) 38-57-12; факс: (4932) 38-57-01; e-mail: uch_sovet@ispu.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета.

Автореферат разослан «7» ноября 2012 г.

Ученый секретарь
диссертационного Совета
Д 212.064.01,
доктор технических наук, профессор



Шувалов
Сергей Ильич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Вопросы, связанные с транспортом и распределением электрической энергии (ЭЭ) и мощности по электрическим сетям, решаются в условиях естественного монополизма территориальных сетевых организаций (ТСО). Эффективность функционирования ТСО зависит от обоснованности материалов, предоставляемых в службы государственного регулирования тарифов. При этом серьезных усилий требуют расчет и утверждение в Министерстве энергетики РФ нормативов технологических потерь ЭЭ (НТПЭ).

Существующая Инструкция по расчету потерь ЭЭ (Инструкция) оставляет нерешенными ряд проблем, возникающих на этапах подготовки обосновывающих материалов по нормативам потерь, их экспертизы, рассмотрения и утверждения. Поэтому основной задачей ТСО, определяющей техническую и экономическую эффективность ее функционирования, является достоверное и обоснованное определение НТПЭ, выявление очагов нетехнических потерь и разработка мероприятий по их снижению (МСП).

Величина технических потерь зависит от конфигурации сети, ее элементов, а также схемных и режимных параметров системы электропередачи. Поэтому безотказная работа отдельных элементов системы напрямую определяет не только качество и надежность электроснабжения потребителей, но и минимальный уровень потерь электроэнергии.

Снижение потерь ЭЭ позволяет увеличить пропускную способность электрических сетей, разгрузить основное электрооборудование и выявить резервы мощности для подключения новых потребителей. Разгрузка сетей стимулирует появление новых внутрисистемных связей, позволяющих повысить надежность электроснабжения потребителей.

Эффективность функционирования систем потребления зависит от величины тарифа на электроэнергию. В современных условиях предлагаются несколько различных тарифных систем, поэтому одной из основных задач является оптимизация расходов на оплату ЭЭ с целью стимулирования потребителей к регулированию режимов электропотребления в интересах субъектов электроэнергетической отрасли.

Проблеме исследования надежности систем энергетики, оптимизации режимов электрических сетей, изучения структуры потерь ЭЭ, повышения достоверности расчета и разработке МСП, а также вопросам управления электропотреблением на основе дифференциации тарифов потребителей уделялось и уделяется пристальное внимание. Весомый вклад в ее решение внесли Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Волконский В.А., Воропай Н.И., Воротницкий В.Э, Железко Ю.С., Идельчик В.И., Казанцев В.В., Калинкина М.А., Короткевич М.А., Манусов В.З., Надтока И.И., Паздерин А.В., Папков Б.В., Савина Н.В., Файбисович Д.Л. и др.

Однако, несмотря на большую значимость проблемы повышения эффективности субъектов электроэнергетики и растущее применение систем автоматизированного учета ЭЭ (АИИС КУЭ), актуальными остаются вопросы дальнейшего совершенствования существующих алгоритмов расчета и анализа потерь ЭЭ, разработки многокритериальных подходов к оптимизации систем передачи и распределения электроэнергии с целью повышения надежности и эффективности их функционирования.

Объект исследования. Система распределения ЭЭ от узлов генерации до электроустановок (ЭУ) потребителей.

Предмет исследования. Надежность и эффективность систем передачи и потребления ЭЭ.

Цель работы. Разработка способов и методов, направленных на повышение надежности и эффективности функционирования ТСО и потребителей ЭЭ.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели решены следующие основные задачи:

1. Анализ и исследование систем потребления и передачи ЭЭ.
2. Разработка методов повышения эффективности функционирования потребителей ЭЭ.
3. Разработка подходов к расчету нормативов потерь при объективном отсутствии достаточного качества и количества информации.
4. Совершенствование методики расчета нормативов технологических потерь ЭЭ в сетях ТСО.
5. Разработка показателя энергетической эффективности и предложений по организации системы его мониторинга.
6. Разработка способов повышения надежности функционирования распределительных электрических сетей.

Связь работы с научными программами. Работа выполнялась в рамках Государственного контракта № 16.516.11.6063 по теме “Разработка новой технологии распределения электрической энергии в электроэнергетических системах (Распределенные электрические сети)” и Государственного контракта № 16.526.12.6016 по теме “Разработка и создание типового ряда трансформаторно-тиристорных регуляторов напряжения и мощности с расщепленной первичной обмоткой трансформатора и ключами однонаправленного тока”.

Методы исследований. Для решения поставленных задач использовались методы теории надежности, математического моделирования, метод экспертных оценок, элементы теории вероятностей и математической статистики.

Достоверность и обоснованность результатов работы подтверждается использованием проверенных методик, уравнений и программных комплексов, связанных с теорией расчета параметров режима, величины потерь электроэнергии и показателей надежности элементов систем передачи и потребления ЭЭ.

Научная новизна и значимость полученных результатов:

1. Определены критерии и разработаны рекомендации, позволяющие выбрать экономически наиболее обоснованный тариф на электроэнергию для промышленных предприятий.
2. Разработаны способы совершенствования методики расчета технических потерь ЭЭ для ТСО, повышающие точность и достоверность получаемых результатов.
3. Предложен универсальный показатель энергетической эффективности, позволяющий реализовать МСП более эффективно по сравнению с существующими показателями.
4. Определены риски ТСО в условиях рыночных отношений в электроэнергетике и предложены пути их минимизации.
5. Разработан параметр последствий отказа, позволяющий решить задачу определения мест размыкания распределительных сетей на основании показателей надежности и величины потерь в элементах сети.

Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Соответствие формуле специальности: в диссертационном исследовании разработаны методы повышения эффективности функционирования систем передачи и потребления ЭЭ, методика технико-экономического анализа эффективности реализации энергосберегающих мероприятий, предложены мероприятия по совершенствованию способов расчета потерь электроэнергии, что соответствует формуле специальности 05.14.02, объединяющей исследования по связям и

закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей.

Соответствие области исследования специальности: отраженные в диссертации научные положения соответствуют п.п. 6, 10, 13 области исследования по развитию и совершенствованию теоретической и технической базы электроэнергетики с целью обеспечения транспортировки и снабжения потребителей электроэнергией в необходимом для потребителей количестве и требуемого качества.

Практическая ценность результатов работы:

1. Предложены критерии и методы оптимизации расходов потребителей на оплату ЭЭ, позволяющие выбирать оптимальный вид тарифа в зависимости от напряжения присоединения и режима работы ЭУ, а также значительно снизить затраты на обеспечение надежности и эффективности электроснабжения.

2. Разработаны подходы к совершенствованию расчета НТПЭ, позволяющие уточнить величину и структуру потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям.

3. Разработана методика технико-экономического анализа эффективности реализации энергосберегающих мероприятий, применяемая при проведении энергоаудитов ТСО.

4. Разработан подход к определению мест размыкания распределительных сетей, учитывающий величину нагрузочных потерь и показатели надежности элементов электрической сети.

Реализация результатов работы. Результаты работы использованы:

1. Минэнерго РФ и РСТ НО при утверждении НТПЭ и тарифа на услуги транспорта по девяти ТСО за период 2007 – 2012 гг.

2. При оптимизации вида тарифа организаций Нижегородской области с экономическим эффектом 1 млн. руб.

3. При проведении энергоаудитов 3-х ТСО с экономическим эффектом 10 млн. руб. в год.

4. Теоретические результаты диссертационной работы используются в учебном процессе Нижегородского государственного технического университета при чтении лекций по курсу «Электропитающие системы и электрические сети», а также в курсовом и дипломном проектировании.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Результаты критического анализа современного состояния систем передачи и потребления ЭЭ.

2. Выбор тарифной системы в задаче оптимизации расходов потребителей на оплату ЭЭ.

3. Предложения по совершенствованию и уточнению расчетов НТПЭ в сетях ТСО.

4. Методика оценки мероприятий по снижению технологического расхода электроэнергии на ее транспорт.

5. Оценка потенциала энергосбережения на основе разработанных МСП.

6. Повышение эффективности распределительных сетей 6 – 35 кВ на основе разработанного параметра последствий отказа.

Личный вклад соискателя. Приведенные в диссертации результаты являются составной частью НИР, выполняемых в НГТУ им. Р.Е. Алексеева при участии автора. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит развитие теоретических и разработка методических положений [1, 3, 5, 6, 12,17,19], разработка и реализация мероприятий по повышению эффективности

функционирования систем передачи и потребления ЭЭ, обобщение и анализ результатов и рекомендаций по их применению [2, 4, 7, 8, 9, 10].

Апробация результатов диссертации. Основные положения диссертационной работы докладывались на 16 конференциях и семинарах, в том числе: XIV и XV Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (Бенардосовские чтения) ИГЭУ Иваново, 2009, 2011 гг., 11-м международном научно-промышленном форуме «Великие реки», Нижний Новгород, 2009 г., III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» УГТУ Екатеринбург, 2008 г., XXXI сессии Всероссийского научного семинара Академии наук РФ «Кибернетика электрических систем» по тематике «Электроснабжение промышленных предприятий» ЮРГТУ Новочеркасск, 2009 г., 1-м и 3-м научно-практическом семинаре с международным участием «Экономическая безопасность государства» Киев, Украина, 2009 и 2011 гг., 82-м и 83-м Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» 2010, 2011 гг. По итогам обсуждения на 84-м заседании этого семинара в 2012 г. диссертация рекомендована к защите на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 19 работ, 4 из них в изданиях, рекомендуемых ВАК РФ, и 2 статьи за рубежом.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из 135 страниц основного текста, включая 24 рисунка и 13 таблиц, списка использованных источников из 165 наименований, 5 приложений и 4 актов о внедрении.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, выполнен анализ современного состояния проблемы, сформулирована цель работы, основные задачи исследования, научная новизна и практическая значимость.

В главе 1 проведен критический анализ современного состояния, функционирования и перспектив развития систем передачи и потребления ЭЭ. Рассмотрены особенности государственной политики перехода электроэнергетики к конкуренции, итогом которой является переход к оптовому и розничному рынкам ЭЭ и мощности.

Анализ задач и функций субъектов рынков показал необходимость детального изучения структуры ТСО, на балансе которых находится система передачи ЭЭ и позволил определить пути решения проблемы повышения технической и экономической эффективности системы потребления ЭЭ.

По результатам исследования разработана классификация ТСО, определены основные трудности, с которыми сталкиваются ТСО на этапе расчета и обоснования НТПЭ, проведен критический анализ «котловой» системы тарифообразования на услуги по передаче ЭЭ, сделан вывод о предпочтительности системы «котел сверху-вниз», при введении которой значительно упрощаются расчеты и контроль оплаты услуг ТСО.

Действующая Инструкция оставляет не решенными ряд проблем по расчету НТПЭ, основной из которых является информационное обеспечение расчетов ввиду отсутствия для большинства ТСО паспортных данных на электрооборудование, однолинейных схем электрических сетей, наличия участков ЛЭП, не имеющих непосредственных связей с остальным оборудованием и бесхозных сетей. Отмечается, что особое внимание следует уделить расчету потерь в сетях 0,4 кВ ввиду их исключительной социальной важности. Поэтому возникает не-

обходимость разработки новых и совершенствования существующих подходов к оценке НТПЭ в условиях малого объема и низкой достоверности исходной схемотехнической информации.

Полученный опыт обследования 9 ТСО Нижегородской области, расчета и последующего утверждения в Минэнерго НТПЭ за период 2007 – 2012 г. позволил определить основные направления, в которых необходимо вести работу с целью снижения потерь ЭЭ:

- 1) организация систем коммерческого и технического учета для ТСО.
- 2) нормативное обеспечение процессов учета, расчета и снижения потерь ЭЭ в электрических сетях.
- 3) формирование и реализация программ снижения потерь ЭЭ в распределительных сетях.

По нормативному обеспечению процессов учета для повышения точности и достоверности расчетов НТПЭ, составления фактических и прогнозных балансов ЭЭ, эффективного внедрения МСП в ближайшее время необходимо сосредоточить усилия на решении следующих задач:

- 1) продолжение работы по совершенствованию и повышению точности методов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях с учетом появления в них дополнительных источников и средств получения исходной информации о схемных и режимных параметрах.
- 2) объединение и информационная увязка методов и задач расчета потерь и балансов ЭЭ в электрических сетях, не только фактических, но и прогнозных.
- 3) обеспечение дальнейшего развития и совершенствования программного обеспечения расчетов и нормирования потерь.

Практика применения существующих нормативных документов при расчете и экспертизе НТПЭ выявила ряд проблемных вопросов, связанных с отсутствием статистики изменения составляющих баланса по годам из-за изменяющихся структур управления сетями и границ балансовой принадлежности (г.б.п.); необходимостью учета коммутационного состояния сетей, климатических условий, темпов роста электропотребления и т.п. Решение их приведет к уточнению действительной величины потерь электроэнергии в сетях ТСО и повышению эффективности их функционирования.

В заключительной части главы, на основании анализа структуры розничного рынка ЭЭ сделан вывод о необходимости подробного исследования принципов тарифообразования и разработки рекомендаций по повышению эффективности функционирования систем потребления электроэнергии.

Глава 2 посвящена задачам повышения эффективности функционирования системы потребления электроэнергии.

Установлено, что ключевым моментом при выборе тарифа на ЭЭ для потребителя является напряжение присоединения, которое может отличаться от фактического напряжения ЭУ. Поэтому для повышения эффективности функционирования и оптимизации тарифа потребителя необходимо при заключении договора на присоединение к сетям ТСО добиваться установления г.б.п. на шинах питающей подстанции.

При новом строительстве или увеличении мощности систем потребления основной задачей становится заключение договора на присоединение к существующей электрической сети. Технические аспекты вопроса подключения систем потребления ЭЭ к сетям ТСО решаются в рамках построения юридических отношений как между непосредственными участниками процесса электропередачи (ТСО, сбытовые организации (ЭСО) и потребители), так и с привлечением сторонних или контролирующих компаний (проектные организации, Ростехнадзор). Поскольку существующая законодательная база не отражает последовательность

действий потребителя и структуру возможных взаимоотношений, разработана систематизированная стратегия поведения потребителей ЭЭ при присоединении к сетям ТСО, состоящая из следующих этапов: заключение договора на технологическое присоединение с ТСО; разработка проекта электроснабжения ЭУ потребителя на основе полученных технических условий; получение «Акта допуска электроустановки в эксплуатацию»; заключение договора купли-продажи с ЭСО; заключение договора о возмездном оказании услуг по передаче ЭЭ с ТСО.

Тарифы на ЭЭ, поставляемую потребителям, устанавливаются одновременно в 3 вариантах: одноставочный тариф, двухставочный тариф и одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам суток. Величина оплаты по одно и двухставочному тарифу зависит от числа часов использования максимума нагрузки (T_M), для дифференцированного тарифа от времени суток.

Годовая плата за потребляемую ЭЭ потребителя, рассчитываемого по одноставочному тарифу, определяется исходя из суммарного электропотребления и соответствующей тарифной ставки

$$C_0 = \sum_{i=1}^{12} W_{\text{потр } i} T_{\text{Э0}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{потр } i}$ – объем электропотребления за месяц i расчетного года; $T_{\text{Э0}}$ – тарифная ставка одноставочного тарифа соответствующей ступени напряжения при некотором T_M .

При расчете по двухставочному тарифу плата за электропотребление определяется суммой двух составляющих – платы за заявленную мощность $P_{\text{заявл } i}$ и фактическое потребление ЭЭ $W_{\text{потр } i}$:

$$C_0 = \sum_{i=1}^{12} (P_{\text{заявл } i} T_{\text{Мд}} + W_{\text{потр } i} T_{\text{Эд}}), \quad P_{\text{заявл } i} = 1,05 P_{\text{max}} \quad (2)$$

где $T_{\text{Мд}}, T_{\text{Эд}}$ – ставки двухставочного тарифа за мощность и энергию, P_{max} – максимальная мощность рабочего дня в часы максимума энергосистемы.

Годовая плата за потребляемую ЭЭ абонента, рассчитываемого по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток, определяется исходя из электропотребления и тарифной ставки, соответствующих каждой зоне суток (пик (п), полупик (пп), ночь (н)). Суммарная плата за потребленную ЭЭ:

$$C_3 = \sum_{i=1}^{12} (W_{\text{п } i} T_{\text{Эп}} + W_{\text{пп } i} T_{\text{Эпп}} + W_{\text{н } i} T_{\text{Эн}}), \quad (3)$$

где $W_{\text{п}}, W_{\text{пп}}, W_{\text{н}}$ – суммарное месячное электропотребление, оплачиваемое по тарифу зон графика нагрузки; $T_{\text{Эп}}, T_{\text{Эпп}}, T_{\text{Эн}}$ – тарифные ставки по зонам графика нагрузки.

Рассматриваются возможные варианты оплаты потребителем ЭЭ по данным тарифам с целью определения, какой из них является предпочтительным с экономической точки зрения в зависимости от T_M . При этом необходимо ввести коэффициент соотношения ставок тарифов K_T , определяющий соотношение между величиной оплаты за ЭЭ по одноставочному и двухставочному тарифам:

$$K_T = \frac{T_{\text{Э0}}}{T_{\text{Эд}}}. \quad (4)$$

Величину заявленной мощности определяем как:

$$P_{\text{заявл } i} = 1,05 P_{\text{max}} = 1,05 \frac{W_{\text{потр}}}{T_M} \quad (5)$$

Приравняв оплату по одноставочному и двухставочному тарифам и выразив из этого уравнения величину T_M с учетом выражения (5), получим:

$$\begin{aligned} W_{\text{потр}} i T_{\text{Эо}} &= 1,05 \frac{W_{\text{потр}}}{T_M} T_{\text{мд}} + W_{\text{потр}} \frac{T_{\text{Эо}}}{K_T}; & T_{\text{Эо}} &= 1,05 \frac{T_{\text{мд}}}{T_M} + \frac{T_{\text{Эо}}}{K_T}; \\ T_{\text{Эо}} \frac{K_T - 1}{K_T} &= 1,05 \frac{T_{\text{мд}}}{T_M}; & T_M &= \frac{1,05 \cdot T_{\text{мд}} K_T}{T_{\text{Эо}} (K_T - 1)}. \end{aligned} \quad (6)$$

Подставив в выражения (6) значения действующих ставок тарифов, получим равновесное значение числа часов использования максимума нагрузки: для напряжения присоединения СН2 – $T_M=4894$ ч; для СН1 – $T_M=7189$ ч.

Для напряжения ВН оплата по одноставочному тарифу всегда будет меньше, чем по двухставочному. Далее сравнивается оплата за ЭЭ по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток, с оплатой по обычному одноставочному тарифу. Для этого необходимо суточное потребление ЭЭ разбить в соответствии с зонами суток. Введем коэффициенты n_1, n_2, n_3 – доли потребления электроэнергии, приходящиеся соответственно на пиковую, полупиковую и ночную зоны. Используя типовые графики нагрузки для различных отраслей промышленности, определим среднюю ставку оплаты по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток:

$$T_{\text{ср}} = n_1 T_{\text{Эп}} + n_2 T_{\text{Эпп}} + n_3 T_{\text{Эн}}. \quad (7)$$

Анализ показал, что при $T_M > 5000$ ч оплата за ЭЭ по одноставочному тарифу для потребителей ВН и СН2 будет ниже, чем по тарифу, дифференцированному по зонам суток.

Таким образом, для потребителей, имеющих напряжение присоединения НН, наиболее оптимальным является одноставочный тариф. Потребителям СН2 и ВН при $T_M > 5000$ ч целесообразно использовать одноставочный тариф, дифференцированный по зонам суток; в противном случае необходим переход на двухставочный и одноставочный тариф соответственно. Для потребителей СН1 оптимальным является одноставочный тариф. Лишь при $T_M > 7200$ ч возможно рассмотрение вопроса о переходе на двухставочный тариф.

На основании проведенного анализа сделан вывод, что наиболее широкое тарифное меню для потребителей в зависимости от выбираемой ЭСО, а, следовательно, и наилучшие возможности для оптимизации системы потребления ЭЭ, возникают при смешанном виде ценообразования, когда базовая доля ЭЭ отпускается по регулируемому тарифу (целесообразна величина 30 – 70 % от договорного объема, выбирается потребителем самостоятельно). Оставшаяся часть должна продаваться по нерегулируемым ценам, определяемым в зависимости от качества и эффективности деятельности ЭСО на рынках ЭЭ.

Глава 3 посвящена совершенствованию расчета НТПЭ в сетях ТСО. Получение исходных данных для расчета нормативов потерь ЭЭ с использованием сертифицированных программных комплексов связано с неопределенностью исходной информации. Поэтому рекомендуется применение метода экспертных оценок. Для сетевой организации «ТСО-энерго» в ходе обследования ЭУ, расположенных на территории только двух районов области, экспертно определена конфигурация сетей 0,4 кВ, произведено разделение общей длины фидеров 0,4 кВ на магистральные участки и ответвления (с учетом числа фаз), получены средние значения таких параметров, как число фидеров 0,4 кВ на одно ТП – 2,3 шт./ТП; сечение головного участка магистрали фидера ЛЭП 0,4 кВ – 38,5 мм²; сечение ЛЭП 6 кВ: кабельных – 50 мм² и воздушных – 35 мм². Структурирование информации по электрическим сетям 0,4 кВ всех 17 районов произ-

ведено на основе экстраполяции результатов анализа поопорных схем электрических сетей по выборке из двух. Данные районы, согласно экспертному заключению, являются типовыми для «ТСО-энерго» и экстраполяция результатов выборки не искажает общей картины конфигурации сетей организации в целом.

Полученные по результатам расчета в программном комплексе РТП-3 значения НТПЭ ($\Delta W_{\text{НТПЭ}}$) на период регулирования ($P=1$ год) представлены в табл. 1. С целью сравнительного анализа точности расчета проведено исследование методов расчета нормативов потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ на основе типовой схемы электроснабжения бытовых потребителей (рис. 1).

Табл. 1 Значения НТПЭ "ТСО-энерго"

Уровень напряжения сети, кВ	$\Delta W_{\text{НТПЭ,Р}}$, тыс.кВт·ч	$\Delta W_{\text{НТПЭ,Р}}$, %
6 – 10	3 378,33	3,78%
0,4	12 452,89	8,00%
ВСЕГО	15 831,22	9,96%

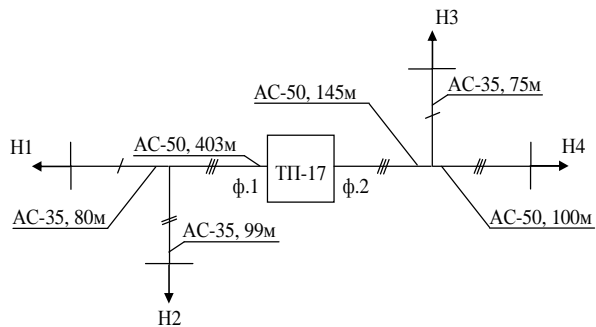


Рис.1

Установлено, что наиболее эффективным является применение метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети. Данный метод наименее трудоемкий с точки зрения сбора достаточного для расчета количества исходной схмотехнической информации. Полученные при оценке потерь электроэнергии в расчетной модели результаты имеют малое расхождение (не более $\pm 2\%$) с поэлементным расчетом даже на уровне расчета потерь в двух фидерах, получающих питание от одной ТП. С учетом реальных схем низкого напряжения существующих ТСО, в которых количество фидеров 0,4 кВ достигает нескольких сотен, погрешность применения метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети будет еще меньше ($\pm 1\%$), чем на уровне рассмотренной расчетной модели.

Для исследования факторов, определяющих достоверность расчета нагрузочных потерь ЭЭ на суточном интервале рассматривается предприятие легкой промышленности, получающее питание от одного ЦП ($U_{\text{ном сети}}=6$ кВ) при известном типовом графике нагрузки рабочего дня. Максимальная активная мощность нагрузки потребителя $P_{\text{н}}=0,5$ МВт. Реактивная мощность нагрузки вычисляется с учетом предельного значения коэффициента реактивной мощности, для сетей 6 кВ ($\text{tg}\varphi=0,4$; $Q_{\text{н}}=0,2$ Мвар). В реальных условиях эксплуатации имеют место различные погрешности, которые обуславливают возможные отклонения полученных результатов. Точность измерения мощности нагрузки определяется погрешностью измерительного канала (максимально допустимый класс точности измерительной аппаратуры $\pm 2\%$). Напряжение ЦП рассматривается для режима максимальных ($U_{\text{ЦП}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном сети}}$) и минимальных нагрузок ($U_{\text{ЦП}} = 1,0 U_{\text{ном сети}}$). Величина $R_{\text{экв}}$ определяется динамикой изменения положения коммутационной аппаратуры за расчетный период. В качестве диапазона изменения $R_{\text{экв}}$ выбрана величина $(0,95 - 1,0)R_{\text{экв}}$. Квадрат коэффициента формы определен

расчетным путем. При отсутствии информации о графике нагрузки или измененных достоверных значениях реактивной мощности $k_{\text{ф стандарт}}^2=1,33$, $\cos\varphi=0,85$. Результаты расчета нагрузочных потерь ЭЭ в рассматриваемой модели представлены в табл. 2.

Табл. 2. Результаты расчета нагрузочных потерь ЭЭ в исследуемой модели

Исходные данные для расчета потерь	Нагрузочные потери электроэнергии (ΔW , кВт·ч)	
	Метод оперативных расчетов	Метод средних нагрузок
Исходная конфигурация сети ($P_{\text{н}}=0,5$ МВт; $Q_{\text{н}}=0,2$ Мвар; $U_{\text{ЦП}}=6,3$ кВ, $R_{\text{экв}}=5$ Ом, $k_{\text{ф}}^2=1,133$)	490,9365	478,3751
Погрешность приборов учета -2%	471,4954	459,4314
Погрешность приборов учета +2%	510,7703	497,7014
Режим минимальных нагрузок ($U_{\text{ЦП}}=6,0$ кВ)	563,1243	548,7158
$R_{\text{экв}}=4,75$ Ом	466,3897	454,4563
Отсутствие данных о графике нагрузки ($k_{\text{ф стандарт}}^2=1,33$)	-	561,6457

Анализ показывает, что отсутствие учета реактивной мощности нагрузки приводит к завышению нагрузочных потерь в 1,9 – 2,1 раз. Использование при расчете потерь методом средних нагрузок разрешенного $k_{\text{ф стандарт}}^2=1,33$ приводит к завышению нагрузочных потерь электроэнергии до 30% по отношению к фактическому режиму работы электрических сетей.

Определение степени влияния исходной информации на результаты расчета нагрузочных потерь проведено для сетей того же предприятия на суточном интервале. Суммарное потребление электроэнергии составляет 10 МВт·ч. Диапазон изменения напряжения равен $U_{\text{ЦП}}=1 - 1,1 \cdot U_{\text{ном сети}}$ (6 – 6,6 кВ с шагом $0,01 U_{\text{ном сети}}$). $R_{\text{экв}}$ выбираем в пределах от 0,95 до 1,05 $R_{\text{экв ном}}=5$ Ом, шаг $0,01 R_{\text{экв ном}}$. Квадрат коэффициента формы определен на основании типовых графиков нагрузки для 16 отраслей промышленности; пределы измерения мощности нагрузки приняты равными максимально допустимому классу точности измерительной аппаратуры $\pm 2\%$; шаг изменения при расчете 0,5 %. Расчет произведен двумя рассмотренными методами.

Результаты расчета представляют значения случайной величины нагрузочных потерь. Поэтому требуется статистическая оценка ее числовых характеристик: математического ожидания и среднего квадратического отклонения, считая все рассмотренные способы расчета потерь равновероятными. Тогда:

$$M(DW)= 0,642 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, s(DW)=0,042 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Проверка гипотезы о нормальном распределении результатов расчетов нагрузочных потерь с помощью критерия хи-квадрат Пирсона показала, что при числе степеней свободы $k=9$, для $s^2 = 5,061$ $p=0,8$. Следовательно, с достаточно высокой вероятностью закон распределения нагрузочных потерь электроэнергии в зависимости от исходной схемной и режимной информации можно считать нормальным.

Точность оценки определяется доверительным интервалом оценки математического ожидания нагрузочных потерь при известном среднеквадратиче-

ском отклонении и объеме выборки $n=992$ при доверительной вероятности $g=0,95$:

$$d = \frac{t \cdot s}{\sqrt{n}} = \frac{1,96 \cdot 0,042}{\sqrt{992}} = 0,003 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (8)$$

где $t=1,96$ для нормального закона распределения.

Таким образом, доверительный интервал составляет

$$(M-d=0,639; M+d=0,645) \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

или $\pm 0,5\%$ от математического ожидания величины потерь.

Полученные результаты означают, что при неизменных схемных параметрах и наличии полного объема исходной режимной информации за расчетный период, в случае, когда погрешность измерительных приборов не выходит за границы класса точности, независимо от выбранного метода расчета нагрузочных потерь их значение не будет превышать допустимую инженерную погрешность расчета 5% с доверительной вероятностью $g=0,95$. Таким образом, при учете фактического объема переданной реактивной мощности и действительного коэффициента формы любой возможный метод расчета потерь имеет погрешность не более допустимой.

Для повышения точности расчета НТПЭ для промышленных предприятий (ПП), потери в сетях которых увеличиваются за счет субабонентов (СА), предлагается трехэтапный подход.

Этап 1. Сеть ПП делится на три части: оборудование, используемое только для собственного потребления ЭЭ ПП; оборудование для собственного потребления ПП и передачи ЭЭ СА; оборудование только для передачи ЭЭ СА.

Этап 2. Составляется баланс для электрической сети ПП с учетом сети каждого уровня напряжения, разделенной на I, II, III части. Деление сети на три части требует введения дополнительных параметров баланса электроэнергии в нормативные таблицы. При этом:

- потери в I части сети не влияют на величину НТПЭ для СА;
- во II части сети распределять потери электроэнергии, приходящиеся на долю СА и на собственное потребление ПП, предлагается делением суммарных потерь во II части сети пропорционально объему потребления соответствующих потребителей СА и ПП, то есть также как и в существующем подходе;
- потери в III части сети в НТПЭ для СА включаются полностью.

Этап 3. Определяется абсолютная величина НТПЭ для СА в целом по сети предприятия $\Delta W_{\text{СА}}$ путем суммирования по сетям разного уровня напряжения. Определяется общий отпуск в сеть предприятия $W_{\text{ОС.СА}}$, приходящийся на СА, путем суммирования по сетям разного уровня напряжения без учета трансформации. Относительные потери на СА в целом по сети предприятия $\Delta W_{\text{СА}\%}$ определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ СА}\%} = \frac{\Delta W_{\text{СА}}}{W_{\text{ОС.СА}}} \cdot 100\% \quad (9)$$

В табл. 3 приведено сравнение результатов расчетов потерь на СА с использованием предлагаемого подхода и по действующей методике.

В заключительной части предложены решения задачи составления баланса электроэнергии для сетей, связывающих смежные ТСО или генерирующие

организации; задачи определения величины относительных потерь электроэнергии и прогнозирования нагрузочных потерь на расчетный период; рассмотрены проблемы определения прогнозных значений отпуска ЭЭ и составляющих потерь при изменениях в сети в расчетном периоде по отношению к базовому.

Табл. 3. Определение ТПЭ и НТПЭ на СА

№	Параметр	Существующий подход		Предлагаемый подход:	
		у.е.	%	у.е.	%
1	Отпуск в сеть W_{OC}	100,0		100,0	
2	Отпуск в сеть на собственное потребление	–		40,434	
3	Отпуск в сеть на субабонентов $W_{OC,CA}$	57,955		59,566	
4	ТПЭ, всего	14,0	14,00%	14,0	14,00%
5	ТПЭ на собственное потребление ПП			5,434	13,44%
6	ТПЭ и НТПЭ на СА $\Delta W_{НТПЭ,CA}$	6,955	12,00%	8,566	14,38%
7	Объем переданной электроэнергии	88,0		86,0	
8	Объем переданной ЭЭ на собственное потребление	37,0		35,0	
9	Объем переданной электроэнергии для СА	51,0		51,0	

В главе 4 исследованы вопросы повышения эффективности функционирования ТСО. Разработана классификация коммерческих потерь ЭЭ, согласно которой выделяются: потери от хищения ЭЭ; от несовершенства системы учета; потери, обусловленные наличием бесхозных потребителей; от неэффективности финансовой деятельности; от погрешности расчета технологических потерь. В соответствии с приведенной градацией предложены мероприятия по их снижению.

В результате проведенного реформирования электроэнергетики возникли риски, которые требуют анализа, оценки и принятия оптимальных управленческих решений. Применительно к ТСО выделены хозяйственные, экономические, организационно-экономические и внешние риски. В зависимости от вида риска рекомендованы пути его минимизации.

С целью оценки потенциала энергосбережения ТСО разработана методика оценки эффективности МСП, учитывающая специфику филиала «АО-энерго» и включающая учет основных групп мероприятий: организационных, технических и направленных на снижение сверхнормативных потерь.

На основании требований ФЗ «Об энергосбережении» разработан показатель энергоэффективности, характеризующий соотношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов и затрат на его получение.

Применительно к основной производственной деятельности ТСО в качестве характеристик, отражающих используемые в определении энергоэффективности понятия, рассмотрены элементы укрупненного баланса электроэнергии: W_{OC} – отпуск электроэнергии в сеть ТСО; $W_{ПО}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителям и в смежные электросети; $\Delta W_{ФАКТ}$ – фактические (отчетные) потери электроэнергии; $W_{ХОЗ}$ – расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТСО.

Показатель энергоэффективности определяется выражением:

$$\varepsilon_{\text{Э}} = \frac{W_{\text{ПО}}}{\Delta W_{\text{ФАКТ}} + W_{\text{ХОЗ}}} = \frac{W_{\text{ОС}} - \Delta W_{\text{ФАКТ}}}{\Delta W_{\text{ФАКТ}} + W_{\text{ХОЗ}}} = \frac{W_{\text{ОС}} - (\Delta W_{\text{ТЕХН}} + \Delta W_{\text{КОМ}})}{(\Delta W_{\text{ТЕХН}} + \Delta W_{\text{КОМ}}) + W_{\text{ХОЗ}}} \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{ТЕХН}}$ – технологические потери электроэнергии; $\Delta W_{\text{КОМ}}$ – коммерческие потери электроэнергии.

В настоящее время в качестве официального критерия эффективности регулируемой деятельности ТСО по транспорту ЭЭ выступает НТПЭ. Предлагаемый показатель энергоэффективности более информативен по сравнению с НТПЭ, поскольку учитывает и расход электроэнергии на хозяйственные нужды $W_{\text{ХОЗ}}$. Он более чувствителен к реализации мероприятий по повышению энергоэффективности основной деятельности ТСО (снижение технологических и "коммерческих" потерь) по сравнению с реализацией мероприятий по сокращению собственного электропотребления. Этот показатель отражает фактор загрузки существующего оборудования, которая определяется, главным образом, внешними факторами – спросом на электроэнергию. По результатам расчета в 2011 г. для ПО «АО-Энерго» $\varepsilon_{\text{Э}} = 4,87$, т.е. на фактические потери электроэнергии и на расход на хозяйственные и коммунально-бытовые нужды тратится 1 кВт.ч на каждые 4,87 кВт.ч полезной переданной электроэнергии.

Для осуществления контроля уровня и планирования повышения показателя энергоэффективности филиала «АО-энерго» необходимо создание системы мониторинга его уровня, включающей нормативное обеспечение, организационные структуры и специализированные информационные системы. Разработанная система мониторинга позволяет контролировать величину энергоэффективности по отношению к требуемому уровню и изменять приоритеты целей и задач в случае необходимости повышения его уровня, обеспечивая обратную связь.

С целью обоснования при утверждении НТПЭ ряда коммерческих потерь как технических и включения их в ставку тарифа на передачу ЭЭ, произведена систематизация уже известных МСП и разработка новых подходов, направленных на снижение сверхнормативных потерь. К ним относятся: модернизация узлов коммерческого учета, учет срока службы силовых трансформаторов, учет срока службы силовых кабелей, коррекция потерь холостого хода (хх) с учетом реального напряжения на трансформаторах.

В зависимости от типа устройства, регулирующего коэффициент трансформации оборудования, учет влияния уровня напряжения в точке подключения трансформатора на величину потерь хх должен быть либо скорректирован с учетом положения регулятора, либо исключен. В отечественном трансформаторостроении силовые трансформаторы снабжаются устройствами регулирования вторичного напряжения типов ПБВ и РПН. За счет использования этих устройств, при изменении напряжения в узле подключения трансформатора в пределах регулировочного диапазона и правильном выборе уставки переключателя напряжение на вторичной обмотке может оставаться номинальным. Сохранение постоянной величины вторичного напряжения, возможно лишь при неизменной величине магнитного потока. Таким образом, устройства регулирования напряжения оказывают стабилизирующее влияние на величину потерь в стали.

Практический подход к применению описанных выше зависимостей состоит в следующем:

при наличии ПБВ – положение переключателя меняется не чаще двух раз в год – сезонное регулирование напряжения на трансформаторах с ПБВ – легко поддается учету и контролю;

при наличии РПН – положение переключателя в соответствии с конструктивными возможностями РПН, должно позволять осуществлять встречное регулирование напряжения, обеспечивая номинальный режим работы магнитной системы трансформатора.

Алгоритм расчета потерь XX силовых трансформаторов должен содержать два расчетных выражения:

1) Для трансформаторов без РПН необходимо учитывать влияние напряжения в узле подключения трансформатора и положение регулятора на величину потерь холостого хода:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left[\frac{U_i}{U_{ном} \left(1 \pm \frac{\Delta U_i \%}{100} \right)} \right]^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (11)$$

где T_{pi} – число часов работы трансформатора в i -м режиме, ч; U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора в i -м режиме, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ; $\Delta U_i \%$ – относительное значение напряжения, прибавляемого (вычитаемого) к номинальному напряжению обмотки ВН в i -м режиме, %.

2) Для трансформаторов с РПН необходимо учитывать независимость потерь XX от подведенного напряжения ВН, поскольку обязанность ТСО полностью использовать технические возможности эксплуатируемой техники:

$$\Delta W_x = \Delta P_x T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (12)$$

где T_p – число часов работы трансформатора в базовом режиме, ч.

Выражение (11) рекомендуется применять для расчетов потерь всех распределительных трансформаторов с высшим напряжением 6 – 10 кВ.

Глава 5 посвящена повышению надежности функционирования ТСО. Безотказная работа отдельных элементов электрической сети напрямую определяет не только качество и надежность электроснабжения потребителей, но и минимальный уровень потерь электроэнергии, зависящий от конфигурации сети. Распределительные сети 6 – 35 кВ обычно радиальные или работают в разомкнутом режиме из-за сложности автоматизации и защиты. Работа таких сетей в разомкнутом режиме приводит к снижению токов короткого замыкания и значительно упрощению управления режимом.

В качестве одного из критериев при оптимизации таких сетей в нормальном режиме предлагается рассматривать минимум потерь электроэнергии, поскольку изменение положения коммутационной аппаратуры практически не оказывает влияние на надежность (сохраняется уровень, принятый за базовый согласно категориям ПУЭ) и резервирование. Наличие устройств автоматики позволяет достаточно быстро произвести оперативные переключения в случае выхода из строя одного из элементов сети. Для разомкнутых сетей с двумя источ-

никами питания основным показателем, соответствующим минимуму потерь в сети является равномерная загрузка питающих линий. Установлено, что наиболее эффективным является отключение СВ на одной из проходных подстанций, определяющее потокораспределение в сети, соответствующее приведенному критерию.

Наиболее эффективным для минимизации ущерба от отказа электроснабжения является подход, при котором учитывается величина потерь электроэнергии в целом по сети в нормальном режиме, а также увеличение потерь и возможное снижение потребления электроэнергии в аварийном и послеаварийном режимах. Частоту наступления ненормальных режимов необходимо определять с учетом параметра потока отказов ω , определяемого для основных элементов сети (КЛ и ВЛ, коммутационные аппараты) на основании сбора и обработки статистической информации за предыдущие периоды эксплуатации. Кроме того, необходимо учитывать вероятность изменения режима сети в результате планово предупредительных ремонтов (ППР) оборудования. Таким образом, параметр последствий отказа (Π), МВт:

$$\Pi = \Pi_{\text{потери}} + \Pi_{\text{потребление}} \quad (13)$$

где $\Pi_{\text{потери}}$ – слагаемое параметра последствий отказа, определяющее потери мощности на элементе в нормальном режиме работы и среднее изменение потерь мощности в сети в случае отказа данного элемента, МВт; $\Pi_{\text{потребление}}$ – слагаемое параметра последствий отказа, определяющее вероятное снижение мощности потребителей в случае отказа данного элемента, МВт.

Составляющие формулы (13) вычисляются по выражениям (14 – 15).

$$\Pi_{\text{потери}} = \Delta P_{\text{у-п}} + \Delta p_{0\text{уд.н}} \cdot S^2 + \Delta P_{\text{ср}} \cdot w \cdot T_{\text{в}} + \Delta P_{\text{ср}} \cdot m \cdot T_{\text{р}}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{\text{у-п}}$ – условно-постоянные потери в элементе (для ЛЭП), МВт, включающие: потери в изоляции кабелей; расход электроэнергии на плавку гололеда; потери от токов утечки по изоляторам ВЛ; $\Delta p_{0\text{уд.н}} = \frac{R_0 \cdot l}{U_{\text{ном.сети}}^2}$ – удельные нагрузочные

потери в элементе (для ЛЭП), 1/МВт; R_0 – активное сопротивление ЛЭП, Ом/км; l – длина ЛЭП, км; $U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети, кВ; S – поток мощности через элемент, МВА; $\Delta P_{\text{ср}}$ – среднее увеличение потерь мощности в результате изменения конфигурации сети после отказа рассматриваемого элемента, МВт; w – параметр потока отказов, 1/год; $T_{\text{в}}$ – время восстановления, год; m – частота ремонтов, 1/год; $T_{\text{р}}$ – продолжительность планового ремонта, год.

$$\Pi_{\text{потребление}} = \sum W_{\text{потр}} \cdot w \quad (15)$$

где $\sum W_{\text{потр}} = P_{\Sigma} \cdot T_{\text{у.ав}}$ – вероятный недоотпуск активной электроэнергии потребителям за время восстановления нормального режима, МВт·ч; P_{Σ} – вероятная активная мощность нагрузки потребителей, отключаемая после отказа элемента, МВА; $T_{\text{у.ав}}$ – время устранения аварийного режима, зависящее от кате-

гории надежности электроснабжения потребителей и определяемое наличием в сети устройств автоматического управления, год.

На рис. 2. представлена однолинейная схема и модель распределительной сети в виде эквивалентного ненаправленного графа сети "ТСО-1", в котором нагрузки и центры питания моделируются как узлы, а ЛЭП и коммутационные аппараты составляют ветви длиной Π . Чем больше параметр ветви графа Π , тем более серьезные последствия будет иметь отказ данного элемента. Определив конфигурацию сети на основании поиска минимального пути в графе модели, получена наиболее эффективно работающая сеть по критерию минимума последствий отказа ее элементов.

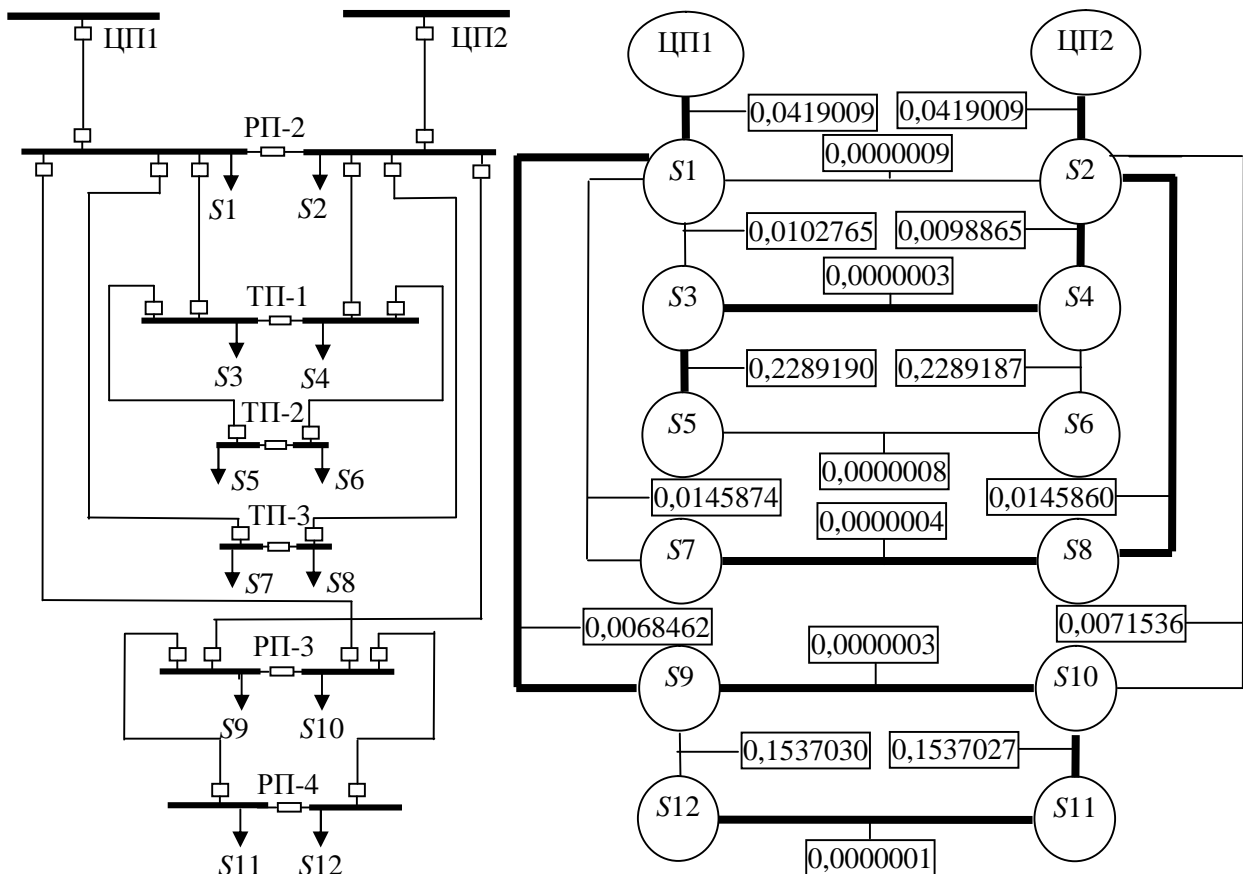


Рис. 2. Однолинейная схема и эквивалентный граф сети "ТСО-1"

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Формирование основных задач и функций субъектов оптового и розничного рынков электроэнергии в условиях конкуренции показало необходимость повышения эффективности систем передачи и потребления электроэнергии с целью обеспечения качества и надежности электроснабжения потребителей.

2. Критический анализ функционирования систем передачи электроэнергии выявил актуальные задачи разработки предложений по совершенствованию расчета норматива потерь электроэнергии при ее передаче и мероприятий по их снижению, в первую очередь за счет снижения нетехнических потерь.

3. Выработана систематизированная стратегия поведения потребителей ЭЭ при присоединении к сетям ТСО, позволяющая оптимизировать стоимость и сроки выполнения работ.

4. Установлено, что для потребителей, имеющих напряжение присоединения 0,4 кВ, наиболее оптимальным является одноставочный тариф. Потребителям 6 (10) кВ и 110 кВ при $T_m < 5000$ ч целесообразно использовать одноставочный тариф, дифференцированный по зонам суток, в противном случае необходим переход на двухставочный и одноставочный тариф соответственно. Для потребителей 35 кВ оптимальным является одноставочный тариф, лишь при $T_m > 7200$ ч возможно рассмотрение вопроса о переходе на двухставочный тариф.

5. Доказано, что при расчете потерь в сетях 0,4 кВ наиболее простым и эффективным, а иногда и единственно возможным является применение метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети. Поэтому целесообразно снятие ограничения его применения.

6. Установлено, что отсутствие при эксплуатации сетей учета реактивной мощности и фактического квадрата коэффициента формы приводит к значительному снижению достоверности результатов расчета нагрузочных потерь электроэнергии, для повышения которой необходима оценка доверительной вероятности и доверительного интервала.

7. Разработан подход, позволяющий более обоснованно разделять потери электроэнергии в электрической сети ПП для установления НТПЭ для СА при расчете тарифа на услуги передачи электроэнергии СА и учета в себестоимости выпускаемой продукции или стоимости оказываемых услуг, не связанных с транспортом электроэнергии.

8. Разработан показатель энергетической эффективности, который полностью соответствует определению понятия «Энергоэффективность» и более информативен по сравнению с существующими показателями.

9. Разработана методика технико-экономического анализа эффективности реализации МСП, учитывающая специфику филиала «АО-энерго», применяемая при проведении энергоаудитов ТСО Нижегородской области.

10. Установлено, что при повышении надежности и эффективности функционирования распределительных сетей решающее значение приобретает оптимизация мест размыкания.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По перечню рецензируемых изданий ВАК

1. Вуколов, В.Ю. Риски электросетевых организаций в условиях "котловой" системы тарифообразования / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Вестник ИГЭУ, 2009. № 4. С.92-94.

2. Вуколов, В.Ю. Мероприятия по снижению потерь в территориальных сетевых организациях / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Известия вузов. Электромеханика, 2009. Специальный выпуск. С.54-55.

3. Папков, Б.В. Особенности расчета нормативов потерь для ТСО / Б.В. Папков, В.Ю. Вуколов // Промышленная энергетика, 2010. № 1. С.33-38.

4. Вуколов, В.Ю. Вопросы повышения эффективности функционирования территориальных сетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Промышленная энергетика, 2012. № 5. С.18-21.

Публикации за рубежом

5. Вуколов, В.Ю. О безопасности функционирования территориальных сетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Економічна безпека держави і науково-технологічні. аспекти її забезпечення. Праці 1-го науково-практичного семінару з міжнародною участю. – Киев, Черкассы, 2009. С. 37-44.

6. Вуколов, В.Ю. Оптимизация расходов потребителей на оплату электрической энергии в задачах повышения экономической безопасности/ В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Економічна безпека держави і науково-технологічні. аспекти її забезпечення. Праці 3-го науково-практичного семінару з міжнародною участю. – Киев, Черкассы, 2011. С. 116-123.

Публикации в других изданиях

7. Вуколов, В.Ю. Особенности расчета нормативов потерь электрической энергии для создаваемых сетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Е.И. Татаров, М.В. Шарыгин // Труды НГТУ “Актуальные проблемы электроэнергетики”. – Н. Новгород, 2007. С. 32-34.

8. Вуколов, В.Ю. Особенности расчета нормативов потерь для ЭСО / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Сборник докладов III международной научно-практической конференции "Энергосистема: управление, конкуренция, образование" Т. 2. – УГТУ, Екатеринбург, 2008. С. 187-191.

9. Вуколов, В.Ю. Исследование методов расчета потерь электрической энергии в сетях до 1000 В в современных условиях / В.Ю. Вуколов, Е.И. Татаров, М.В. Шарыгин // Труды НГТУ “Актуальные проблемы электроэнергетики”. – Н. Новгород, 2008. С. 109-112.

10. Вуколов, В.Ю. Риски электросетевых организаций в условиях "котловой" системы тарифообразования / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Международная научно-техническая конференция «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XV Бенардосовские чтения) / ИГЭУ. – Иваново, 2009. С. 138-139.

11. Вуколов, В.Ю. Элементы системного подхода в задачах современной электроэнергетики / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // 11-й международный научно-промышленный форум "Великие реки' 2009". Т.1. – Н. Новгород, 2009. С. 564-566.

12. Вуколов, В.Ю. Особенности разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии при переходе к рыночным отношениям / В.Ю. Вуколов // Труды НГТУ “Актуальные проблемы электроэнергетики”. – Н. Новгород, 2009. С. 165-168.

13. Вуколов, В.Ю. Выбор тарифной системы в задачах оптимизации расходов на оплату электрической энергии / В.Ю. Вуколов // Будущее технической науки: тез. докл. VIII Междунар. молодеж. науч.-техн. конф. – Н. Новгород: НГТУ, 2009. С. 95-96.

14. Вуколов, В.Ю. Вопросы повышения надежности функционирования территориальных сетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.61. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. С.126 – 132.

15. Вуколов, В.Ю. Оценка достоверности результатов расчета нагрузочных потерь электроэнергии / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Международная научно-техническая конференция «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVI Бенардосовские чтения) / ИГЭУ. – Иваново, 2011, С. 106-109.

16. Вуколов, В.Ю. Оценка расходов потребителей газовой отрасли на оплату электрической энергии / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций. Т.2. – Н. Новгород, Вектор ТиС, 2011. С. 168-191.

17. Вуколов, В.Ю. Повышение надежности и эффективности функционирования сетей 6 – 35 кВ / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.62. Иваново: ПресСто, 2011. С.38 – 47.

18. Вуколов, В.Ю. Организация системы мониторинга уровня энергетической эффективности / В.Ю. Вуколов // Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов. ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» – Иваново, 2012. – Т.3. С.72 – 76.

19. Вуколов, В.Ю. Особенности расчета НТПЭ для промышленных предприятий, передающих электроэнергию субабонентам / В.Ю. Вуколов, Е.И. Татаров, М.В. Шарьгин // Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов. ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» – Иваново, 2012. – Т.3. С.72 – 76.

Подписано в печать 25.10.2012. Формат 60 x 84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.

Уч.-изд. л. 1,0. Тираж 120 экз. Заказ 683

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева.

Типография НГТУ.603950, г. Нижний Новгород, ул. Минина, 24.