

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого  
Президента России Б.Н. Ельцина»

На правах рукописи



Паздерин Андрей Андреевич

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ  
ЭНЕРГО-СТОИМОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ  
И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата  
технических наук

Екатеринбург – 2019

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Бартоломей Петр Иванович**

Официальные оппоненты: **Голуб Ирина Ивановна**, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем № 40;

**Гительман Лазарь Давидович**, доктор экономических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», заведующий кафедрой систем управления энергетикой и промышленными предприятиями;

**Малафеев Алексей Вячеславович**, кандидат технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий.

Защита диссертации состоится 4 февраля 2020 г. в 13.00 ч на заседании диссертационного совета УрФУ 05.02.03 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», <https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?d=12&rid=818>

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Самойленко Владислав Олегович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Либерализация электроэнергетики привела к выделению транспорта и распределения электрической энергии (ЭЭ) в самостоятельный вид деятельности. Передача ЭЭ от электрических станций до потребителей осуществляются Федеральной Сетевой Компанией (ФСК), региональными и территориальными сетевыми компаниями, объединенными в работе термином «электросетевые организации» (ЭСО). Основную выручку ЭСО получают от реализации услуг по передаче ЭЭ, дополнительные доходы связаны с технологическим присоединением (ТП) новых потребителей. В связи с тем, что ЭСО осуществляют свою деятельность при отсутствии конкуренции, данные виды деятельности являются регулируемыми. Тарифы на передачу электроэнергии (ТПЭ) и тарифы на ТП устанавливаются уполномоченными регулирующими органами (РО). В конечной цене ЭЭ для потребителей стоимость передачи ЭЭ находится в диапазоне от 25 % до 75 % в зависимости от уровня тарифного напряжения, средняя по РФ доля составляет 45%.

Обзор зарубежной литературы показал большое разнообразие в подходах стран к формированию ТПЭ на основе различных технических показателей. Наиболее общие черты связаны с дифференциацией тарифов на передачу по уровням напряжения, с отдельной оплатой энергии и мощности, с оплатой потерь ЭЭ. Дополнительными оплачиваемыми показателями в различных странах могут быть реактивная энергия (мощность), географическая удаленность потребителей, время суток или сезонов года, форма графика нагрузки, показатели надежности и качества электроснабжения. Схема оплаты услуг на передачу ЭЭ в России в целом соответствует мировым тенденциям, но имеет достаточно простую систему оплачиваемых показателей. Она определяется уровнем напряжения, значениями активной электроэнергии, максимальной мощности и потерь ЭЭ. Отчетные потери ЭЭ являются единственным оплачиваемым показателем, на который ЭСО может оказывать влияние. Показатели надежности и качества электроснабжения, отсутствующие в тарифной системе для ЭСО не устраивают многих промышленных потребителей. Кроме того, высокие ТПЭ стимулируют их к снижению зависимости от централизованных систем электроснабжения путем внедрения собственной генерации. Последнее приводит к снижению потребляемой из сети ЭЭ и к увеличению ТПЭ для оставшихся потребителей. Аналогичным образом ЭСО слабо заинтересованы в повышении технической и экономической эффективности передачи электроэнергии в связи с отсутствием экономических стимулов в тарифной системе. Исходя из существующей ситуации, назревает потребность совершенствования системы оплаты услуг на передачу ЭЭ и ТП для стимулирования потребителей и ЭСО к повышению эффективности передачи ЭЭ на взаимовыгодных условиях.

Разрабатываемая технико-экономическая модель передачи ЭЭ связывает основные технологические параметры ЭСО, то есть потоки и потери ЭЭ, со стоимостью их передачи. Основу технологической подсистемы образует

модель энергораспределения (ЭР), которая позволяет рассчитать распределение потоков и потерь ЭЭ для каждого элемента схемы сети, опираясь на измерения ЭЭ. Модель ЭР ранее была рассмотрена в работах кафедры АЭС УГТУ-УПИ (ныне УрФУ). Экономическая подсистема модели, разрабатываемая в настоящей диссертации, позволяет рассчитать полную и удельную стоимость передачи ЭЭ до любой точки сети, опираясь на режим ЭР.

В основе подхода лежит методика распределения полной стоимости услуг на передачу, то есть необходимой валовой выручки (НВВ) ЭСО, между узлами потребления в соответствии с распределением потоков ЭЭ в электрической сети. Научной основой этого послужили работы ИСЭМ (Гамм А.З., Голуб И.И., Войтов О.Н. и др.) по адресному и апостериорному анализу режимов потокораспределения. Подход позволяет представить процесс передачи ЭЭ на графе электрической сети в виде двух взаимосвязанных транспортно-балансовых задач: распределении потоков электрической энергии и потоков стоимости. Потоки стоимости для услуг на передачу ЭЭ рассчитываются для всех элементов схемы в соответствии с направлениями и значениями потоков ЭЭ. Модель дает оценку полной и удельной стоимости передачи ЭЭ каждому потребителю на основе фактической загрузки элементов сети, используемых в процессе его электроснабжения с учетом создаваемых им потерь ЭЭ, и она была названа модель «энерго-стоимостного распределения» (ЭСР).

В рамках разрабатываемой технико-экономической модели ЭСР возможно совершенствование существующей системы тарифообразования в области передачи ЭЭ и ТП начиная от применения надбавок и скидок и заканчивая кардинальным изменением подхода и внедрения индивидуальных тарифов на передачу ЭЭ и ТП. В действующих условиях перспективными являются тарифные методы влияния на режимы работы потребителей. В рамках проблемы ТП предлагается дифференцировать тарифы в разных узлах сети для привлечения новой нагрузки (потребителей) низкими тарифами на ТП в узлы с недогруженным оборудованием и наименьшими относительными приростами потерь. Выравнивание относительных приростов потерь в узлах нагрузки снижает нагрузочные потери ЭСО, что способствует снижению ТПЭ.

Модель ЭСР позволит осуществлять последовательную гармонизацию отношений ЭСО и потребителей путем совершенствования экономических схем их взаимодействия. На начальных этапах необходимо создавать стимулы для ЭСО и потребителей к улучшению отдельных локальных показателей процесса передачи ЭЭ за счет введения надбавок/скидок (повышающих/понижающих коэффициентов) к ТПЭ. В настоящей работе это сделано на примере коэффициента формы графика нагрузки, коэффициента полной мощности и прироста энергопотребления.

Следует отметить, что работа не ставит перед собой задач в области изменения экономических аспектов формирования затратной базы ЭСО и показателей их экономической деятельности. НВВ, ежегодно утверждаемая РО для ЭСО, берется в качестве исходных данных для последующей связи со схемно-режимными параметрами в рамках модели ЭСР. Повышения экономической эффективности передачи ЭЭ можно добиться за счет

минимизации затрат на компенсацию потерь и затрат на содержание сети, причем последняя составляющая более весомая. В современных экономических условиях целесообразно создавать стимулы для потребителей по более рациональной загрузке электросетевого оборудования не только с позиции потерь ЭЭ, но и из стремления минимизировать объем слабо используемого оборудования. Эта задача может решаться, прежде всего, в долгосрочной перспективе за счет дифференциации тарифов на ТП для разных узлов сети.

**Степень разработанности темы исследования.** Основу технической подсистемы ЭСР образует модель энергораспределения, ранее разработанная в УГТУ-УПИ. Задача ЭР базируется на методических основах теории оценивания состояния и позволяет произвести расчет сбалансированных потоков и потерь ЭЭ в схеме сети, с достоверизацией измерений и локализацией коммерческих потерь ЭЭ. Результаты расчета ЭР используются для дальнейшего апостериорного анализа в рамках экономической подсистемы. Методической основой такого анализа являются работы А.З. Гамма, И.И. Голуб, О.Н. Войтова, Ю.А. Бровякова, Ю.А. Гришина, В.М. Соболевского, и многих зарубежных авторов J.Bialek, Y.M. Park, J. B. Park, M.V.F. Pereira, D.A. Lima, A.P. Feltrin, G. Strbac, D. Kirschen, S. Ahmed, K.L. Lo, M.Y. Hassan и др. В научной литературе широко освещены экономические аспекты формирования ТПЭ, такие как определение структуры затратной базы сетевых организаций и показателей их экономической деятельности, участвующих в формировании ТПЭ.

**Целью работы** является разработка модели, которая связывает технические параметры процесса передачи ЭЭ со стоимостью ее передачи в схеме сети, и использование модели для повышения технической и экономической эффективности данного процесса. Для реализации поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Обзор и анализ существующих систем оплаты услуг на передачу электроэнергии в РФ и странах Европы.
2. Постановка и апробация задачи ЭСР, то есть задачи распределения стоимости услуг на передачу электроэнергии между элементами схемы на основе апостериорного анализа режима ЭР.
3. Разработка на основе модели ЭСР системы надбавок и скидок к ТПЭ для потребителей за снижение потерь ЭЭ в сети.
4. Разработка методики дифференциации тарифов на ТП, стимулирующей присоединение новой нагрузки в конкретные узлы схемы с учетом интересов сетевой организации.

**Объектами исследования** являются магистральные и распределительные сети и методы повышения технической и экономической эффективности их работы за счет совершенствования системы тарифов.

**Научная новизна:**

1. Показана потребность совершенствования системы тарифов на передачу и ТП с использованием технико-экономической модели для стимулирования потребителей и ЭСО к повышению эффективности работы сетей.
2. Разработана модель ЭСР, позволяющая распределять стоимость содержания и стоимость потерь ЭЭ в схеме сети на основе апостериорного анализа

энергораспределения. Модель позволяет оценить полную и удельную стоимость передачи ЭЭ до любого узла схемы сети.

3. Предложена методика улучшения технических параметров электропередачи за счет надбавок/скидок к ТПЭ с использованием модели ЭСР.
4. Предложена методика стимулирования потребителей к присоединению новой нагрузки на подстанции с недогруженным оборудованием и наименьшими потерями за счет дифференциации тарифов на ТП, учитывающих относительные приросты потерь.

**Теоретическая и практическая значимость** работы заключается в повышении эффективности процесса передачи ЭЭ путем создания стимулов как для ЭСО, так и для потребителей ЭЭ за счет совершенствования существующих тарифных моделей. Ранее разработанная модель энергораспределения, предназначенная для расчета и анализа энергетических режимов ЭЭС, была дополнена новой подсистемой для расчета и анализа стоимостных показателей передачи ЭЭ. Модель ЭСР является универсальным инструментом для анализа ЭСО себестоимости и рентабельности передачи ЭЭ до различных узлов сети, оценки ответственности узлов нагрузки за использование электросетевого оборудования и потери ЭЭ. Модель ЭСР позволяет выполнить обоснование дифференцированной платы за ТП новых потребителей для гармоничного развития сети.

**Методология и методы исследования.** Поставленные задачи решались с использованием теоретических основ электротехники, использовались методы линейной алгебры и теории оценивания состояния, применялись методы расчета и анализа установившихся режимов и ЭР. В работе использованы методики формирования тарифов на передачу ЭЭ, методики расчета технологических потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям, методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на ЭЭ на розничном рынке, а также методические указания по определению размера платы за ТП к электрическим сетям. Вычислительные эксперименты выполнялись с помощью следующего программного обеспечения: MathCAD 15, Balance 5, RastrWin 3.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Модель энерго-стоимостного распределения, позволяющая распределять стоимость содержания и стоимость потерь ЭЭ в схеме сети на основе адресного и апостериорного анализа энергораспределения, в основе которой лежат уравнения балансов потоков ЭЭ и потоков стоимости для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы.
2. Методика формирования системы уравнений для расчета потоков стоимости услуг по передаче ЭЭ, которая связывает потоки электроэнергии на всех участках электрической сети со стоимостью их передачи.
3. Методики улучшения технических параметров электропередачи за счет надбавок/скидок к ТПЭ на основе модели ЭСР, позволяющие стимулировать сетевые предприятия и потребителей к повышению эффективности передачи электроэнергии.

4. Методика стимулирования потребителей к присоединению новой и перераспределению существующей нагрузки в интересах сетевой компании за счет дифференциации тарифов на ТП на основе модели ЭСР и принципа равенства относительных приростов потерь, которая позволяет обеспечить снижение потерь электроэнергии и выравнивание загрузки элементов электрической сети.

**Апробация результатов работы.** Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на 7 международных конференциях:

- Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи - 2017», Самара.
- Международная научно-практическая конференция ЭКСИЭ-06 «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии», Екатеринбург, 2017.
- 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, CPE-POWERENG 2017, Cadiz, Spain, 2017.
- The 26<sup>th</sup> IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Edinburgh International Conference Centre (EICC), Edinburgh, UK, 2017.
- Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященная памяти профессора Данилова Н. И. Екатеринбург, 2017, 2018.
- International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, Sevilla, Spain, 2018.
- IEEE 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2019; Stara Lesna, Slovakia, 2019.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 17 работ, из них 5 – в русскоязычных изданиях из перечня ВАК; 4 – в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 128 наименований и 3 приложений. Содержит 189 страниц, включает 11 рисунков и 12 таблиц.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы и дана ее общая характеристика. Рассмотрены наиболее общие проблемы формирования эффективной системы оплаты услуг на транспорт ЭЭ и ТП.

**В первой главе** представлено краткое описание системы оплаты услуг на передачу ЭЭ в Российской Федерации, освещены особенности тарифообразования при передаче ЭЭ по магистральным электрическим сетям и сетям территориальных распределительных компаний.

В Российской Федерации оплата услуг за передачу ЭЭ взимается только с потребителей, производители ЭЭ не оплачивают данный вид услуг. Транспорт ЭЭ по территории РФ осуществляет ФСК. Тариф на услуги ФСК по передаче ЭЭ утверждается Федеральной антимонопольной службой РФ и является

двухставочным. Содержание сети оплачивается по тарифу на мощность, а покрытие потерь ЭЭ оплачивается по тарифу на энергию.

Распределение ЭЭ осуществляется большим количеством ЭСО, осуществляющих свою деятельность в пределах субъекта РФ. Плата за распределение ЭЭ определяется РО на основе «котлового принципа тарифообразования», который предполагает равенство ТПЭ для всех потребителей одного тарифного напряжения.

Обзор зарубежной практики тарифного регулирования показывает большое разнообразие в принципах и схемах оплаты услуг на транспорт и распределение ЭЭ, которое зависит от правил функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности. Так, из 35 рассмотренных европейских стран:

- в 21 стране услуги на транспорт ЭЭ оплачивают только потребители, а в 14 странах еще и генераторы;
- в 12 странах ТПЭ дифференцируются для часов суток или сезонов года;
- в 10 странах ТПЭ не связаны с компенсацией потерь ЭЭ;
- в 23 странах ТПЭ зависят от числа часов использования максимума;
- в 25 странах ТПЭ содержат показатели надежности электроснабжения.

Большое разнообразие связано с учетом измеряемых показателей, которые влияют на значение ТПЭ. Так, в Италии ТПЭ определяется только в зависимости от объемов переданной ЭЭ, а в Голландии - только от мощности. Во многих странах ТПЭ зависят от показателей надежности. Во многих странах ТПЭ не зависят от удаленности потребителей от источников питания и определяются на основе метода «почтовой марки». В ряде стран используется метод «МВТ-мили», в котором ТПЭ определяются с учетом расстояния на основе различных режимных моделей.

На основе обзора литературы можно сделать вывод о том, что в целом отечественная система тарифообразования отвечает общемировым тенденциям. Она является относительно простой и имеет недостаток, связанный с отсутствием экономических стимулов для ЭСО к совершенствованию процесса электропередачи. Аналогичная ситуация возникает и со стороны потребителей ЭЭ, так как отсутствуют финансовые стимулы к таким очевидным с точки зрения процесса электроснабжения вещам, как компенсация реактивной мощности, выравнивание суточных и сезонных графиков электропотребления, участие в регулировании напряжения и минимизации потерь электроэнергии, помощь ЭСО в аварийных ситуациях.

**Во второй главе** представлена основная идея модели ЭСР, которая позволяет распределять полную стоимость услуг на передачу ЭЭ между узлами электрической сети с учетом загрузки электрического оборудования, вовлеченного в процесс электроснабжения конкретных нагрузочных узлов и с учетом затрат, которые связаны с функционированием каждого конкретного элемента электрической сети.

Поскольку модель ЭСР основана на режиме ЭР, то расчет соответствующего режима должен выполняться на первом этапе решения задачи ЭСР. Распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ между

нагрузочными узлами должно производиться на основе модели технологического процесса, которая определяет распределение потоков ЭЭ (мощности) на графе электрической сети.

На втором этапе производится распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ между элементами схемы сети. Суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ, совпадающая по значению с НВВ для рассматриваемой ЭСО, распределяется между всеми подстанциями (узлы в схеме замещения) и всеми линиями электропередачи и трансформаторами (ветви в схеме замещения) пропорционально вкладу каждого элемента в итоговые затраты ЭСО.

На данном этапе решения задачи ЭСР полная НВВ  $C_{\Sigma}$  делится на три составляющие:

-  $C_{\Sigma}^a$  составляющая НВВ, связанная с содержанием электрической сети, непосредственно соотносимая с конкретным электросетевым оборудованием и напрямую распределяемая по элементам схемы.

-  $C_{\Sigma}^{\Delta}$  составляющая НВВ, связанная с затратами на компенсацию потерь ЭЭ, распределяемая по элементам схемы пропорционально техническим потерям каждого элемента.

-  $C_{\Sigma}^b$  составляющая НВВ, связанная функционированием ЭСО в целом, распределяемая между элементами схемы на основе условных (объемообразующих) единиц электрооборудования.

Составляющая НВВ  $C_{\Sigma}^a$  включает такие статьи расходов, как амортизация основных средств, ремонт основных средств, расходные материалы. Эти затраты напрямую соотносятся с конкретными элементами электросетевого комплекса на основе бухгалтерской отчетности. Значения данных затрат для каждого  $i$ -го элемента схемы сети, обозначены как  $C_i^a$ . В результате распределения данных статей расходов формируются элементные стоимости  $C_i^a$  для всех  $N$  узлов и  $M$  ветвей схемы сети.

Суммарные затраты на компенсацию потерь ЭЭ  $C_{\Sigma}^{\Delta}$  целесообразно распределять пропорционально вкладу каждого элемента сети в суммарные технические потери ЭЭ  $\Delta W_{\Sigma}$ . Распределение технических потерь электроэнергии по элементам сети  $\Delta W_i$  получено на этапе расчета ЭР. Элементные стоимости потерь  $C_i^{\Delta}$  определяются путем умножения  $\Delta W_i$  на тариф на покупку потерь.

Затраты  $C_{\Sigma}^b$ , включают расходы на оплату труда, расходы из прибыли, а также большую часть налогов и обязательных платежей. Распределение общих затрат ЭСО между элементами схемы неочевидно и возможно два подхода. В первом подходе для получения  $C_i^b$  целесообразно использовать значение условных или объемообразующих единиц оборудования  $K_i^{ye}$ . В практике эксплуатации сетей  $K_i^{ye}$  широко применяется и известно для каждого  $i$ -го элемента электрической сети (линии электропередачи, трансформатора, выключателя, вторичного оборудования и пр.). Второй вариант может быть связан с исключением  $C_{\Sigma}^b$  из распределения по элементам схемы сети. В этой

ситуации общие затраты ЭСО распределяются между узлами потребления пропорционально полезному отпуску ЭЭ, то есть без учета режима ЭР. При этом общие затраты ЭСО распределяются на основе котловой, то есть действующей модели, а оставшиеся затраты распределяются с учетом режима работы сети.

Таким образом, для каждого узла и для каждой ветви схемы электрической сети получится численная оценка доли НВВ, которая связана с данным элементом схемы, и которая получила название «элементная стоимость услуг на передачу»  $\varepsilon C_i = C_i^a + C_i^\Delta + C_i^b$ .

На третьем этапе задачи ЭСР элементные стоимости услуг на передачу ЭЭ узлов  $\varepsilon C_i$  и ветвей  $\varepsilon C_{ij}$  транслируются (переносятся) на последующие элементы электрической сети в соответствии с путями протекания потоков ЭЭ начиная от узлов поступления ЭЭ в сеть и заканчивая узлами отпуска ЭЭ из сети. В качестве исходных данных для расчета ЭСР используется информация о расчетных сбалансированных потоках ЭЭ в узлах  $W_i$  и ветвях  $W_{ij}$  схемы сети, то есть результаты расчета ЭР. Элементные стоимости услуг на передачу узлов  $\varepsilon C_i$  и ветвей  $\varepsilon C_{ij}$  также являются исходными данными. Элементные стоимости услуг на передачу  $\varepsilon C_i$  и  $\varepsilon C_{ij}$  последовательно перемещаются по ветвям и узлам схемы сети, в соответствии с направлениями потоков ЭЭ  $W_{ij}$ , от узлов генерации до узлов потребления каскадно поглощая все встречающиеся на своем пути элементные стоимости последующих элементов схемы. При этом на каждом элементе схемы образуются новые стоимости, называемые «поточковые стоимости» узлов  $C_i$  и ветвей  $C_{ij}$ .

Из узла  $i$  вся его входящая стоимость переходит в поточковые стоимости  $C_{ij}^-$  смежных ветвей вытекания в долях, прямо-пропорциональных вытекающим из рассматриваемого узла потокам ЭЭ. Поточковая стоимость  $C_{ij}^-$  любой ветви отпуска (вытекания) ЭЭ, смежная узлу  $i$ , определяется выражением:

$$C_{ij}^- = - \left( W_{ij}^- / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}^- \right) \cdot \left( \sum_{j \in \alpha_i} C_{ij}^+ + \varepsilon C_i \right), \quad i = 1, 2, \dots, M, \quad (1)$$

где множества  $\beta_i$  и  $\alpha_i$  определяют ветви (инъекции) отпуска «-» и приема «+» ЭЭ узла  $i$ . Распределение исходящих из узла потоков стоимости пропорционально исходящим из узла потокам ЭЭ обеспечивает получение стоимостных потоков в схеме аналогичное адресному подходу.

В результате определяются узловые поточковые стоимости  $C_j^{\text{отп}}$  для всех  $K$  узлов отпуска ЭЭ из сети. Важно отметить, что суммарная стоимость услуг на передачу  $C_\Sigma$  равна сумме всех элементных стоимостей  $N$  узлов и  $M$  ветвей схемы, а также в точности равна сумме узловых поточковых стоимостей  $C_j^{\text{отп}}$  по всем  $K$  узлам отпуска ЭЭ из сети

$$C_\Sigma = C_\Sigma^a + C_\Sigma^b + C_\Sigma^\Delta = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i = \sum_{j \in \Omega} C_j^{\text{отп}}. \quad (2)$$

Выражение (2) определяет условие полного баланса стоимости ЭСО и наглядно демонстрирует сущность решения задачи ЭСР. Сначала происходит разделение полной НВВ на три составляющие, представленные после первого знака равенства. Далее эти составляющие распределяются между всеми узлами и ветвями расчетной схемы, образуя элементные стоимости  $\varepsilon C_i$ . На заключительном шаге элементные стоимости распределяются между узлами отпуска ЭЭ из сети, формируя стоимости передачи ЭЭ до этих узлов  $C_j^{\text{отп}}$ .

Разрабатываемая технико-экономическая модель, позволяет наглядно представить процесс передачи ЭЭ в виде двух направленных на графе электрической сети потоков: потоков электроэнергии и потоков стоимости. В результате решения задачи ЭСР определяется стоимость передачи ЭЭ до каждого узла электрической сети в соответствии с участием и загрузкой оборудования, используемого в процессе электроснабжения. Данный процесс можно представить в виде стоимостных (рублевых) потоков, которые будут совпадать по направлениям с потоками ЭЭ, однако значения стоимостных потоков определяются не потоками ЭЭ, а значениями элементных стоимостей.

**Пример расчета энерго-стоимостного распределения** для простейшей радиальной сети из семи узлов представлен на рисунке 1. На рисунке 1 а) представлены расчетные потоки ЭЭ и значения потерь ЭЭ (красный цвет) на всех участках сети, полученные в результате расчета энергораспределения.

На рисунке 1 б) фигурными стрелками (красный цвет) обозначены элементные стоимости узлов и ветвей, полученные как сумма стоимости содержания и стоимости потерь каждого элемента. Сумма всех элементных стоимостей  $C_{\Sigma}$  равна 10205 тыс. руб. Простыми стрелками (синий цвет) обозначены направления стоимостных потоков, совпадающие с направлением потоков ЭЭ, рядом со стрелками указаны их численные значения. Для потоков ЭЭ (рисунок 1 а) и потоков стоимости (рисунок 1 б) принято следующее правило: втекающие в узел потоки положительны, а вытекающие из узла потоки отрицательны. Это правило позволяет не задавать положительные направления для ветвей при формировании балансовых уравнений для потоков ЭЭ и потоков стоимости.

НВВ или полная стоимость услуг на передачу  $C_{\Sigma}=10205$  тыс. руб. распределена между нагрузочными узлами 4, 5, 6, 7 на основе модели ЭСР в соответствии с потоками ЭЭ (рисунок 1 а). Распределение стоимостных потоков в транзитных узлах 2 и 3 между ветвями вытекания определяется потоками ЭЭ в соответствии с выражением (1). Во всех ветвях и узлах схемы выполняются балансы потоков ЭЭ (рисунок 1 а) и балансы потоков стоимости (рисунок 1 б).

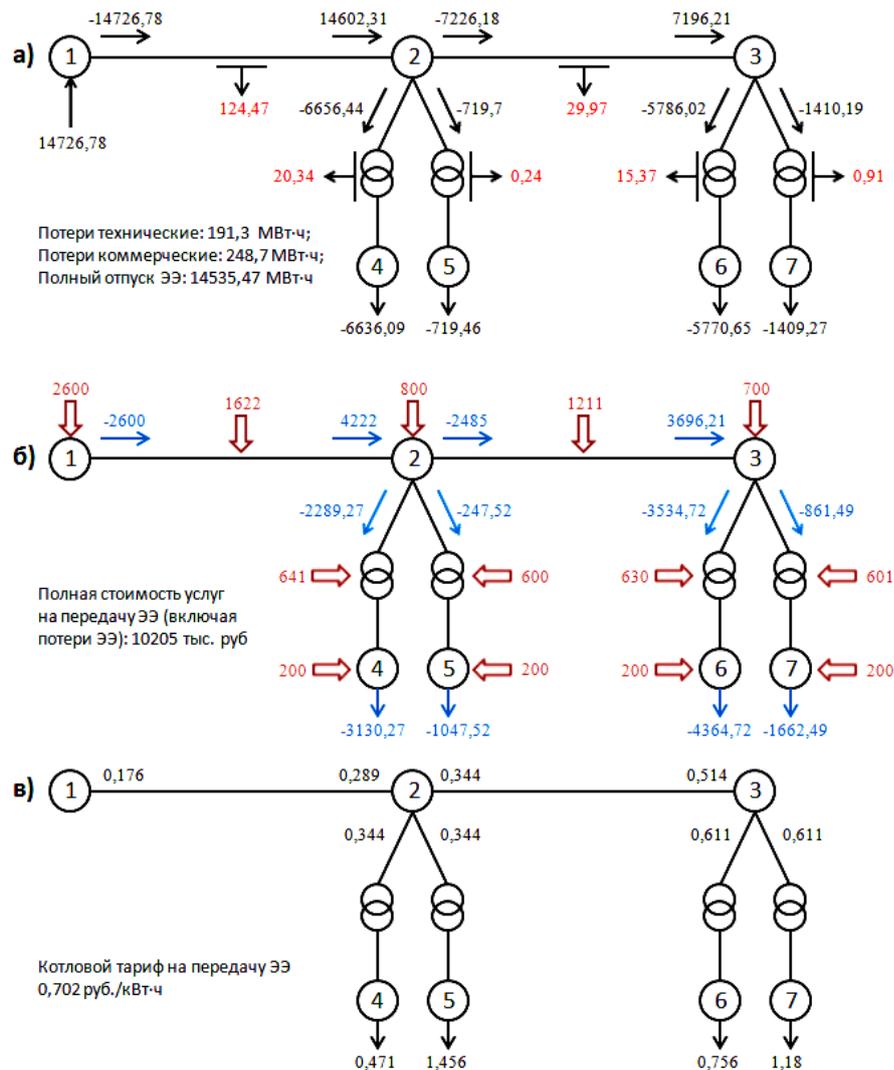


Рисунок 1. Распределение на схеме электрической сети:  
 а) Расчетных потоков  $\longrightarrow$  и потерь  $\nabla$  электрической энергии (МВт·ч).  
 б) Элементных стоимостей  $\downarrow$  и потоковых стоимостей  $\longrightarrow$  (тыс. руб.).  
 в) Узловых тарифов на передачу ЭЭ, руб./кВт·ч.

На рисунке 1 в) представлены удельные значения стоимости передачи ЭЭ, полученные путем деления потоков стоимости (рисунок 1 б) на потоки ЭЭ (рисунок 1 а) для произвольной точки  $l$  в схеме сети

$$T_l = C_l / W_l. \quad (3)$$

Данные удельные стоимости передачи получили название «узловые тарифы на передачу электроэнергии». По мере движения от питающего узла 1 к узлам потребления происходит увеличение узловых ТПЭ, так как на каждом элементе схемы поток стоимости увеличивается на величину элементной стоимости  $\varepsilon C_i$ , а поток ЭЭ уменьшается на величину элементных потерь  $\Delta W_i$ .

Пониженная нагрузка трансформаторов в узлах 5 и 7 приводит к увеличению узловых ТПЭ по сравнению с узлами 4 и 6. Средний (котловой) ТПЭ всей схемы равен отношению полной стоимости услуг на передачу 10205 тыс. руб. к полному полезному отпуску ЭЭ из сети 14535,5 МВт·ч, то есть 0,702 руб./кВт·ч. По единому котловому тарифу услуги на передачу ЭЭ оплачивают все потребители в соответствии с действующими нормативными документами.

В третьей главе решается задача получения алгебраической системы уравнений, описывающей процессы распределения потоков ЭЭ и потоков стоимости от услуг на передачу по элементам электрической сети. Математическая модель ЭСР опирается на модель ЭР, которая описывает распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме сети. В работах кафедры АЭС УГТУ-УПИ было показано, что основу математической модели ЭР образуют уравнения балансов ЭЭ, которые можно записать для всех  $N$  узлов и всех  $M$  ветвей схемы замещения электрической сети. Уравнения технического процесса для простоты понимания будут записываться далее только относительно потоков активной ЭЭ. Каждое уравнение узлового баланса ЭЭ определяет, что нулю равна сумма потоков ЭЭ  $W_{ij}$  по всем смежным узлу  $i$  ветвям из множества  $\omega_i$ , узлового потока ЭЭ  $W_i$  и потерь ЭЭ узла  $i$   $\Delta W_i$

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i + \Delta W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (4)$$

Вторая группа уравнений задачи ЭР относится к балансам ЭЭ в ветвях схемы. Для каждой из  $M$  ветвей сумма потоков ЭЭ в начале ветви  $W_{ij}$ , в конце ветви  $W_{ji}$  и технических потерь ЭЭ  $\Delta W_{ij}$  данной ветви равна нулю

$$W_{ij} + W_{ji} + \Delta W_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (5)$$

В рамках задачи ЭР уравнения балансов ЭЭ (4) и (5) дополняются известными выражениями для расчета потерь ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы сети. Эти выражения содержат параметры схемы замещения, модули узловых напряжений и являются нелинейными относительно потоков ЭЭ. Расчетные параметры ЭР определяют распределение потоков стоимости в схеме сети на основе выражений (1) и решение нелинейной задачи ЭР должно предшествовать решению задачи расчета потоков стоимости.

Распределение потоков стоимости на схеме электрической сети можно описать системой уравнений стоимостного баланса, каждое уравнение которой определяет, что нулю равна сумма всех втекающих и вытекающих из узла стоимостных потоков, то есть узловой потоковой стоимости  $C_i$  и всех потоковых стоимостей  $C_{ij}$  по смежным ветвям множества  $\omega_i$

$$\sum_{j \in \omega_i} C_{ij} + C_i + \varepsilon C_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (6)$$

Кроме того, в уравнении узлового стоимостного баланса присутствует элементная стоимость  $\varepsilon C_i$  узла  $i$ , которая увеличивает выходящие стоимостные потоки, то есть всегда является положительной величиной. Аналогично можно записать уравнения баланса стоимостных потоков для всех  $M$  ветвей схемы. Сумма потоковых стоимостей в начале ветви  $C_{ij}$  и в конце ветви  $C_{ji}$  равна элементной стоимости ветви  $\varepsilon C_{ij}$ . Для всех  $M$  ветвей уравнения стоимостного баланса можно представить в следующем виде

$$C_{ij} + C_{ji} - \varepsilon C_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (7)$$

При этом поток стоимости в конце ветви больше чем в начале из-за добавления элементной стоимости ветви, а поток ЭЭ, наоборот, в конце меньше чем в начале из-за наличия потерь ЭЭ. В связи с тем, что элементная стоимость

всех ветвей положительная величина, в уравнениях стоимостного баланса для ветвей перед ней ставится знак минус. Этим экономическая подзадача ЭСР отличается от технической, так как в ветви по направлению движения потока потери ЭЭ всегда положительные, а потери стоимости всегда отрицательные. Представленные на рисунке 1 знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости соответствуют уравнениям (4)-(7).

Сопоставление балансовых уравнений технологической модели (4) и (5) с балансовыми уравнениями экономической модели (6) и (7) показывает их структурную схожесть. Как при распределении потоков ЭЭ в схеме сети, так и при распределении потоков стоимости выполняются условия узловых и линейных балансов, то есть сумма втекающих в элемент потоков равна сумме вытекающих потоков. В отличие от нелинейной задачи ЭР, расчет потоковых стоимостей производится путем решения системы линейных уравнений, составленной из уравнений (1), (6) и (7). Полученное решение будет в точности соответствовать потокам стоимости, полученным адресным методом. Однако в описываемом методе отсутствует расчет матрицы коэффициентов адресности, и его трудоемкость существенно меньше.

В третьей главе получена система уравнений ЭСР в комплексной постановке, предполагающей расчет потоков активной и реактивной энергии, и потоков стоимости за передачу активной и реактивной энергии. В главе отмечены возможности решения задачи ЭСР на основе среднего за расчетный промежуток времени режима потокораспределения с использованием классических уравнений установившегося режима.

Сформулированы особенности использования модели ЭСР для технико-экономического анализа процесса передачи электрической энергии при наличии нескольких смежных ЭСО. На основе единого режима ЭР для всех рассматриваемых ЭСО и значений НВВ каждой ЭСО модель ЭСР позволяет произвести расчет стоимости обменных (транзитных) потоков ЭЭ по всем пограничным точкам. Это позволяет найти на основе (3) тарифы на передачу ЭЭ между смежными ЭСО, которые имеют название «индивидуальные тарифы на передачу электроэнергии». Таким образом, модель ЭСР может применяться не только для расчета стоимости услуг на передачу и соответствующих тарифов для потребителей, но и для взаиморасчетов между смежными ЭСО.

**В четвертой главе** описываются возможности практического применения модели ЭСР для улучшения ряда технических и экономических показателей режима работы ЭСО. В начале главы кратко описывается программный комплекс (ПК) «Balance5», который позволяет производить расчеты ЭР и ЭСР. Расчетные модели, включающие описание схемы замещения электрической сети, в ПК «Balance5» могут экспортироваться из широко используемого ПК «RastrWin». Для расчета ЭР требуется ввести измерения потоков ЭЭ, а для расчета ЭСР необходимо дополнительно ввести элементные стоимости всех узлов (подстанций) и ветвей (линий электропередачи). Расчет ЭР в рамках ПК «Balance5» должен предшествовать расчетам потоков стоимости и узловых тарифов. На основе ПК «Balance5» выполнялись расчеты ЭСР для подразделений электрических сетей «МРСК Урала» и МЭС Урала. Элементные

стоимости определялись на основе стоимости содержания одной условной единицы оборудования, которая согласно отчетным данным МРСК Урала в филиале «Свердловэнерго» за 2017 г. составила 20,52 тыс. руб. в год. Итоговые элементные стоимости содержали составляющую, связанную с потерями ЭЭ, которая определялась на основе расчетных потерь каждого элемента и тарифа на покупку потерь. На рисунке 2 представлены значения расчетных узловых ТПЭ, полученных по модели ЭСР, для различных подстанций 10 кВ расчетного фрагмента сети «Свердловэнерго» и их соотношение со значением единого (котлового) ТПЭ.

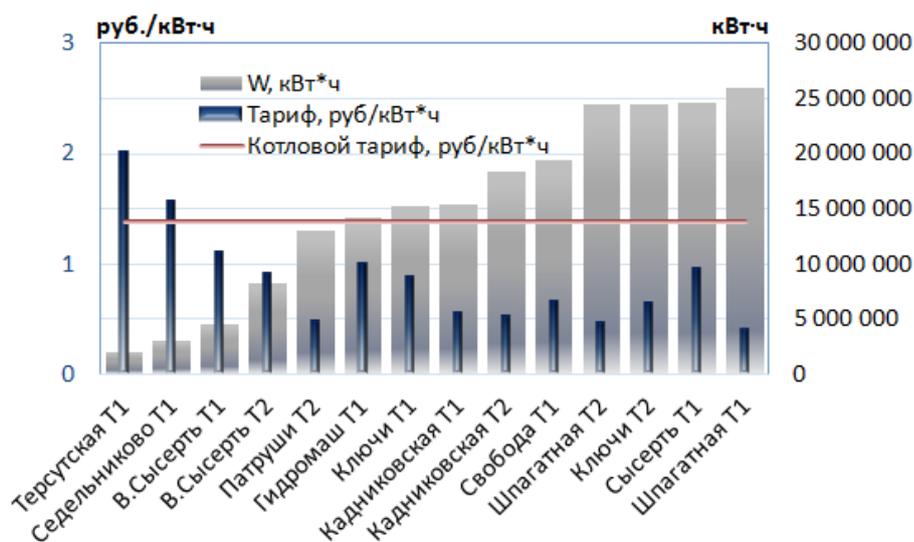


Рисунок 2. Значения расчетных узловых ТПЭ и нагрузка трансформаторов.

Кроме того, на данном рисунке представлена нагрузка указанных подстанций. Наиболее значимым фактором, оказывающим влияние на узловые ТПЭ, является нагрузка подстанции. Чем выше нагрузка ПС, тем ниже расчетный узловой ТПЭ. Высокие значения узловых ТПЭ на слабо загруженных подстанциях объясняются тем, что последние элементы схемы оказывают наиболее существенное влияние на распределение потоковых стоимостей и узловых ТПЭ.

В целом можно заключить, что численные значения расчетных ТПЭ, полученные по обсуждаемой методике, соответствуют котловому ТПЭ, но могут существенно отличаться от среднего тарифа как в большую, так и в меньшую стороны. Они являются индикаторами удельной стоимости передачи ЭЭ до каждой подстанции, определяемой затратами сетевой организации.

**Распределение потерь между узлами потребления ЭЭ** с позиции настоящей работы интересно для последующего введения потребителям индивидуальных надбавок и скидок к ТПЭ за снижение потерь ЭЭ в сетях ЭСО. Действующие нормативные документы предполагают, что плата за потери ЭЭ взимается в составе ТПЭ на основе относительного норматива потерь, равного для всех узлов схемы. Использование модели ЭСР позволяет более обоснованно распределять потери ЭЭ между узлами потребления с учетом путей протекания потоков ЭЭ и создаваемых ими потерь. Данная задача имеет высокую степень научной проработки.

При распределении потерь ЭЭ между узлами отпуска ЭЭ из сети используется ранее описанный в рамках модели ЭСР каскадный принцип переноса. По мере движения потоков ЭЭ от узлов поступления до узлов отпуска ЭЭ из сети, потери ЭЭ на всех элементах последовательно суммируются с учетом направлений и значений потоков ЭЭ. Результаты распределения потерь будут совпадать с адресным подходом, хотя расчет коэффициентов адресности не осуществлялся. Методика позволяет распределять различные типы потерь электроэнергии (мощности) и все определяется только тем, как будут сформированы значения элементных потерь (элементных стоимостей в терминологии ЭСР). Элементные потери могут формироваться фактическими, нагрузочными или постоянными потерями каждого элемента, что приведет к распределению между узлами отпуска потерь разного типа.

На рисунке 3 приводится пример распределения на ранее рассматриваемом фрагменте сети нагрузочных потерь ЭЭ на основе методики ЭСР. Фигурными (бордовыми) стрелками обозначены технические потери ЭЭ для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы, которые введены как аналог элементных стоимостей. Обычными стрелками (синий цвет) обозначено распределение потерь по схеме сети в соответствии с подходом ЭСР. Конечными значениями потерь ЭЭ в нагрузочных узлах схемы являются распределенные суммарные технические потери, то есть потери ЭЭ, которые связаны с каждым конкретным потребителем. Распределенным между узлами отпуска из сети потерям ЭЭ целесообразно поставить в соответствие термин «расчетные отпускные потери»  $\Delta W_{pi}^{pac}$ . На рисунке 3 их значения расположены непосредственно под нагрузочными узлами (верхние значения, выделены зеленым цветом).

Относительные значения расчетных отпускных потерь ЭЭ в процентах представлены на этом же рисунке в скобках. Они получены на основе отношения расчетных отпускных потерь каждого узла (рисунок 3) к полезному отпуску ЭЭ соответствующего узла (рисунок 1 а).

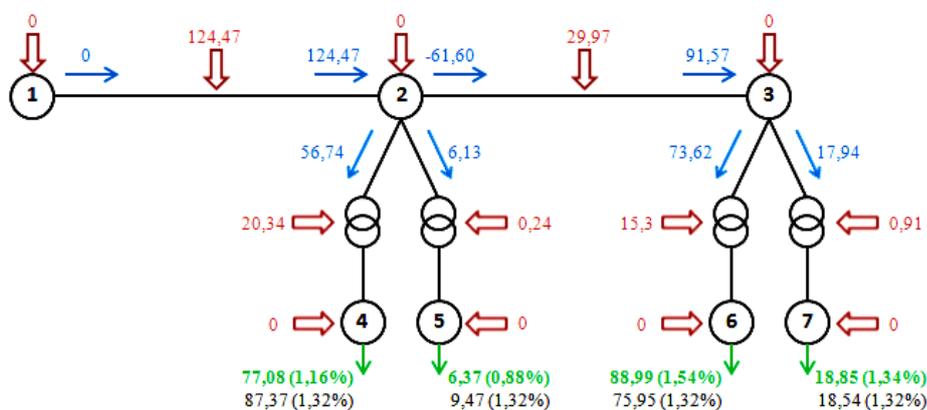


Рисунок 3. Распределение на схеме сети элементных потерь (нагрузочных) ↓, потоковых потерь → и расчетных отпускных потерь ↓ (МВт·ч).

Данные относительные значения отпускных потерь отличаются от среднего значения относительных потерь во всей схеме, составляющего  $191,3/14535,47=1,32\%$ . Это отличие объясняется тем, что модель ЭСР

позволяет распределять потери между конечными узлами на основе режима ЭР, с учетом удаленности узлов от центров питания и с учетом путей протекания потоков ЭЭ, которые эти потери создают.

В работе рассматриваются механизмы введения надбавок и скидок к ТПЭ, повышающие эффективность процесса передачи ЭЭ. В основе подхода для определения численных значений надбавок и скидок к ТПЭ, лежит положение о том, что за счет изменения режима электропотребления происходит снижение потерь ЭСО и получение дополнительных доходов. Определенная доля дохода  $\eta$  остается в распоряжении ЭСО, а остальная доля  $1-\eta$  идет на снижение ТПЭ. Это стимулирует всех потребителей к дальнейшему снижению потерь, снижается НВВ и, в конечном счете, снижаются ТПЭ для всех потребителей.

#### **Надбавки/скидки к ТПЭ за форму графика нагрузки потребителя.**

Снижение стоимости нагрузочных потерь  $\Delta C_{\Delta W}$  за счет выравнивания графика нагрузки при уменьшении коэффициента формы со значения  $k_{\phi 1}$  до значения  $k_{\phi 2}$  при тарифе на компенсацию потерь  $T_{\Delta W}$  можно представить как:

$$\Delta C_{\Delta W} = (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2) \cdot \frac{W_p^2 + W_q^2}{t \cdot U_{cp}^2} \cdot R \cdot T_{\Delta W}, \quad (8)$$

где  $R$  - активное сопротивление участка сети,  $t$  - интервал времени,  $U_{cp}$  - среднее значение напряжения.

Для введения механизма надбавок и скидок за форму графика необходимо установить нормативное значение коэффициента формы  $k_{\phi \text{ норм}}$ , которое будет определять нулевое значение надбавок и скидок. Если коэффициент формы потребителя  $k_{\phi i}$  превышает  $k_{\phi \text{ норм}}$ , то такой потребитель вносит повышенный вклад в потери и по отношению к нему следует вводить надбавку к ТПЭ. В обратной ситуации потребитель способствует снижению потерь и может рассчитывать на скидку к ТПЭ. С учетом расчетных отпускных потерь  $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$  надбавка/скидка к ТПЭ  $\Delta T_i^{\text{одн}}$  за коэффициент формы будет определяться выражением

$$\Delta T_i^{\text{одн}} = \eta \cdot \alpha (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}. \quad (9)$$

где коэффициент  $\alpha$  определяет долю нагрузочных потерь в составе расчетных отпускных потерь ЭЭ. Поправочный коэффициент к ТПЭ за коэффициент формы графика нагрузки на основе расчетных отпускных потерь  $i$ -го потребительского узла можно представить в виде

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - \eta \cdot \alpha (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}}{T_{\text{одн}} \cdot W_{pi}}. \quad (10)$$

При отсутствии отпускных потерь  $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$  необходимо допущение о равенстве относительных потерь всех нагрузочных узлов значению нормативных потерь ЭЭ  $\omega_{\%}^{\text{норм}}$  (%). При этом выражение (10) модифицируется, и оно может использоваться в рамках действующих тарифных схем

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T_{\text{одн}}}. \quad (11)$$

### Надбавки/скидки к ТПЭ за реактивную энергию.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 861 потребители электрической энергии должны соблюдать предельные соотношения потребления активной и реактивной энергии/мощности. В случае превышения потребителем установленных значений  $tg\varphi_{нагр}$  он устанавливает и обслуживает устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, либо оплачивает услуги по передаче ЭЭ с учетом соответствующего повышающего коэффициента к тарифу.

Зависимость нагрузочных потерь ЭЭ от  $tg\varphi$  носит квадратичный характер

$$\Delta W = k_{\phi}^2 \cdot \frac{(1 + tg^2\varphi) \cdot W_p^2}{U_{cp}^2 \cdot T} \cdot R. \quad (12)$$

По аналогии с (11) получено выражение для поправочного коэффициента, учитывающего отклонение фактического  $tg\varphi_{\phi}$  от нормативного  $tg\varphi_{норм}$

$$K^{tg\varphi} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{норм} (tg^2\varphi_{норм} - tg^2\varphi_{\phi}) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T_{одн}}. \quad (13)$$

**Формирование тарифов на технологическое присоединение** на основе модели ЭСР имеет особенно важное значение. Помимо услуг на передачу ЭЭ ЭСО оказывают услуги по ТП новой нагрузки (потребителей) на основе тарифов на ТП. Существующие модели формирования тарифов на ТП никак не стимулируют потребителей к присоединению дополнительной нагрузки в тех узлах электрической сети, где это выгодно ЭСО. С использованием разработанной модели ЭСР возможен расчет дифференцированных тарифов на ТП для различных узлов электрической сети. Основная идея связана с тем, что низкие тарифы на ТП должны стимулировать потребителей к присоединению нагрузки на подстанциях с пониженной загрузкой оборудования без дополнительных инвестиций. Кроме того, присоединение дополнительной нагрузки с позиций ЭСО целесообразно там, где это вызывает наименьшее увеличение или даже снижение нагрузочных потерь ЭЭ.

В этой связи теоретический интерес представляет задача перераспределения в электрической сети заданной электрической нагрузки в интересах ЭСО. С точки зрения режима работы сети интересы ЭСО связаны, прежде всего, со снижением потерь ЭЭ. Минимум нагрузочных потерь во всей сети при распределении заданного полезного отпуска  $P_{\Sigma}$  между  $n$  нагрузочными узлами схемы будет определять **принцип равенства относительных приростов потерь мощности:**

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \dots \sigma_n, \quad (14)$$

где  $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial P_i$  относительный прирост потерь мощности (ОППМ)  $i$ -го нагрузочного узла. В практических расчетах число активных узлов, участвующих в перераспределении нагрузки может быть весьма небольшим по сравнению с общим числом нагрузочных узлов. Дополнительными практическими ограничениями могут являться возможные диапазоны изменения нагрузки в каждом из активных узлов

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}. \quad (15)$$

Условие (14) обеспечивает минимум потерь, минимум их стоимости и максимум прибыли ЭСО с точки зрения режима работы электрической сети. Интерес представляет характер распределения оптимальных нагрузочных мощностей между узлами схемы при различных вариантах топологии сети.

На рисунке 4 представлены сети простейших топологий с одним центром питания и суммарным потреблением в 100 единиц. Напряжения всех узлов приняты единичными и рассматривается режим сети постоянного тока.

На рисунке 4 а) представлен вариант питания нагрузок по двум параллельным линиям с разными сопротивлениями. Условие равенства ОППМ узлов 1 и 2 запишется как  $R_1 P_1 = R_2 P_2$ . Оптимальное распределение мощностей между узлами 1 и 2 будет обратно пропорционально активным сопротивлениям питающих линий.

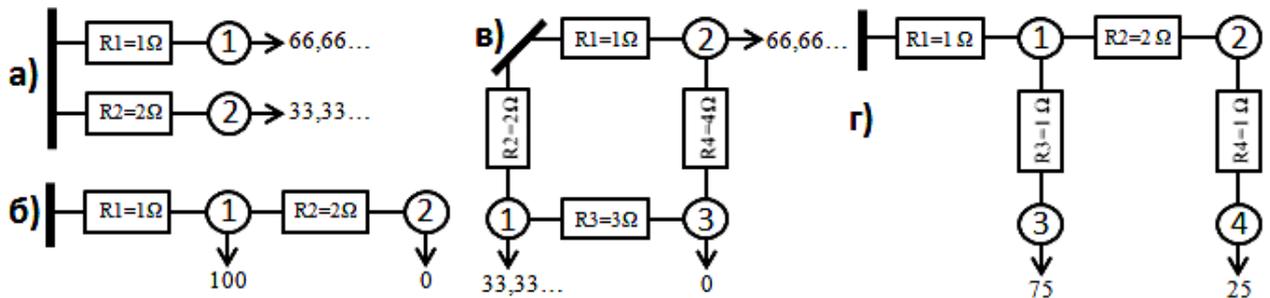


Рисунок 4. Распределение мощностей, полученных по критерию равенства ОППМ, при различных вариантах топологии.

На рисунке 4 б) представлена схема с двумя последовательными участками. Нагрузочные потери в сети можно записать в виде  $\Delta P = R_1(P_1 + P_2)^2 + R_2 P_2^2$ . Условие равенства ОППМ приводит к выражению  $2R_2 P_2 = 0$  и вся нагрузка распределяется в первый узел  $P_1 = 100$ , независимо от соотношения сопротивлений на последовательных участках.

На рисунке 4 в) представлена кольцевая схема с тремя нагрузочными узлами. Оптимальное распределение нагрузки в ней приводит к тому, что вся нагрузка распределяется между двумя ближайшими к центру питания узлами обратно пропорционально активным сопротивлениям до этих узлов.

На рисунке 4 г) представлена радиальная сеть с двумя последовательными участками и понижающими трансформаторами. Такая топология электрической сети наиболее близка к существующей на практике. Оптимальное распределение нагрузки в такой схеме осуществляется обратно пропорционально сопротивлению от ближайшего к нагрузке питающего узла (узел 1) до нагрузочного узла. Вся нагрузка распределяется между узлами 3 и 4 обратно пропорционально этим сопротивлениям.

На основе ОППМ в работе вводится близкое понятие относительных приростов потерь электроэнергии (ОППЭЭ)  $\sigma_i^W = \partial \Delta W / \partial W_i$ , расчет которых целесообразно осуществлять на основе модели энергораспределения.

Представленный на рисунке 1 пример отражает режим распределения потоков ЭЭ полученный по модели ЭР на основе показаний счетчиков ЭЭ. Для исходного режима ЭР (рисунок 1 а) были рассчитаны значения ОППЭЭ в нагрузочных узлах:  $\sigma_4^W = 0,0235$ ;  $\sigma_5^W = 0,0175$ ;  $\sigma_6^W = 0,0315$ ;  $\sigma_7^W = 0,0275$ .

Минимальное значение ОППЭЭ наблюдается в узле 5, который является лучшим для присоединения дополнительной нагрузки с точки зрения потерь ЭЭ. В соответствии с моделью ЭСР в данном узле получается наибольший расчетный узловой ТПЭ равный 1,456 руб./кВт·ч (рисунок 1 в). Данная ситуация является достаточно типичной, так как наименьшее значение ОППЭЭ возникает в узлах, питающихся по недогруженным связям или трансформаторам, в которых ТПЭ достаточно высок из-за малых значений передаваемой ЭЭ, формула (3). Таким образом, присоединение дополнительной нагрузки в узлы с наименьшим значением ОППЭЭ способствует снижению ТПЭ в этих узлах. Присоединение новой распределенной генерации целесообразно в нагрузочные узлы с наибольшими значениями ОППЭЭ.

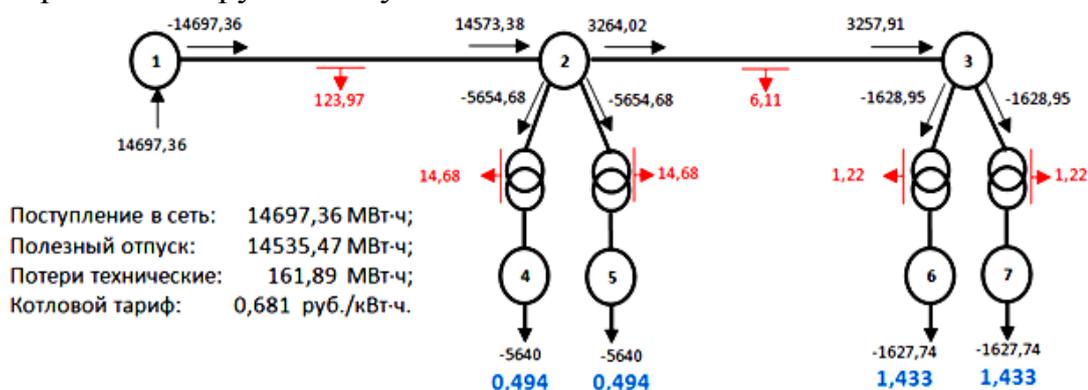


Рисунок 5. Распределение в схеме сети потоков ЭЭ → [МВт·ч], потерь ЭЭ ↓ [МВт·ч], расчетных ТПЭ [руб./кВт·ч] в условиях равенства ОППЭЭ.

На рисунке 5 представлен режим ЭР с аналогичным рисунку 1 а) полезным отпуском ЭЭ 14535,47 МВт·ч, однако нагрузка перераспределена между нагрузочными узлами 4-7 на основе равенства ОППЭЭ. Значение ОППЭЭ для всех нагрузочных узлов в этом режиме равно  $\sigma_4 = \sigma_5 = \sigma_6 = \sigma_7 = 0,0225$ . Такое оптимальное перераспределение полезного отпуска ЭЭ привело к снижению суммарных потерь ЭЭ на 15,4 % до минимально-возможного уровня 161,89 МВт·ч. При этом выравнивается загрузка параллельных трансформаторов, и происходит перераспределение полезного отпуска в сторону питающего узла 1.

Новые значения узловых расчетных ТПЭ между параллельными секциями выравниваются, и на рисунке 5 они изображены синим цветом. В результате снижения потерь ЭЭ средний (котловой) ТПЭ снизился с 0,702 руб./кВт·ч (рисунок 1 в) до 0,681 руб./кВт·ч (рисунок 5), то есть на 3 %.

На основе ОППЭЭ можно обосновать **дифференцированные тарифы на технологическое присоединение** для различных узлов (подстанций) ЭСО. Смысл дифференцированного тарифа на ТП заключается в стимулировании потребителей за счет низкого тарифа на ТП новой нагрузки в тех узлах сети, где это выгодно ЭСО с точки зрения минимизации потерь ЭЭ.

Основная идея дифференциации тарифа на ТП связана с тем, что за фиксированное число лет  $NL$ , каждая вновь присоединяемая нагрузка должна обеспечить нормативную прибыль процесса передачи ЭЭ с учетом дохода от ТП. В случае увеличения стоимости потерь она должна компенсироваться

повышением тарифа на ТП. Если стоимость потерь от добавления новой нагрузки снижается (отрицательный ОППЭЭ), то тариф на ТП может быть минимальным и даже нулевым. Получено выражение для расчета тарифа на ТП  $\Pi_i$  [руб./кВт] для любого  $i$ -го узла схемы сети с учетом ОППЭЭ данного узла

$$\Pi_i = \frac{Z_i^{\text{ТП}}}{\delta P_i^{\text{max}}} + NL \cdot T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^W \cdot t_i^{\text{ччим}}. \quad (16)$$

Первое слагаемое (16) связано с единовременными затратами  $Z_i^{\text{ТП}}$  на присоединение новой нагрузки  $\delta P_i^{\text{max}}$  в узле  $i$ . Второе слагаемое связано с изменением стоимости потерь ЭЭ в результате изменения потребления ЭЭ данным узлом и оно содержит ОППЭЭ узла  $\sigma_i^W$ . Предлагаемая методика должна стимулировать потребителей к присоединению новой нагрузки в узлах с наименьшим значением тарифа на ТП, где ОППЭЭ минимален. Это будет способствовать не только снижению потерь, но и выравниванию загрузки сети и выравниванию себестоимости передачи ЭЭ до конечных потребителей. В конечном счете это выгодно не только ЭСО, но и самим потребителям, так как снижаются затраты на компенсацию потерь, а следовательно снижаются и официальные ТПЭ для всех потребителей.

**В заключении** приведены выводы и обобщены основные результаты.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. На основе обзора международной и отечественной литературы определены основные недостатки отечественной системы тарифообразования, которые заключаются в отсутствии экономических стимулов для сетевых компаний и потребителей к повышению эффективности процесса передачи электроэнергии и технологического присоединения.
2. Разработана модель энерго-стоимостного распределения, позволяющая распределять стоимость содержания и стоимость потерь электроэнергии в схеме сети на основе апостериорного анализа режима энергораспределения. Потоки стоимости определяются элементными стоимостями узлов и ветвей электрической сети. Распределение потоков стоимости в схеме сети осуществляется пропорционально потокам энергии.
3. Предложена система алгебраических уравнений модели энерго-стоимостного распределения, которая связывает потоки ЭЭ на всех участках сети со стоимостью их передачи. Математическую основу модели образует система балансовых уравнений, которые определяют, что нулю равна сумма втекающих и вытекающих потоков электроэнергии и потоков стоимости для каждого узла и каждой ветви расчетной схемы.
4. Модель энерго-стоимостного распределения позволяет определить для каждого узла электрической сети отношение потока стоимости к потоку ЭЭ, и это отношение было названо «узловым тарифом на передачу электроэнергии». Узловые тарифы дают оценки удельной стоимости передачи ЭЭ до конкретных потребителей, а их соотношение с котловыми тарифами показывает экономическую эффективность электроснабжения различных потребителей.

5. С использованием модели энерго-стоимостного распределения разработаны методики введения надбавок и скидок (поправочных коэффициентов) к тарифам на передачу электроэнергии. Введение экономических стимулов в виде поправочных коэффициентов должно стимулировать сетевые предприятия и потребителей к повышению эффективности передачи ЭЭ. Выгода от повышения эффективности должна распределяться между потребителями и сетевыми организациями и способствовать общему снижению тарифов.
6. На основе принципа равенства относительных приростов потерь описана процедура получения оптимального распределения нагрузки между узлами потребления с точки зрения минимума нагрузочных потерь. Присоединение новой нагрузки целесообразно в узлы с наименьшими, а распределенной генерации в узлы с наибольшими значениями относительных приростов потерь. С использованием относительных приростов потерь получены выражения для расчета дифференцированных тарифов на технологическое присоединение, которые должны стимулировать потребителей присоединять новую нагрузку (генерацию) в те узлы, где происходит наибольшее снижение потерь и выравнивается загрузка элементов сети.
7. Перспективы развития данной работы связаны с возможностью использования модели ЭСР сетевыми организациями для оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса в различных участках сети и для совершенствования тарифных моделей.

## **СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

**В журналах из перечня рецензируемых научных изданий, определенных  
ВАК РФ:**

1. Бартоломей П.И. Направления совершенствования системы оплаты услуг на передачу электроэнергии с учетом международного опыта / П.И. Бартоломей, **А.А. Паздерин**, А.В. Паздерин // *Электроэнергия. Передача и распределение.* – 2019. – № 5 (56). – С. 66-70; 0,55 п.л./0,18 п.л.

2. **Паздерин А.А.** Задача потокораспределения потерь электроэнергии и поправочные коэффициенты к тарифам на передачу / А.А. Паздерин, П.И. Бартоломей // *Электротехнические системы и комплексы.* – 2019. – № 3 (44). – С. 4-9; 0,64 п.л./0,32 п.л.

3. Pazderin A.V. Electric Losses Flow Distribution Method for Power Systems (utilities) / **A.A. Pazderin**, A.V. Pazderin, N.A. Morozenko, I.V. Chernykh // *IEEE 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2019; Stara Lesna; Slovakia; 16-18 September 2019*, pp. 43-47; 0,58 п.л./0,20 п.л. (Scopus).

4. Pazderin A.V. Principle of the Equality of Losses Relative Increments and Its Application for Power Grids / A.V. Pazderin, **A.A. Pazderin**, V.O. Samoilenko // *IEEE International Conference on Smart Energy Systems and*

Technologies, SEST 2018. Sevilla, Spain, 10-12 September 2018. № 8495855. pp. 1-6; 0,69 п.л./0,23 п.л. (Scopus).

5. Паздерин А.В. Надбавки и скидки к тарифам на передачу электроэнергии / А.В. Паздерин, И.В. Шевелев, А.А. Паздерин, Н.А. Морозенко // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 5 (50). – С. 46-51; 0,69 п.л./0,20 п.л.

6. Паздерин А.А. Техничко-экономическая модель передачи электрической энергии в сетях энергосистем / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин, В.В. Софьин // Электричество. – 2017. – № 7. – С. 4-12; 0,98 п.л./0,35 п.л.

7. Pazderin A.A. Technical and Economic Model of Energy Transmission and Distribution Based on the Smart Metering Technologies / A.V. Pazderin, A.A. Pazderin, N.D. Mukhlynin // The 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics. 18-21 June 2017 Edinburgh, Scotland, UK. № 8001241. pp. 163-168; 0,69 п.л./0,23 п.л. (Scopus).

8. Pazderin A.A. Energy-cost flows model of electric energy distribution at an electric network / A.V. Pazderin, A.A. Pazderin, D.A. Firsova // The 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering. CPE-POWERENG 2017. Cadiz, Spain, 4-6 April 2017. № 7915188. pp. 308-312; 0,58 п.л./0,20 п.л. (Scopus).

9. Паздерин А.А. Представление процесса передачи электроэнергии направленными потоками электроэнергии и стоимости в схеме сети / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Электротехнические системы и комплексы. – 2017. – № 1 (34). – С. 31-36; 0,64 п.л./0,32 п.л.

#### **В других изданиях:**

10. Паздерин А.А. Дифференциация тарифов на технологическое присоединение с учетом относительных приростов потерь / А. А. Паздерин, А. В. Паздерин, И. В. Шевелев, Н. А. Морозенко // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. 2018. – С. 362-365; 0,46 п.л./0,12 п.л.

11. Паздерин А.А. Совершенствование взаимоотношений потребителей и электросетевых компаний на основе технико-экономической модели передачи электроэнергии / А. А. Паздерин, А. В. Паздерин, Н. А. Морозенко // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. 2018. – С. 358-361; 0,46 п.л./0,18 п.л.

12. Паздерин А.А. Применение принципа равенства относительных приростов потерь в электрических сетях / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Энергия единой сети. – 2018. – № 1 (36). – С. 62-70; 0,92 п.л./0,46 п.л.

13. Паздерин А.А. Применение модели энергостоймостного распределения для оценки эффективности передачи электроэнергии до различных узлов сети // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2017. – № 6 (45). – С. 36-41; 0,69 п.л./0,69 п.л.

14. Паздерин А.А. Применение модели энерго-стоймостного распределения для совершенствования тарифных моделей на передачу электроэнергии / В.С. Зубарев, И.А. Белоусов, А.В. Паздерин, А.А. Паздерин,

И.В. Шевелев // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. 2017. – С. 184-188; 0,57 п.л./0,2 п.л.

15. **Паздерин А.А.** Сравнение систем оплаты услуг на передачу электроэнергии в Российской Федерации и Европейском союзе / В.С. Зубарев, А.А. Паздерин, А.В. Паздерин, Д.А. Фирсова // Сборник докладов 6-ой международной научно-практической конференции ЭКСИЭ-06 «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии». – 2017. – Екатеринбург. – Издательство УМЦ УПИ. – С. 22-25; 0,45 п.л./0,11 п.л.

16. **Паздерин А.А.** Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Научное обозрение. – 2016. – № 20. – С. 207-213; 0,80 п.л./0,40 п.л.

17. **Паздерин А.А.** Балансовая модель режима работы электрической сети для задачи оценки состояния / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сборник докладов III международной научно-практической конференции. УГТУ-УПИ, – 2008. – Екатеринбург. – Т 1. – С. 400-405; 0,57 п.л./0,20 п.л.

---

Подписано в печать \_\_. \_\_. 2019

Печать цветная

Формат 60×84 1/16

Бумага типографская

Усл. печ. л. 1

Уч.-изд.л. 1

Тираж 110 экз.

Заказ \_\_\_\_

---

Отпечатано в типографии ООО «А-принт»  
620049, г. Екатеринбург, пер. Лобачевского, д.1