

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Бартоломей Петр Иванович

Екатеринбург – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ПРИНЦИПЫ ОПЛАТЫ УСЛУГ ЗА ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОБЗОР МЕЖДУНАРОДНОГО ОПЫТА.....	15
1.1 Общая характеристика системы оплаты услуг на передачу электроэнергии в РФ.....	15
1.1.1 Оплата услуг на транспорт электроэнергии по ЕНЭС.....	18
1.1.2 Оплата услуг на распределение электроэнергии территориальными сетевыми организациями.....	20
1.2 Принципы оплаты потерь электроэнергии электросетевыми компаниями.....	23
1.3 Обзор практики оплаты услуг на транспорт электроэнергии в Европейском союзе.....	27
1.4 Обзор практики оплаты услуг на распределение электроэнергии в Европейском союзе.....	29
1.5 Анализ структуры тарифов на передачу электроэнергии в Европейском союзе.....	31
1.5.1 Лица, определяющие ТПЭ.....	31
1.5.2 Структура ТПЭ.....	32
1.5.3 Компоненты ТПЭ.....	34
1.6 Расчетные модели формирования тарифов на передачу электрической энергии.....	41
1.7 Направления совершенствования системы оплаты услуг на передачу электроэнергии с учетом международного опыта.....	45
1.8 Выводы по главе.....	49
ГЛАВА 2. ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ	51
2.1 Общий принцип распределения стоимости услуг на передачу между узлами отпуска электрической энергии из сети в рамках технико- экономической модели передачи электроэнергии.....	51
2.2 Описание технологической подсистемы технико-экономической модели передачи электроэнергии.....	54
2.3 Описание методов определения необходимой валовой выручки электросетевой организации на услуги по передаче электроэнергии и ее составляющих.....	57

2.4	Распределение суммарной стоимости услуг на передачу электроэнергии между топологическими элементами схемы электрической сети для получения элементных стоимостей	61
2.5	Распределение элементных стоимостей в схеме сети на основе режима распределения потоков электрической энергии	66
2.6	Каскадный метод распределения стоимости услуг на передачу электроэнергии между узлами отпуска электроэнергии из сети на основе режима энергораспределения	71
2.7	Общие принципы формирования модели процесса передачи электрической энергии в сетях энергосистем как модели энерго-стоимостного распределения	76
2.8	Область применения модели энерго-стоимостного распределения в сетях энергосистем.....	81
2.9	Выводы по главе 2.....	86
ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГО-СТОИМОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....		88
3.1	Алгебраическая система уравнений модели энерго-стоимостного распределения.....	88
3.2	Оценка рентабельности услуг на передачу для различных узлов схемы сети.....	97
3.3	Требования к формированию схемы замещения электрической сети для выполнения расчетов энерго-стоимостного распределения, учет технических и коммерческих потерь электроэнергии	100
3.4	Матричная запись уравнений для расчета стоимостных потоков	104
3.5	Модель энерго-стоимостного распределения для описания процесса передачи активной и реактивной энергии	106
3.6	Особенности использования модели энерго-стоимостного распределения при наличии нескольких смежных сетевых организаций	111
3.7	Выводы по главе 3.....	115
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГО-СТОИМОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....		117
4.1	Алгоритмизация модели энерго-стоимостного распределения в виде программного комплекса «Balance5»	117
4.2	Анализ результатов расчетов энерго-стоимостного распределения в схеме Сысертского РЭС Свердловэнерго.....	120

4.3 Выявление финансового ущерба электросетевым организациям от хищений и/или недоучета электрической энергии потребителями.....	123
4.4 Распределение ответственности за потери электроэнергии между потребителями на основе модели энерго-стоимостного распределения ..	128
4.5 Совершенствование тарифных моделей путем введения системы надбавок и скидок к тарифам на передачу электроэнергии	134
4.5.1 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за форму графика нагрузки потребителя.....	135
4.5.2 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за реактивную энергию...	140
4.5.3 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за изменение потребления электроэнергии	144
4.6 Использование относительных приростов потерь и модели энерго-стоимостного распределения при обосновании платы за технологические присоединение потребителей	147
4.6.1 Принцип равенства относительных приростов потерь и его применение в электрических сетях	147
4.6.2 Действующее нормативное регулирование при расчете платы за технологические присоединение.....	153
4.6.3 Использование модели энерго-стоимостного распределения при обосновании платы за технологические присоединение потребителей .	156
4.7 Выводы по главе 4.....	163
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	165
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	168
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	169
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАТЫ ЗА ТРАНСПОРТ ЭЭ В СТРАНАХ ЕС	185
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТПЭ И ПЛАТЫ ЗА ПОДКЛЮЧЕНИЕ К РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ СЕТЕВЫМ КОМПАНИЯМ СТРАН ЕС.	186
ПРИЛОЖЕНИЕ В. СХЕМА СЫСЕРТСКОГО РЭС ФИЛИАЛА «МРСК УРАЛА» - «СВЕРДЛОВЭНЕРГО».	189

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Конечная стоимость электрической энергии (ЭЭ) в Российской Федерации содержит в себе как регулируемые, так и рыночные составляющие, и складывается из четырех компонент [1-6]:

- Стоимость генерации электроэнергии.
- Стоимость услуг по передаче ЭЭ (сетевая составляющая).
- Сбытовая надбавка.
- Инфраструктурная надбавка.

Первая компонента определяется на основе рыночных механизмов. Электроэнергия вырабатывается и продается на оптовом и розничном рынках электроэнергии в соответствии с правилами этих рынков [3-6]. Структура и принципы работы оптового и розничного рынков электроэнергии описаны во множестве публикаций. В среднем доля данной составляющей в конечной стоимости ЭЭ находится на уровне 50%, но она варьируется, главным образом, в зависимости от уровня тарифного напряжения потребителей.

Вторая составляющая связана с услугами на транспорт и распределение ЭЭ (сетевая составляющая). Передачу электроэнергии от электрических станций, до потребителей осуществляют различные электросетевые организации, имеющие в своем распоряжении объекты электросетевого хозяйства. За данные услуги эти компании получают оплату, которая идет на обслуживание и развитие сетевой инфраструктуры (строительство новых ЛЭП и ПС), а также на покрытие потерь ЭЭ. В связи с тем, что электросетевые организации осуществляют свою деятельность в условиях отсутствия конкуренции, данный вид деятельности является регулируемым [4]. Тарифы на передачу электроэнергии (ТПЭ) устанавливаются уполномоченными регулирующими органами (РО) государственной власти в области формирования тарифов. На территории каждого субъекта РФ РО определяет тарифы на передачу электроэнергии на основании «котлового» принципа тарифообразования.

Единые (котловые) тарифы для населения и приравненных к нему категорий потребителей существенно ниже, чем для юридических лиц в связи с, так называемым, «перекрестным субсидированием», когда за счет промышленности снижаются тарифы на ЭЭ для населения.

Затраты на транспорт и распределение ЭЭ могут достигать 75 % от конечной стоимости ЭЭ для потребителей, расположенных на уровне 0,4 кВ. Усредненная по всем классам напряжения доля сетевой составляющей в конечной стоимости ЭЭ находится на уровне 45%. Таким образом, выработка и передача ЭЭ составляет примерно 95 % конечной цены электроэнергии.

Сбытовая надбавка представляет собой стоимость услуг организаций, которые покупают электрическую энергию у производителей, оплачивают ее транспортировку, а затем продают потребителям. Средний размер сбытовой надбавки составляет порядка 4 % от общей стоимости электроэнергии.

Функционирование единой энергосистемы страны, а также рынков электроэнергии было бы невозможным без инфраструктурных организаций, поэтому в цену каждого продаваемого в стране кВт·ч включена плата за услуги ОАО "Системный оператор Единой энергетической системы", ОАО "Администратор торговой системы" и ОАО "Центр финансовых расчетов". Размер платы регулируется Федеральной антимонопольной службой РФ (ФАС) и НП "Совет Рынка". Размер данной составляющей в цене на электрическую энергию находится в пределах 1%.

Указанные процентные соотношения различных составляющих конечной стоимости ЭЭ носят приблизительный характер и могут существенно варьироваться для различных субъектов РФ [7].

Данная работа нацелена на анализ второй компоненты конечной стоимости ЭЭ, связанной с транспортом и распределением ЭЭ электросетевыми организациями на основе регулируемых тарифов на передачу. Следует отметить, что работа не ставит перед собой задачи в области экономических аспектов формирования ТПЭ, таких как определение затратной базы сетевых компаний и показателей их экономической деятельности, участвующих в формировании ТПЭ. Данные параметры берутся автором в качестве исходных данных с целью последующей их связи с техническими параметрами процесса передачи ЭЭ.

В России свою деятельность осуществляет одна из крупнейших в мире электросетевых компаний – ПАО «Россети». Под управлением компании находится 2,3 млн. километров линий электропередачи, 507 тыс. подстанций трансформаторной мощностью более 792 тыс. МВА.

Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 35 дочерних и зависимых обществ, в том числе 15 межрегиональных и одну магистральную сетевую компанию.

Магистральной сетевой компанией является ПАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС). Она осуществляет передачу ЭЭ по Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

На следующем уровне находятся межрегиональные сетевые компании (МРСК), осуществляющие передачу и распределение ЭЭ по регионам РФ. В состав МРСК входят, так называемые, распределительные сетевые компании (РСК), действующие в пределах одного субъекта РФ. Так же в каждом субъекте РФ свою деятельность осуществляет большое количество территориальных сетевых организаций (ТСО). В данной работе все указанные сетевые организации обобщены термином «электросетевые организации» (ЭСО). В отношении высоковольтных ЭСО традиционно применяется термин «транспорт ЭЭ», а в отношении ЭСО средних и низких классов напряжения используется понятие «распределение ЭЭ». В рамках настоящей работы эти два понятия объединены термином «передача ЭЭ», который нашел широкое применение в нормативной документации. Основную выручку ЭСО получают от реализации услуг по передаче ЭЭ, дополнительные доходы связаны с технологическим присоединением (ТП) новых потребителей.

Обзор зарубежной литературы показал большое разнообразие в подходах стран к формированию тарифов на передачу и ТП 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 [8, 9]. 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 мало заинтересованы и не принимают участия 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.

Для этого необходима разработка технико-экономической модели, которая связывает технологические параметры процесса передачи ЭЭ с финансово-экономическими показателями. В качестве технологической подсистемы модели было решено использовать 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) [10-12]. Потоки и потери ЭЭ являются главными коммерческими показателями, определяющими стоимость услуг на передачу ЭЭ.

Разрабатываемая технико-экономическая модель передачи ЭЭ связывает основные технологические параметры ЭСО, то есть потоки и потери ЭЭ, со стоимостью их передачи. 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 Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) (Гамм А.З., Голуб И.И., Войтов О.Н. и др.) по адресному и апостериорному анализу режимов потокораспределения [13-15].

Подход позволяет представить процесс передачи ЭЭ в виде двух взаимосвязанных транспортно-балансовых задач на графе электрической

сети: распределении потоков электрической энергии и потоков стоимости. Потоки стоимости 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 (дифференцированных) тарифов на передачу ЭЭ и ТП. В действующих условиях тарифные методы влияния на режимы работы потребителей ЭЭ являются основными. Предлагаемые подходы вписываются в существующую систему формирования ТПЭ и ТП без ее существенного усложнения. В рамках проблемы ТП предлагается дифференцировать тарифы в разных узлах сети для привлечения новой нагрузки (потребителей) низкими тарифами 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. По мере развития экономических механизмов и коммуникационной инфраструктуры возможен переход на тарифные схемы, предусматривающие дифференциацию ТПЭ в зависимости от сезонов года и часов суток, удаленности потребителей и других технических показателей деятельности ЭСО. Это будет иметь системный эффект и приближать стоимость услуг на передачу и ТП к фактическим затратам ЭСО.

Следует отметить, что работа не ставит перед собой задач в области изменения экономических аспектов формирования затратной базы ЭСО и показателей их экономической деятельности. НВВ, 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, разработанная на кафедре «Автоматизированные электрические системы» УГТУ-УПИ (ныне УрФУ). Задача ЭР базируется на методических основах теории оценивания состояния (ОС) и позволяет произвести расчет сбалансированных потоков и потерь ЭЭ в схеме сети, с достоверизацией измерений и локализацией коммерческих потерь ЭЭ [10-12]. 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 других зарубежных авторов [13-15].

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 [16-34].

Связь между техническими и экономическими параметрами процесса транспорта и распределения ЭЭ в электрических сетях исследовалась в работах отечественных ученых А.З. Гамма, И.И. Голуб, О.Н. Войтова, Ю.А. Гришина, В.М. Соболевского А.Г., а также в работах иностранных специалистов J.Bialek, Y.M. Park, J. B. Park, M.V.F. Pareira, D.A. Lima, A.P.

Feltrin, G. Strbac, D. Kirschen, S. Ahmed, K.L. Lo, M.Y. Hassan и др. [13, 15, 35-46].

Цель работы

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**:

- обзор и анализ существующих систем оплаты услуг на передачу электроэнергии в РФ и странах Европы;

- постановка и апробация задачи ЭСР, то есть задачи распределения стоимости услуг на передачу электроэнергии между элементами схемы на основе апостериорного анализа режима ЭР;

- разработка на основе модели ЭСР системы надбавок и скидок к ТПЭ для потребителей за снижение потерь ЭЭ в сети;

- разработка методики дифференциации тарифов на ТП, стимулирующей присоединение новой нагрузки в конкретные узлы схемы на основе 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 имеет хорошие предпосылки использования для анализа ЭСО себестоимости и рентабельности передачи ЭЭ до различных узлов сети, оценки ответственности узлов нагрузки за использование электросетевого оборудования и потери ЭЭ. На основе модели ЭСР может быть выполнено обоснование дифференцированной платы за ТП новых потребителей для гармоничного развития сети.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались с использованием теоретических основ электротехники, применялись методы расчета и анализа установившихся режимов и энергораспределения. Использовались методы линейной алгебры и теории оценивания состояния. В работе использованы методики формирования тарифов на передачу электрической энергии, методики расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую энергию на розничном рынке, а также методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение 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 электроэнергии в схеме сети на основе адресного и апостериорного анализа энергораспределения, в основе которой лежат уравнения балансов потоков электроэнергии и потоков стоимости для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы.

2. Методика формирования системы уравнений для расчета потоков стоимости в схеме сети на основе адресного и апостериорного анализа режима энергораспределения, которая связывает потоки электроэнергии на всех участках электрической сети со стоимостью их передачи.

3. Методики улучшения технических параметров электропередачи за счет надбавок/скидок к тарифам на передачу электроэнергии на основе модели энерго-стоимостного распределения, 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 энерго-стоимостного распределения и принципа равенства относительных приростов потерь, которая позволяет обеспечить снижение потерь электроэнергии и выравнивание загрузки элементов электрической сети.

Достоверность полученных результатов обеспечивается корректным использованием математического аппарата, соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов, обсуждением положений и результатов работы с зарубежными и российскими специалистами в ходе конференций и других научных мероприятий. Результаты не противоречат выводам, полученными другими авторами.

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 26th 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.

Так же они рассматривались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ УрФУ, г. Екатеринбург, в период с 2018 по 2019 гг.

Публикации

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

Структура и объем работы

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 128 наименований и 3 приложений. Содержит 189 страниц, 11 рисунков и 12 таблиц.

Диссертация выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского Энергетического Института «Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург.

ГЛАВА 1. ПРИНЦИПЫ ОПЛАТЫ УСЛУГ ЗА ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОБЗОР МЕЖДУНАРОДНОГО ОПЫТА

В данной главе производится краткое описание системы оплаты услуг на передачу электроэнергии в Российской Федерации, освещены особенности тарифообразования при передаче электроэнергии по магистральным электрическим сетям и сетям территориальных распределительных компаний. В первой главе представлен общий принцип оплаты потерь электроэнергии в электросетевых компаниях.

Дается сравнительный анализ существующих моделей оплаты услуг на передачу и структуры тарифов на передачу электроэнергии в странах Европейского союза.

Представлен сравнительный анализ существующей в Российской Федерации модели формирования тарифов на передачу электроэнергии с моделями, действующими в странах Европейского союза. Проанализированы недостатки отечественной модели тарифообразования, и даны рекомендации по направлениям ее совершенствования.

1.1 Общая характеристика системы оплаты услуг на передачу электроэнергии в РФ

Либерализация электроэнергетики привела к выделению транспорта и распределения электроэнергии в самостоятельный вид деятельности, осуществляемый различными электросетевыми организациями. ЭСО осуществляют передачу ЭЭ по своим сетям при отсутствии конкуренции, поэтому государство осуществляет регулирование данного вида деятельности, а субъекты РФ, через свои регулирующие органы, определяют тарифы на услуги по передаче электроэнергии на основе котлового принципа тарифообразования, подразумевающего равные значения тарифов для всех потребителей одного уровня тарифного напряжения [1-5]. В конечной цене ЭЭ для потребителей транспортная составляющая может находиться в диапазоне 25-75 % и этот процент тем больше, чем на более низком уровне напряжения находится потребитель. Единые (котловые) ТПЭ могут быть одноставочными и двухставочными и автоматически выбираться потребителями розничного рынка при выборе своей ценовой категории.

Одноставочный ТПЭ является преобладающим и предполагает оплату услуг на передачу только по полученному потребителем объему ЭЭ в киловатт-часах. В двухставочном ТПЭ плата за переданный потребителю киловатт-час меньше, но дополнительно существует ставка за мощность, которая взимается на основе мощности потребителя в часы наибольшей загрузки энергосистемы. Двухставочный ТПЭ более точно характеризует составляющие затрат на передачу ЭЭ. Плата за мощность связана с содержанием электрических сетей и определяется, главным образом, стоимостью сырья, материалов, ремонтными работами, оплатой труда и обслуживанием заемных средств. Плата за переданную энергию связана с покупкой сетевой организацией потерь ЭЭ в своих сетях. Двухставочные ТПЭ применяются для наиболее крупных промышленных потребителей, а одноставочные ТПЭ для населения и потребителей небольшой и средней мощности.

Учетные параметры (коммерческие измерения) электропотребления и мощности, на основе которых рассчитывается плата за передачу ЭЭ, снимаются с информационно-измерительных систем учета ЭЭ и мощности. Следует отметить, что данные параметры не в полной мере характеризуют стоимость процесса передачи электрической энергии. Если проводить аналогию с транспортировкой грузов, то при передаче ЭЭ объем (вес) транспортируемого товара учитывается киловатт-часами, расстояние (длина линий электропередачи) при передаче ЭЭ не учитывается, хотя оно достаточно сильно связано со стоимостью используемого электросетевого оборудования и величиной потерь. ТПЭ лишь частично учитывают количественные показатели, связанные с передачей ЭЭ.

Обзор зарубежной практики показывает [9, 35-39], что в разных странах существует большое разнообразие в принципах и схемах оплаты услуг за транспорт и распределение ЭЭ, которое зависит от правил функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности. Так из 35 стран Европейского союза:

- в 21 стране услуги на транспорт ЭЭ оплачивают только потребители, а в 14 странах еще и генераторы;
- в 11 странах существуют единые (национальные) ТПЭ, а в остальных странах ТПЭ для разных потребителей могут различаться;

- в 19 странах ТПЭ зависят от расположения (удаленности) потребителя;
- в 12 странах ТПЭ различаются для разных часов суток или сезонов года;
- в 10 странах ТПЭ не содержат составляющей, связанной с компенсацией потерь;
- в 23 странах ТПЭ зависят от числа часов использования максимума нагрузки;
- в 25 странах ТПЭ содержит составляющую, аналогичную рынку системных услуг.

Большое разнообразие связано с учетом измеряемых показателей, которые влияют на значение ТПЭ [9]. Так в Италии ТПЭ определяется только в зависимости от объемов переданной ЭЭ, а в Голландии только от мощности. В большинстве стран низковольтные потребители дополнительно платят фиксированную абонентскую плату, которая не зависит от их электропотребления. Во многих странах ТПЭ зависят от показателей надежности. Кроме того, во многих странах в ТПЭ включены составляющие, которые не связаны с прямыми затратами электросетевых предприятий. Так за счет ТПЭ может поддерживаться развитие возобновляемых источников энергии и внедрение технологий энергосбережения. Зачастую за счет ТПЭ датируются тарифы на ЭЭ для сельскохозяйственных потребителей, а также другие социально-значимые проекты. В некоторых странах обслуживание счетчиков ЭЭ и снятие с них показаний является отдельной составляющей ТПЭ.

Для отечественной энергетики достаточно проста система показателей, определяющая плату за передачу ЭЭ [126]. ТПЭ определяются уровнем напряжения, объемом переданной электроэнергии (мощности) и величиной потерь ЭЭ. При этом не учитываются многие дополнительные показатели деятельности ЭСО, характеризующие процесс электроснабжения, его качество и надежность:

- категория надежности потребителя и параметры аварийных ограничений электропотребления;
- объем передаваемой потребителю реактивной энергии и мощности; суточный и сезонный графики электропотребления;

- удаленность потребителя от источников генерации, которая существенно влияет на стоимость оборудования, вовлеченного в электроснабжение данного потребителя;
- показатели качества электрической энергии, определяемые режимом работы электропередачи;

Учет данных факторов усложнил бы расчетно-финансовую систему взаимоотношений между ЭСО и потребителями, однако мог бы оказать существенное позитивное влияние на стоимость, надежность и качество процесса электроснабжения [126]. В рамках данной работы представляется технико-экономическая модель, связывающая технические и экономические параметры процесса передачи ЭЭ. Данная модель позволит описать процесс передачи ЭЭ в схеме электрической сети и одновременно дать оценки стоимости передачи ЭЭ на каждом участке сети. В результате можно оценить индивидуальную стоимость услуг на передачу ЭЭ до конкретных узлов сети и конкретных потребителей, а также определить индивидуальную удельную стоимость передачи ЭЭ, которую можно рассматривать как аналог ТПЭ.

Целью исследований является изучение возможности оценки индивидуальной стоимости услуг на передачу ЭЭ на основе технико-экономической модели описывающей процесс передачи ЭЭ и распределение стоимости для совершенствования механизмов тарифообразования. Автор допускает, что котловой принцип тарифообразования на передачу ЭЭ и равенство ТПЭ по классам потребителей является более приоритетной целью, обеспечивающей социально-экономическую справедливость для потребителей, находящихся в разных географических точках и имеющих разные режимы потребления, по сравнению с повышением экономической обоснованности тарифов на передачу ЭЭ.

1.1.1 Оплата услуг на транспорт электроэнергии по ЕНЭС

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС) входит в тройку крупнейших мировых компаний по транспорту ЭЭ, является крупнейшей в России сетевой компанией и управляет Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, в которую входят магистральные линии электропередачи и подстанции классом напряжения 220 кВ и выше. ФСК

ЕЭС владеет более чем 940-ю подстанциями, установленная мощность которых составляет более 340 000 МВА, суммарная протяженность линий превышает 140 000 км.

Потребителями услуг по передаче ЭЭ для ФСК ЕЭС являются крупные промышленные предприятия, ТСО, субъекты оптового рынка, осуществляющие экспорт (импорт) ЭЭ, а также энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики, действующие в интересах обслуживаемых ими потребителей ЭЭ.

Стоимость услуг ФСК ЕЭС по передаче электроэнергии определяется ТПЭ, устанавливаемыми Федеральной антимонопольной службой Российской Федерации, с учетом нормативов потерь ЭЭ, утверждаемых Минэнерго России [8, 48, 49] и состоит из:

- стоимости услуг по передаче ЭЭ на содержание сети;
- стоимости нормативных потерь ЭЭ в ЕНЭС.

С 1 января 2015 года объем услуг по передаче ЭЭ, отражающий величину расходов на содержание электрических сетей, определяется равным среднему арифметическому значению часовых максимумов потребления ЭЭ за каждый день расчетного периода (месяц). Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе ТПЭ нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС. Объем услуг по передаче ЭЭ для определения расходов на оплату потерь равен произведению объема потребления ЭЭ и норматива потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям ЕНЭС, утвержденного Министерством энергетики РФ.

Итоговая стоимость услуг ФСК ЕЭС по передаче ЭЭ складывается из произведения вышеописанных объемов услуг на соответствующие им тарифы, устанавливаемые ФАС России на очередной период регулирования.

Важно отметить, что ТПЭ для ФСК ЕЭС существенно ниже тарифов региональных ЭСО имеющих единые (котловые) тарифы. Если двухставочный ТПЭ ФСК пересчитать в одноставочный, то на уровне первого полугодия 2018 для Свердловской области он составит 0,26 руб./кВт·ч. Одноставочные котловые ТПЭ Свердловской области по классам напряжения 110, 35, 6-10, 0,4 кВ для аналогичного периода составляют 0,97 руб./кВт·ч, 1,72 руб./кВт·ч, 2,6 руб./кВт·ч и 3,16 руб./кВт·ч соответственно [50]. Это создает предпосылки к переходу потребителей от региональных

ЭСО к ФСК ЕЭС, что в свою очередь еще больше увеличивает разницу в ТПЭ для потребителей, даже в пределах одного субъекта РФ.

1.1.2 Оплата услуг на распределение электроэнергии территориальными сетевыми организациями

Потребителями услуги по передаче ЭЭ на розничных рынках являются не только конечные потребители ЭЭ, но и энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики. ТПЭ устанавливаются на очередной финансовый год РО на основе двух основных видов прогнозной информации.

Первый вид прогнозной информации связан с финансово-экономическими показателями деятельности ЭСО. К основным финансово-экономическим показателям относятся затраты на содержание основных средств, оплата услуг сторонних организаций, в том числе услуг по передаче ЭЭ от смежных ЭСО, заработная плата, налоги, затраты по обслуживанию заемных средств и другое.

Второй вид информации определяет основные технические и объемные показатели процесса передачи ЭЭ, такие как максимум мощности, объем переданной через сети ЭЭ, потери электроэнергии и другие более детальные показатели развернутого прогнозного баланса ЭЭ и мощности с учетом дифференциации всех этих показателей по классам номинального напряжения.

Регулирующие органы устанавливают единые (котловые) ТПЭ для потребителей, а также индивидуальные ТПЭ для взаиморасчетов между ТСО. Котловые ТПЭ устанавливаются равными для всех потребителей одной категории, находящихся на территории субъекта РФ, независимо от ЭСО, к которой они имеют технологическое присоединение. В настоящее время на территории каждого субъекта РФ существует большое число организаций, оказывающих услуги по передаче ЭЭ. Причем передача ЭЭ для многих организаций является второстепенным видом деятельности, обеспечивающим получение дополнительных доходов. Так на территории Свердловской области в 2016 г. действовало 117, в 2017 г. – 87, а в 2018 г. уже только 74 ТСО, имеющих ТПЭ. [51].

Принцип котлового тарифообразования сводится к тому, что для каждой ТСО на предстоящий год определяется необходимая валовая выручка

(НВВ) в рублях от услуг на передачу ЭЭ. Зная суммарную НВВ всех ТСО, определяется единый (котловой тариф) на передачу ЭЭ в субъекте РФ, по которому услуги на передачу оплачивает любой потребитель, независимо от того, в зоне обслуживания кокой ТСО он расположен. Если абстрагироваться от различных категорий потребителей и различных тарифных ставок, то котловой ТПЭ определяется путем деления суммарной НВВ всех ТСО на суммарное электропотребление всех потребителей для расчетного периода регулирования. В действительности происходит распределение и расчет ТПЭ с учетом категорий потребителей и с учетом тарифных напряжений исходя из обеспечения равенства поступлений от плательщиков услуг на передачу суммарной НВВ всех ТСО. Вся суммарная НВВ за услуги на передачу ЭЭ поступает в распоряжение организации, именуемой «держатель котла», которая выполняет функции генерального подрядчика по передаче ЭЭ в пределах субъекта РФ. Обычно функции держателя котла выполняет наиболее крупная электросетевая компания на территории. Так в свердловской области это филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго». В челябинской области – «Челябэнерго», в пермской области – «Пермэнерго». Держатель котла на условиях субподряда оплачивает услуги на передачу ЭЭ всем смежным ТСО, расположенным на данной территории. Если фактические объемы полезного отпуска ЭЭ совпадают с прогнозными для тарифообразования, то взаиморасчеты между держателем котла и смежными ТСО производятся на основе рассчитанных и утвержденных значений НВВ, каждой сетевой организации. Ввиду возможных отклонений фактических объемов электропотребления от плановых возможен перенос возникающего стоимостного небаланса на последующие периоды времени. Для осуществления финансовых взаиморасчетов между смежными ТСО производится расчет индивидуальных ТПЭ в одноставочном выражении. Индивидуальные тарифы взаиморасчетов между смежными сетевыми организациями определяется исходя из разности между тарифной выручкой ТСО, получаемой от потребителей электрической энергии на всех уровнях напряжения по котловым тарифам, и НВВ, получаемой (оплачиваемой) от «держателя котла». Индивидуальные ТПЭ могут существенно отклоняться от котловых, как в большую, так и в меньшую сторону.

Порядок расчета ТПЭ предусмотрен Постановлением Правительства РФ от 29.12.11 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен

(тарифов) в электроэнергетике» [4] и Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке [50].

Единые (котловые) тарифы устанавливаются в отношении:

1) Населения и приравненных к нему категории потребителей - одноставочные тарифы, рассчитанные на киловатт-час, без дифференциации по уровням напряжения.

2) Прочих потребителей дифференцированно по уровням напряжения в двух вариантах:

а) двухставочный тариф в виде ставки:

- на содержание электрических сетей в виде месячной платы за максимум потребляемой мощности (руб./кВ·Т);
- на оплату потерь ЭЭ в виде платы за потребленный киловатт-час ЭЭ (руб./кВт·ч);

б) одноставочный тариф в расчете на киловатт-час ЭЭ с учетом стоимости нормативных технологических потерь ЭЭ (руб./кВт·ч).

Для взаиморасчетов потребителей с гарантирующими поставщиками на розничном рынке ЭЭ введены шесть ценовых категорий, различающихся способами расчета финансовых обязательств потребителя за отдельные составляющие конечной стоимости услуг по электроснабжению. В первой ценовой категории все составляющие оплачиваются только на основе месячного потребления ЭЭ. Вторая ценовая категория предполагает уже наличие приборов учета, измеряющих электропотребление отдельно по зонам суток. Однако услуги на передачу оплачиваются по одноставочной схеме, то есть за потребленный в течение месяца объем ЭЭ. Начиная с третьей ценовой категории приборы учета должны измерять почасовое потребление ЭЭ, так как цена за электроэнергию, как товар, определяется на основе узловых цен оптового рынка, имеющих часовую дискретность изменения. Для оплаты услуг на передачу ЭЭ, действующая в нашей стране методология не предполагает введения дифференцированной стоимости по часам суток (сезонов года). В третьей и пятой ценовых категориях услуги на передачу оплачиваются по одноставочной системе, а в четвертой и шестой по двухставочной.

В соответствии с нормативными документами юридические лица могут самостоятельно выбирать ценовую категорию, выбирая тем самым

одноставочную или двухставочную систему оплаты услуг на передачу ЭЭ. Крупные потребители, как правило, выбирают четвертую или шестую ценовые категории. Обязательным условием для них является наличие приборов учета, позволяющих измерять почасовые объемы потребления ЭЭ. Измеренное значение потребления ЭЭ за один час, соответствующий периоду максимальной нагрузки, является официальным значением максимума мощности, которое используется в финансовых расчетах. При этом уместно напомнить, что энергия за один час, совпадает по размерности со средней мощностью за этот час.

Относительная простота системы оплаты услуг на передачу ЭЭ, отсутствие внутрисуточной дифференциации тарифов при наличии почасовых измерений ЭЭ, является следствием необходимости введения единых тарифов на передачу ЭЭ для однотипных потребителей на основе котлового принципа тарифообразования.

1.2 Принципы оплаты потерь электроэнергии электросетевыми компаниями

Потери электрической энергии являются весомой составляющей ТПЭ. Доля потерь ЭЭ в ТПЭ может достигать 30 % и более. Правила оплаты потерь электрической энергии определяются Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 [2]. В обобщенном виде принцип определения ответственности за потери электрической энергии сводится к тому, что в рамках ТПЭ потребители оплачивают потери ЭЭ в соответствии с нормативной величиной [48], которая определяется в соответствии с утверждаемой правительством РФ методикой [47]. Средства за оплату нормативных потерь ЭЭ поступают в распоряжение ЭСО и далее ЭСО производят оплату потерь гарантирующему поставщику(кам) на основе уже фактического значения потерь ЭЭ. Средства за оплату потерь ЭЭ от гарантирующих поставщиков, в конце концов, попадают производителям ЭЭ. Фактические потери ЭЭ $\Delta W^{\text{факт}}$ для каждого ЭСО рассчитываются на основе показаний приборов учета ЭЭ, как разность между суммарным поступлением ЭЭ в сеть и суммарным отпуском ЭЭ из сети [5]

$$\Delta W^{\text{факт}} = \sum W^{\text{пост}} - \sum W^{\text{отп}}. \quad (1.2.1)$$

Таким образом, ЭСО получают деньги за потери ЭЭ исходя из нормативного уровня потерь ЭЭ, а платят за потери исходя из фактического уровня потерь. В случае, когда уровень нормативных потерь совпадает с уровнем фактических потерь ЭЭ, объем средств поступающий за потери ЭЭ, совпадает с объемом средств на оплату этих потерь. Такая идеальная ситуация возможна когда фактические и нормативные потери в точности равны технологическим потерям ЭЭ, которые можно рассматривать в качестве эталонного значения, к которому $\Delta W^{\text{факт}}$ и $\Delta W^{\text{норм}}$ должны стремиться. В случае, когда фактические потери ЭЭ превышают нормативное значение $\Delta W^{\text{норм}}$, ЭСО несут финансовые убытки, связанные с необходимостью оплаты сверхнормативных потерь ЭЭ в своих сетях. Данная ситуация наиболее характерна для отечественных ЭСО и связана со следующими причинами:

1. Фактический уровень потерь превышает нормативный по причине заниженного уровня нормативных потерь по сравнению с технологическими. Для объектов ЕНЭС нормативные потери ЭЭ определяются расчетным способом на основе схемно-технических методов расчета потерь в соответствии с [8]. При полном отсутствии информационных и методических погрешностей нормативные потери должны быть равны техническим потерям. При этом используется информация о параметрах схемы замещения электрической сети и информация, характеризующая загрузку (режим) работы отдельных элементов сети. Каждый из этих видов информации обладает погрешностью. Кроме того, методическая погрешность расчета технических потерь присуща любому методу расчета [53, 54]. Для территориальных сетевых организаций методика расчета нормативных потерь предусматривает использование метода сравнительного анализа, то есть потери ЭЭ для конкретного ТСО определяются как усредненные значения потерь аналогичных ТСО в соответствии с методикой [48]. В качестве влияющих на потери факторов используются обобщенные характеристики сети и ее нагрузка. Погрешность такого способа определения технических потерь может составлять десятки

процентов, так как не учитываются многие факторы, оказывающие существенное влияние на величину технических потерь ЭЭ.

2. Фактический уровень потерь превышает нормативный по причине завышенного уровня фактических потерь по сравнению с технологическими. Для отечественных ЭСО такая ситуация наиболее характерна ввиду занижения измерений ЭЭ, формирующих отпуск ЭЭ из сети. Очень многие средства учета ЭЭ находятся на объектах и в собственности потребителей и контроль их состояния со стороны ЭСО затруднен. Занижение измерений, формирующих полезный отпуск ЭЭ, приводит к снижению платы за ЭЭ и выгодно потребителю. Занижение полезного отпуска ЭЭ приводит к увеличению в составе фактических потерь коммерческой составляющей $\Delta W^{\text{ком}}$

$$\Delta W^{\text{факт}} = \Delta W^{\text{техн}} \pm \Delta W^{\text{ком}}. \quad (1.2.2)$$

Структура коммерческих потерь ЭЭ определяется тремя составляющими

$$W^{\text{ком}} = \Delta W^{\text{метр}} + \Delta W^{\text{бу}} + \Delta W^{\text{сбыт}}. \quad (1.2.3)$$

Первая составляющая $\Delta W^{\text{метр}}$ связана с метрологическими погрешностями, определяющими недоучет ЭЭ. Вторая составляющая коммерческих потерь ЭЭ $\Delta W^{\text{бу}}$ связана с явлением, которое носит официальное название «безучетное потребление», а неофициально это явление называется «хищения электроэнергии». Третья составляющая $\Delta W^{\text{сбыт}}$ связана с занижением полезного отпуска ЭЭ вследствие недостатков энергосбытовой деятельности.

Таким образом, ЭСО финансово заинтересованы в снижении своих фактических потерь. Такое снижение в соответствии с формулами (1.2.2) и (1.2.3) возможно как за счет технических, так и за счет коммерческих потерь ЭЭ. Существует большое число исследований, посвященное снижению технических и коммерческих потерь ЭЭ [55-60]. Как правило, мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь ЭЭ, имеют существенно меньшие сроки окупаемости и должны быть более приоритетными по сравнению с мероприятиями по снижению технических потерь ЭЭ.

Первоочередным вопросом, влияющим на уровень фактических и коммерческих потерь электроэнергии, является вопрос собственности на средства учета ЭЭ. Во многих странах ЕС обязанность по оснащению и обслуживанию потребителей средствами учета ЭЭ (в первую очередь бытовых) лежит на ЭСО. При этом переход на автоматизированный (интеллектуальный) учет ЭЭ для большинства ЭСО является планируемым показателем. Отечественное законодательство допускает установку средств расчетного (коммерческого) учета ЭЭ самим потребителем в своих электроустановках. При этом регламентируются частные вопросы, связанные с приемкой и допуском средств учета в эксплуатацию, с плановыми и внеплановыми проверками средств учета, вопросы снятия показаний с приборов учета и организация информационных обменов.

Отечественная нормативная база и сложившаяся практика взаимодействия ЭСО, потребителей и гарантирующих поставщиков в вопросах учета электрической энергии представляется достаточно сложной, зарегламентированной и либеральной по отношению к потребителю, что не способствует искоренению коммерческих потерь электроэнергии. Это приводит к тому, что уровень фактических потерь превышает технические потери за счет коммерческой составляющей.

Нормирование потерь ЭЭ отталкивается от достигнутого уровня фактических потерь, но при этом оказывается постоянное давление на ЭСО в направлении снижения коммерческой составляющей. Кроме того, органы регулирования понимают, что полное и мгновенное искоренение коммерческих потерь невозможно и, поэтому эта задача растянута во времени. Резкое снижение норматива на потери ухудшит финансовое положение многих ЭСО, прежде всего тех, у которых велика доля полезного отпуска на низком напряжении, так как именно в низковольтных сетях наибольший процент коммерческих потерь ЭЭ. До сих пор в состав нормативных потерь включается часть коммерческих потерь ЭЭ. Это приводит к тому, что ТПЭ завышаются для всех потребителей, так как нормативные потери могли бы быть меньше. Последнее означает, что за счет добросовестных потребителей оплачиваются коммерческие потери, создаваемые недобросовестными потребителями за счет хищений ЭЭ.

В большинстве стран ЕС, в отличие от РФ, электросетевые предприятия обладают монопольным правом на установку и обслуживание

средств учета электрической энергии, даже если эти средства располагаются на объектах потребителей. Отход от данных принципов приводит к повышенному уровню коммерческих потерь электроэнергии, что приводит к повышению тарифов на передачу электроэнергии.

С точки зрения ТПЭ интерес представляет возможность введения дифференцированной по времени суток платы за потери ЭЭ. Для этого ЭСО должна иметь АИИС КУЭ, обеспечивающую сбор измерений ЭЭ по всем точкам приема и отдачи ЭЭ, в пределах границы сетевого предприятия на коротких интервалах времени. По всей видимости, подобные системы учета могут быть проблематичны для ЭСО, обслуживающих большое количество потребителей на низком классе номинального напряжения, так как у этих потребителей преобладают интегральные приборы учета, позволяющие измерять ЭЭ только на месячных интервалах времени.

Второй момент связан с возможностью внедрения генерирующего оборудования малой мощности в низковольтные сети ЭСО для целей компенсации потерь ЭЭ. Оптимальный выбор точки подключения в сеть такого генерирующего оборудования позволяет снизить суммарные потери ЭЭ в большем объеме, чем выработка ЭЭ вновь подключаемыми генераторами [61, 62].

1.3 Обзор практики оплаты услуг на транспорт электроэнергии в Европейском союзе

В странах Европейского союза транспорт (transmission) и распределение (distribution) электрической энергии осуществляются, как правило, разными электросетевыми компаниями. Обычно в каждой стране ЕС существует одно предприятие магистральных высоковольтных электрических сетей, осуществляющее транспорт ЭЭ на напряжениях 50-110 кВ и выше, называемое «Transmission System Operator» (TSO). Предприятия, осуществляющие распределение ЭЭ по сетям средних и низких уровней номинального напряжения имеют общее название «Distribution system operator» (DSO) и число таких предприятий в каждой стране может быть достаточно большим.

Помимо всех функций ЭСО на TSO многих стран возлагаются функции диспетчеризации, аналогичные функциям российского «Системного

оператора ЕЭС». С 2008 г. TSO европейских стран объединены в рамках организации, имеющей аббревиатуру - ENTSO-E (англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity). В терминологии ОАО «СО ЕЭС» ENTSO-E переводится как «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики». Следует отметить, что в ЕС разработаны пакеты документов, регламентирующих взаимоотношения национальных компаний по транспорту ЭЭ (TSO) во всех областях деятельности.

В странах ЕС существуют отличия в принципах оплаты услуг на транспорт ЭЭ в высоковольтных электрических сетях от оплаты услуг на распределение ЭЭ в низковольтных сетях. Во всех странах ЕС транспорт ЭЭ относится к регулируемому виду деятельности, но существует большое разнообразие в схемах организации и функционирования энергетики. Это разнообразие обусловлено многими, в том числе и историческими причинами, и приводит к тому, что механизмы оплаты услуг на транспорт и распределение ЭЭ в странах ЕЭ различаются существенно.

В таблице 1.3.1 представлены соотношения между протяженностью линий электрических сетей по трем классам номинальных напряжений, относящимся к магистральным электрическим сетям (TSO), в странах ЕС. Более низкие классы напряжений относятся к распределительным сетям (DSO), которые обсуждаются в разделе 1.4.

В таблице 1.3.2 (Приложение А) представлены особенности формирования платы за транспорт ЭЭ в странах ЕС. Они касаются соотношения между генераторами и потребителями в оплате транспорта ЭЭ, использования дифференцированных во времени ТПЭ, а также дифференциации ТПЭ в зависимости от географического местоположения, включения потерь ЭЭ и системных услуг в ТПЭ.

В большинстве стран ЕС плата за передачу взимается исключительно с потребителей ЭЭ и только в 14 странах передачу ЭЭ частично оплачивают генерирующие компании. В 8 странах ЕС в состав платы за передачу ЭЭ не включаются затраты на компенсацию потерь. Так же можно отметить, что в подавляющем большинстве стран ЕС плата за передачу электроэнергии включает в себя оказание системных услуг и не зависит от временных рамок и географического положения.

Таблица 1.3.1. Соотношение магистральных электрических сетей стран ЕС по классам напряжений.

% , км	400 - 330 кВ	220 - 150 кВ	132 - 50 кВ
Австрия	34%	47%	19%
Бельгия (Elia)	14%	47%	39%
Босния и Герцеговина	14%	24%	62%
Болгария (NEK)	17%	19%	64%
Хорватия	17%	16%	67%
Кипр	0%	0%	100%
Чешская Республика (CEPS)	68%	31%	1%
Дания (Energinet.dk)	28%	48%	24%
Эстония (Elering)	32%	3%	65%
Финляндия (Fingrid)	33%	15%	52%
Франция (RTE)	21%	27%	52%
FYROM	28%	0%	72%
Германия	60%	40%	0%
Великобритания (NGT)	49%	25%	26%
Греция (ADMIE)	28%	72%	0%
Венгрия (Mavir)	67%	29%	4%
Ирландия (EirGrid)	11%	30%	59%
Исландия (Landsnet)	0%	26%	74%
Италия (Terna)	19%	81%	0%
Латвия (Augstsprieguma Tikls)	26%	0%	74%
Литва (Litgrid)	26%	0%	74%
Люксембург	0%	100%	0%
Черногория	23%	28%	49%
Нидерланды (TenneT)	25%	50%	25%
Северная Ирландия (SONI)	0%	38%	62%
Норвегия (Statnett)	73%	0%	27%
Польша (PSE)	41%	58%	1%
Португалия (REN)	29%	71%	0%
Румыния (Transelectrica)	55%	44%	1%
Сербия (EMS)	18%	20%	62%
Словакия (SEPS)	68%	29%	3%
Словения (Eles)	23%	12%	65%
Испания (REE)	50%	45%	5%
Швеция (Svenska K.)	74%	26%	0%
Швейцария	27%	73%	0%

1.4 Обзор практики оплаты услуг на распределение электроэнергии в Европейском союзе

В большинстве стран Европейского союза ТПЭ распределительных сетевых компаний определяется местными регулирующими органами. Однако в некоторых странах ТПЭ регулирующие органы определяют совместно с ТСО. Испания единственная страна, в которой ТПЭ определяет правительство. В таблице 1.4 (Приложение Б) представлены основные принципы формирования ТПЭ и платы за подключение к распределительным

сетевым компаниям для стран ЕС. В столбцах таблицы кратко описываются следующие моменты:

- связь между тарифами и параметрами ЭСО;
- разделение ТПЭ на составляющие, связанные с разными видами деятельности ЭСО, такими как передача мощности, учет электроэнергии (измерение), коммерческая деятельность;
- структура ТПЭ;
- зависимость ТПЭ от времени (суточная или сезонная);
- географическая однородность (зависимость ТПЭ от удаленности от источников питания);
- плата за технологическое присоединение (подключение) потребителя;
- наличие социального тарифа / использование ТПЭ для социальных тарифов;
- распределение платы за передачу ЭЭ между разными группами потребителей (домовладения / небольшой бизнес / большой бизнес).

В соответствии с таблицей 1.4 во всех странах ЕС ТПЭ зависят от уровня номинального напряжения в точке подключения потребителя. Структура ТПЭ обычно определяется:

- компонентой, связанной с отпуском ЭЭ потребителю;
- компонентой, связанной со значением потребляемой мощности (для промышленных потребителей это измеряемый максимум мощности, а для частных лиц и домовладений – договорная величина);
- постоянной компонентой (ставка на содержание), покрывающей затраты на учет (измерения) и административные издержки.

Время использования применяется в ряде стран ЕС и обычно существует дифференциация ТПЭ в зависимости от времени (день/ночь) и сезона (зима/лето) для промышленных потребителей.

Единый (национальный) тариф существует в Хорватии, Франции, Литве, Словении, Испании, Венгрии, Мальте, Португалии, Кипре, Греции, Италии. В остальных странах ТПЭ различны для разных ЭСО или для разных территориальных (тарифных) зон, которые могут обслуживаться несколькими ЭСО. Социальные тарифы применяются в Испании, Италии, Франции, Греции. В Италии, Португалии ЭСО принимают на себя социальные дотации.

Плата за подключение определяется как «высокая», когда она покрывает затраты потребителя и инфраструктурные затраты, и «низкая», когда инфраструктурные затраты покрываются частично. Полные затраты по-разному распределены между разными группами потребителей. Домовладения оплачивают от 33 % до 69 % всех затрат на передачу ЭЭ.

В большинстве стран тарифы на передачу ЭЭ не связаны с загрузкой электрической сети. Постепенно политика регулирования ТПЭ из области краткосрочных ценовых сигналов, направленных на выравнивание нагрузки сетей, перемещается в область долгосрочных сигналов для развития распределительных сетей и дополнительного прироста потребления.

Практически во всех странах ЕС ЭСО являются монополистами в области установки, владения и обслуживания средств учета ЭЭ. Исключение могут составлять только крупные промышленные потребители, которые сами владеют средствами учета. В Великобритании владельцы средств измерений ЭЭ функции учета выполнять не могут, так как этой деятельностью должны заниматься независимые организации. В Швеции сбором измерительной информации занимаются ЭСО, хотя и не владеют средствами учета. Внедрение систем Smart Metering активно происходит в разных странах ЕС:

- Италия, Финляндия, Швеция практически завершили установку;
- Австрия, Франция, Ирландия, Литва, Кипр, Греция, Люксембург, Чешская Республика, Венгрия, Португалия, Венгрия, Польша, Германия, Румыния, Словакия имеют охват системами Smart Metering ниже 10 %;
- большинство стран имеют планы к 2020 г. обеспечить полное оснащение, за исключением Германии, Чешской Республики, Венгрии, Португалии, Румынии и Словакии.

1.5 Анализ структуры тарифов на передачу электроэнергии в Европейском союзе

1.5.1 Лица, определяющие ТПЭ

Ответственность за тарифообразование в странах ЕС, как правило, распределена между несколькими структурами. Каждое правительство через

национальное законодательство определяет основные принципы тарифообразования. Если обобщать, то используется два основных подхода:

1. Регулирующие орган несет основную ответственность и персонально отвечает за методологию и значения ТПЭ на периоде регулирования. Такой подход применяется в Австрии, Хорватии, Чехии, Франции, Греции, Венгрии, Италии, Ирландии, Люксембурге, Литве, Португалии, Румынии и Словении. Испания является особым случаем, так как ТПЭ формирует правительство страны.

2. Ответственность распределена между регулирующим органом и ЭСО. Регулирующий орган определяет правила, методологию и уровень доходности, а ЭСО производит расчет тарифа и распределение составляющих между различными категориями потребителей. Затем регулирующий орган оценивает и одобряет ТПЭ. Данный подход применяется в Бельгии, Кипре, Дании, Эстонии, Финляндии, Германии, Мальте, Польше, Словакии, Швеции, Нидерландах и Великобритании.

На рисунке 1.1 представлено распределение ответственности за тарифообразование в странах ЕС.

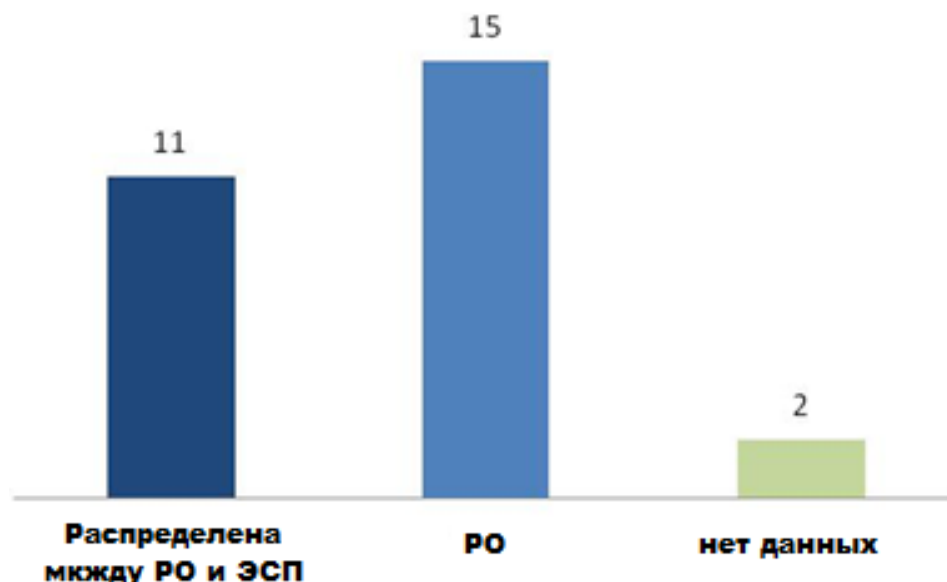


Рисунок 1.1 – Ответственные стороны, определяющие ТПЭ.

1.5.2 Структура ТПЭ

Во всех странах ЕС структура ТПЭ определяется национальным регулятором. В большинстве случаев дифференциация связана с уровнем

напряжения, а в ряде стран еще и с «группой» потребителя.

Основные параметры, учитываемые в тарифообразовании следующие:

- Уровень напряжения на границе раздела балансовой принадлежности между ЭСО и потребителем. Высокое напряжение (выше 36 кВ), Среднее напряжение (1-36 кВ), Низкое напряжение (менее 1 кВ).
- Договорная мощность. Тарифные уровни определяются договорной мощностью с учетом профиля нагрузки потребителя.
- Группа потребителя (небольшие дома, домовладения, фермы, малые промышленные потребители, средние промышленные потребители, Общественные системы освещения, электрозаправки и т.д.).
- Системы учета. Уровень тарифа зависит от возможностей измерительной системы (возможность интервального учета ЭЭ, контроль пиковой мощности, измерение реактивной ЭЭ и мощности).
- Годовое потребление. Уровень тарифа зависит от неравномерности потребления в течение года.
- Географическая зона. В ряде стран географическая зона является параметром, влияющим на уровень тарифа.

В большинстве стран ЕС основным параметром, влияющим на ТПЭ, является уровень напряжения. В Германии, Эстонии, Румынии и Словении это единственный параметр, используемый для определения тарифной категории потребителя. В других странах, как уровень напряжения, так и договорная мощность – основные параметры для определения тарифной категории потребителя. Так делается в Австрии, Франции, Греции, Венгрии, Нидерландах, Польше, Португалии и Испании. В таких странах как Хорватия, Кипр, Чехия, Италия, Литва и Словакия тариф определяется уровнем напряжения и группой (типом) потребителя (домовладение, малое предприятие, большое предприятие и т.д.). В Чехии, Финляндии, Ирландии и Мальте тариф определяется уровнем напряжения, группой потребителя и договорной мощностью. Наконец в Швеции методология тарифообразования различна в разных ТСО.

Таблица 1.5.1 описывает параметры, участвующие в определении тарифного уровня для каждой из стран на уровне 2013г.

Таблица 1.5.1. Параметры, участвующие в определении тарифного уровня.

Страна	Структура тарифа				
	Уровень напряжения	Годовое потребление	Группа потребителя	Система учета	Договорная мощность
Австрия	да	-	-	да	да
Бельгия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	н.д.	-	да	да	-
Кипр	да	-	да	-	-
Чешская	да	-	да	-	да
Дания	да	-	-	-	-
Эстония	да	-	-	-	-
Финляндия	да	да	да	-	да
Франция	да	-	-	да	да
Германия	да	-	-	да	-
Великобритания	да	-	да	да	да
Греция	да	-	-	да	да
Венгрия	да	-	-	-	да
Ирландия	да	-	да	да	да
Италия	да	-	да	-	-
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	да	-	да	-	-
Люксембург	да	-	-	да	-
Мальта	да	да	да	-	да
Нидерланды	да	-	-	-	да
Польша	да	-	-	-	да
Португалия	да	-	-	-	да
Румыния	да	-	-	-	-
Словакия	да	-	да	-	-
Словения	да	-	-	-	-
Испания	да	-	-	-	да
Швеция	зависит от ТСО				

1.5.3 Компоненты ТПЭ

В разделе описывается распределение итогового тарифа на передачу ЭЭ между различными тарифными компонентами и их весовые значения для трех групп потребителей:

- домовладения на низком напряжении с годовым потреблением до 3500 кВт·ч и договорной мощностью до 6 кВт;
- малые промышленные потребители на низком напряжении с годовым потреблением до 50000 кВт·ч и мощностью до 35 кВт;
- большие промышленные потребители с заявленной мощностью до 4000 кВт.

Постоянная компонента, в некоторых странах известная как плата за обслуживание точки подключения (потребителя), определяется в день, месяц или год. Компонента, определяемая потребляемой мощностью, оплачивается по ставке, устанавливаемой в €/kW. Для домовладений контроль мощности обеспечивается за счет защитных автоматов (предохранителей), а для промышленных потребителей за счет измерительных систем, фиксирующих максимум нагрузки. Компонента, определяемая переданным потребителю объемом ЭЭ, в некоторых странах известна как товарная (переменная) составляющая и исчисляется по ставке €/kW·h. Реактивная энергия оплачивается по ставке, исчисляемой в €/kvar·h. Потери энергии в большинстве стран включены в компоненту, определяемую потреблением активной ЭЭ.

Группа потребителей – частные домовладения

В таблице 1.5.2 представлена информация о применяемых компонентах тарифа в разных странах ЕС в отношении частных домовладений.

Для группы частных домовладений большинство (17) стран применяют постоянную плату (ставку на содержание), меньшее число стран (10) применяет плату за мощность. Постоянная плата зависит от различных параметров, описываемых ниже. Так в Австрии домовладелец платит фиксированную (ежегодно устанавливаемую) сумму от 13,8 до 23,52 €/год и эта плата зависит от зоны (района). В Дании и Италии все домовладельцы платят одинаковую ставку. В Чехии установлена фиксированная ставка в зависимости от максимальной мощности, определяемой вводным автоматом. В Люксембурге домовладельцы с умными счетчиками платят только 2€ в месяц в качестве фиксированной платы.

Ставка за мощность зависит от величины договорной мощности конечного пользователя. Пользователь может выбирать ставку за kW/день, kW/месяц или kW/год. Мощностная компонента применяется в Финляндии, Греции, Италии, Португалии, Словакии, Словении, Испании и Нидерландах. Почти во всех странах (25) существует плата за энергию за исключением Нидерландов. В Австрии, Хорватии, Чехии, Ирландии, Литве, Португалии, Польше, Испании, и Великобритании плата за энергию дифференцирована от времени, что побуждает пользователей снижать загрузку в часы максимума, выравнивая графики нагрузок. Так в Австрии существует четыре временных блока (зима и лето, пиковое и непиковое время дня). В Ирландии, Хорватии,

Эстонии и Литве энергетическая компонента имеет одну или две временные зоны. В Испании используется три временных зоны. Реактивная энергия в оплате услуг ТСО используется только в Венгрии и Ирландии. В некоторых странах существуют дополнительные компоненты в тарифе на передачу (распределение) ЭЭ. В Венгрии и Словакии существует компонента, связанная с потерями ЭЭ, которая является частью тарифа. В Хорватии, Италии, Литве, Польше и Испании существует отдельная компонента ТПЭ, связанная с использованием измерительных приборов (счетчиков).

Таблица 1.5.2. Компоненты тарифа для частных домовладений.

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную	Иное
Австрия	да	нет	да	нет	нет
Бельгия	да	нет	да	нет	нет
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	нет	да	нет	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская	да	нет	да	нет	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	нет	нет
Финляндия	нет	да	да	нет	нет
Франция	да	да	да	нет	нет
Германия	да	нет	да	нет	нет
Великобритания	да	нет	да	нет	нет
Греция	нет	да	да	нет	нет
Венгрия	да	нет	да	да	да, потери
Ирландия	да	нет	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	нет	н.д.
Литва	да	нет	да	нет	да, учет
Люксембург	да	нет	да	нет	нет
Мальта	да	нет	да	нет	нет
Нидерланды	да	да	нет	нет	нет
Польша	да	нет	да	нет	да, учет
Португалия	нет	да	да	нет	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	нет	нет
Испания	нет	да	да	нет	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

Следующий рисунок 1.2 показывает соотношение в ТПЭ различных компонент для частных домовладений стран ЕС. Постоянная ставка объединена с платой за мощность и сравнивается с компонентой, связанной с оплатой энергии.

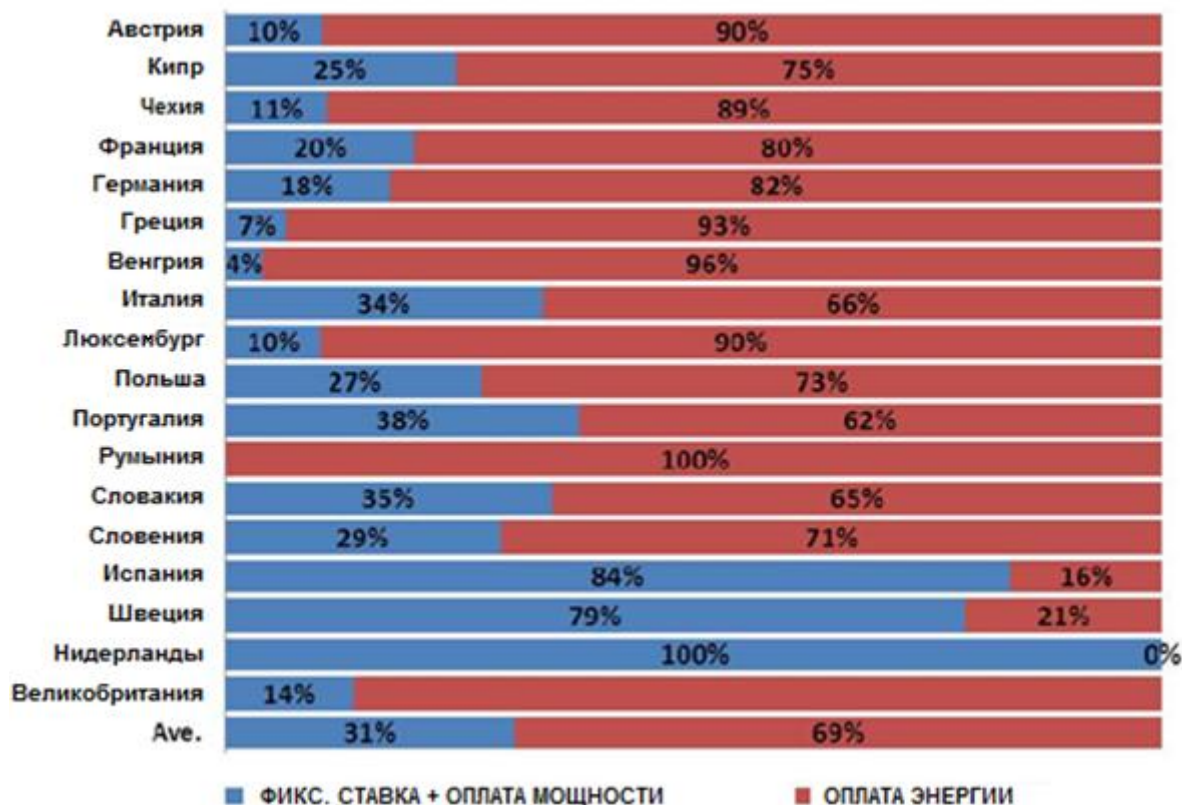


Рисунок 1.2 – Соотношение различных компонент в ТПЭ для частных домовладений.

Для домовладений среднее значение энергетической компоненты составляет 69 % (из 19 стран ЕС по которым данные доступны). И для большинства стран энергетическая компонента является преобладающей. В Румынии весь ТПЭ закрывается платой за активную энергию. Однако в Испании, Швеции и Финляндии доля энергетической компоненты мала. В Нидерландах платы за энергию в ТПЭ нет.

Группа потребителей – малый бизнес

В таблице 1.5.3 представлено использование различных компонент ТПЭ для малых производственных потребителей стран ЕС.

Большинство стран (18) использует плату за мощность чаще, чем фиксированную плату (9). Плата за мощность применяется в Австрии, Хорватии, Чехии, Финляндии, Франции, Германии, Великобритании, Греции, Италии, Литве, Люксембурге, Польше, Португалии, Словакии, Словении, Испании и Нидерландах. Фиксированная компонента применяется во Франции, Дании, Кипре, Венгрии, Ирландии, Италии, Мальте, Швеции и Великобритании. Во Франции и Италии обе компоненты применяются по отношению к малым промышленным потребителям. В Великобритании обе

компоненты могут применяться, если потребитель использует Smart Metering. В Эстонии использование платы за мощность зависит от ТСО. В 15 странах время применения тарифа определяется индивидуальным способом. Компонента, связанная с реактивной энергией, для малого бизнеса применяется в 12 странах. В Венгрии и Словакии применяется компонента, связанная с потерями энергии. В Хорватии, Испании, Люксембурге, Италии и Польше применяется компонента, связанная с затратами на средства учета (измерения).

Таблица 1.5.3. Компоненты тарифа для малых производственных потребителей.

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную	Иное
Австрия	нет	да	да	н.д.	нет
Бельгия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	да	да	да	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская	нет	да	да	да	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	да	н.д.
Финляндия	нет	да	да	нет	нет
Франция	да	да	да	да	нет
Германия	нет	да	да	да	нет
Великобритания	да	да	да	да	нет
Греция	нет	да	да	нет	нет
Венгрия	да	нет	да	да	да, потери
Ирландия	да	нет	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	нет	да	да	нет	нет
Люксембург	нет	да	да	нет	да, учет
Мальта	да	нет	да	да	нет
Нидерланды	нет	да	нет	да	нет
Польша	нет	да	да	нет	да, учет
Португалия	нет	да	да	да	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	нет	нет
Испания	нет	да	да	да	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

Рисунок 1.3 показывает соотношение в ТПЭ различных компонент для объектов малого бизнеса европейских стран.

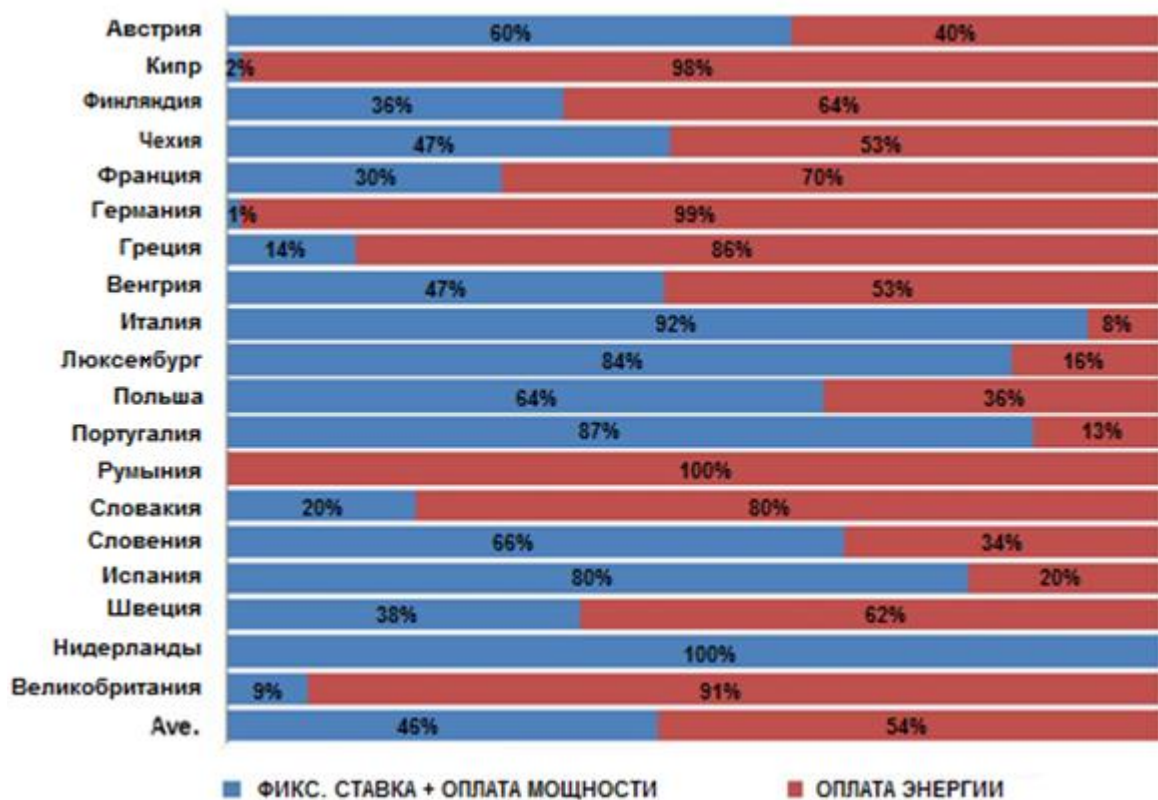


Рисунок 1.3 – Соотношение различных компонент в ТПЭ для малого бизнеса.

По данным, полученным от 19 стран ЕС, для малого бизнеса плата за активную энергию составляет 54%, а 46% приходится на компоненты, связанные с фиксированной платой (содержание) и платой за мощность. В 6 странах из 19 доля платы за активную энергию превышает 85 % от полной стоимости. Это Кипр, Германия, Греция, Румыния, Словакия и Великобритания. Румыния – особый случай, где оплачивается только энергетическая компонента. В остальных странах для малого бизнеса плата за транспорт (распределение) ЭЭ распределена между всеми компонентами более равномерно.

Группа потребителей – крупный бизнес

В таблице 1.5.4 представлено использование различных компонент ТПЭ для потребителей крупного бизнеса стран ЕС.

В большинстве стран (21) с доступной информацией существует компонента, связанная с оплатой мощности. Кипр, Дания, Мальта, Румыния и Швеция – исключение. Только в Мальте существует фиксированная плата €/год и плата за энергию, а в Румынии существует только плата за энергию. В Дании крупные потребители платят абонентскую плату, одинаковую для всех. В шести странах одновременно существует плата за мощность и

фиксированная плата (за обслуживание), это Бельгия, Франция, Венгрия, Ирландия, Италия и Великобритания.

Таблица 1.5.4. Компоненты ТПЭ для потребителей крупного бизнеса.

Страна	Компоненты тарифа				
	Постоянная плата	Плата за мощность	Плата за энергию	Плата за реактивную	Иное
Австрия	нет	да	да	нет	нет
Бельгия	да	да	да	да	нет
Болгария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Хорватия	нет	да	да	да	да, учет
Кипр	да	нет	да	нет	нет
Чешская	нет	да	да	да	нет
Дания	да	нет	да	нет	нет
Эстония	нет	да	да	да	нет
Финляндия	нет	да	да	да	нет
Франция	да	да	да	да	нет
Германия	нет	да	да	да	нет
Великобритания	да	да	да	да	да
Греция	нет	да	да	да	да
Венгрия	да	да	да	да	да, потери
Ирландия	да	да	да	да	нет
Италия	да	да	да	нет	да, учет
Латвия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Литва	нет	да	да	нет	нет
Люксембург	нет	да	да	нет	да, учет
Мальта	да	нет	да	да	нет
Нидерланды	нет	да	да	нет	нет
Польша	нет	да	да	да	да, учет
Португалия	нет	да	да	да	нет
Румыния	нет	нет	да	нет	нет
Словакия	нет	да	да	нет	да, потери
Словения	нет	да	да	да	нет
Испания	нет	да	да	да	да, учет
Швеция	да	нет	да	нет	нет

Так же как и в группе малых потребителей, во всех странах существует оплата энергии. В 15 странах тариф на передачу дифференцирован во времени. Реактивная энергия оплачивается в 16 странах. В девяти странах существует дополнительная компонента в ТПЭ. Эти компоненты аналогичны малым потребителям.

На рисунке 1.4 представлено соотношение между компонентами тарифа для крупных потребителей в разных странах ЕС. Средняя доля энергетической компоненты составляет 58 %. В Румынии и на Кипре энергетическая компонента составляет 100 %.

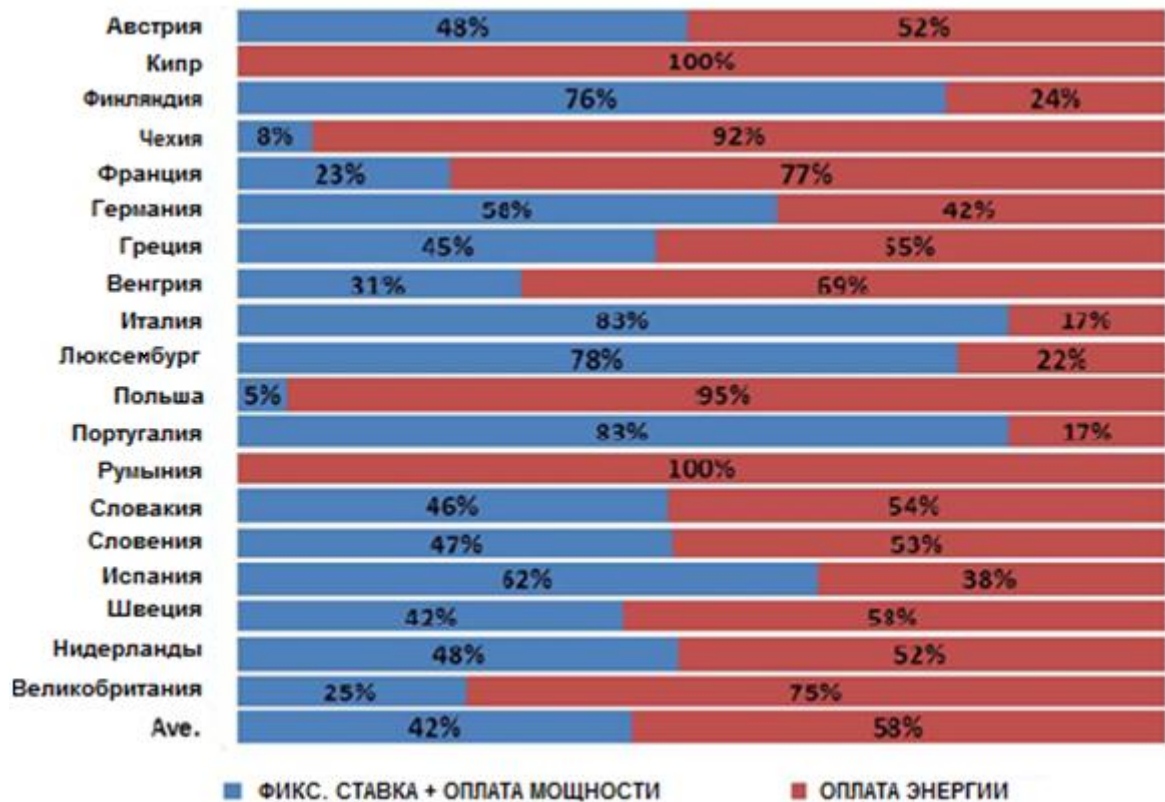


Рисунок 1.4 – Соотношение различных компонент в ТПЭ для крупного бизнеса.

1.6 Расчетные модели формирования тарифов на передачу электрической энергии

В отечественной литературе существует описание «котловой» модели тарифообразования для распределения доходов за передачу ЭЭ между различными ЭСО [7, 63-66]. В основе котлового принципа тарифообразования находится положение о равенстве ТПЭ для потребителей (с учетом тарифного напряжения). Котловые тарифы для потребителей формируются на основе усреднения ТПЭ всех ЭСО. В связи с этим, для части ЭСО котловые ТПЭ выше собственных, а для части ЭСО котловые тарифы ниже собственных тарифов. В связи с этим, у разных ЭСО может возникать положительный или отрицательный небаланс между расчетной величиной НВВ и фактической финансовой выручкой от услуг на передачу электроэнергии для собственных потребителей. Этот небаланс покрывается за счет перераспределения средств между ЭСО, действующих в пределах единого котла. Область деятельности единого котла, как правило, совпадает с

территорией субъекта РФ. Количество ЭСО в пределах субъекта РФ может достигать нескольких десятков.

В зарубежной литературе существует достаточно большое разнообразие в моделях тарифообразования для потребителей ЭЭ [35-38]. Эта тема также актуальна при взаимодействии нескольких сетевых компаний и оплате транзитных перетоков мощности, при распределении платы за услуги по передаче между смежными ЭСО. В литературе рассматриваются модели тарифообразования, учитывающие степень использования электросетевого оборудования и более адекватно связывающие ТПЭ для конкретных потребителей с затратами ЭСО [38, 39]. В ряде стран оплату услуг на передачу осуществляют не только потребители, но и электрические станции. При этом возникает проблема распределения стоимости услуг на передачу между генераторами и потребителями. В таблице 1.3.2 (Приложение А) указано соотношение стоимости услуг на передачу ЭЭ между потребителями и генераторами для различных стран.

В большинстве стран распространен метод равенства ТПЭ для потребителей, имеющий название метод почтовой марки (Postage stamp method) [39-41]. Данный метод является аналогом отечественного котлового метода. Это традиционный метод, используемый электросетевыми компаниями для распределения затрат между потребителями, когда стоимость передачи ЭЭ для потребителя определяется величиной потребляемой энергии/мощности и не зависит от удаленности потребителя. Он не требует расчета потокораспределения, не учитывает расстояние до потребителя и конфигурацию сети. Метод почтовой марки не учитывает фактическое использование сетевого оборудования. По нему нельзя отследить сигналы к наиболее благоприятным с экономической и технической точки зрения местам для дальнейшего развития электросетевой инфраструктуры. Стоимость передачи ЭЭ C_d для потребителя d в методе почтовой марки определяется относительно суммарной стоимости услуг на передачу C_Σ (необходимой валовой выручки ЭСО):

$$C_d = C_\Sigma \frac{P_d}{P_\Sigma}, \quad (1.6.1)$$

где P_d - мощность/энергия потребителя d относительно суммарной мощности/энергии ЭСО. Тариф на передачу устанавливается относительно

энергии, то есть в €/kW·h для относительно небольших потребителей и относительно максимума мощности, то есть в €/kW для крупных потребителей. В большинстве стран, как и в нашей стране, применяется двухставочная система оплаты услуг на передачу ЭЭ, предусматривающая оплату и энергии и мощности. На рисунках 1.2 - 1.4 представлено соотношение между оплатой ЭЭ и мощности для различных стран ЕС.

В Англии, США и ряде других стран применение нашел метод МВт-мили, позволяющий учесть использование электросетевого оборудования при расчете ТПЭ для потребителей и смежных ЭСО [42]. Существует множество вариаций данного метода [42-44]. В зависимости от параметров, учитываемых при расчете, различают: метод МВт-мили, основанный на учете удаленности потребителя от узлов генерации, метод МВт-мили с учетом величины потерь, метод МВА и т.д. В методе МВт-мили, основанном на расстоянии [42], мера распределения затрат – это произведение амплитуды мощности (МВт) и расстояния (мили). Стоимость передачи ЭЭ для потребителя d определяется его долей в суммарном объеме МВт-миль всей сетевой организации

$$C_d = C_{\Sigma} \frac{P_d L_d}{(PL)_{\Sigma}}. \quad (1.6.2)$$

В методе МВт-мили, основанном на потоках мощности, затраты распределяются между потребителями по принципу использования оборудования [43]. По данному методу, на основе расчетов прогнозного потокораспределения, учитывается степень использования электросетевого оборудования каждым потребителем. Степень использования оборудования сети, применительно к потребителю d , рассчитывается как взвешенная сумма степеней использования каждого отдельного элемента сети:

$$TC_d = \sum_j L_j \cdot C_j \cdot P_{j,d}, \quad (1.6.3)$$

где: TC_d – степень использования оборудования потребителем d (сумма рассчитывается по всем линиям схемы сети); L_j – длина линии (мили); C_j – стоимость передачи одного мегаватта мощности на единицу длины для рассматриваемой линии. Использование сетевого ресурса ЭСО

рассчитывается для того, чтобы распределить затраты на передачу электроэнергии между различными потребителями

$$C_d = C_{\Sigma} \cdot TC_d / \sum_k TC_k. \quad (1.6.4)$$

Данный метод основан на принципе учета использования оборудования ЭСО, поэтому он требует разделение потоков мощности/энергии в каждой линии относительно нагрузочных и генераторных узлов. Такое разделение в первоначальных работах осуществлялось на основе использования матрицы коэффициентов (токо)потокораспределения. Недостатки данного метода связаны с влиянием на расчет выбора балансирующего узла, что особо актуально для системообразующих сетей. Кроме того, для потребителей находящихся вблизи балансирующего узла, отмечалось некорректное снижение тарифов на передачу. В последующих работах распределение потоков мощности/энергии в линиях между узлами схемы сети осуществлялось на основе адресного подхода [45, 46]. При этом проходом «от нагрузки» осуществлялось распределение потоков в связях между потребителями, а проходом «от генераторов» осуществлялось распределение потоков в связях между электрическими станциями.

Метод МВт-мили позволяет сформировать тарифы на передачу для различных потребителей (смежных ЭСО) в зависимости от себестоимости процесса передачи ЭЭ сетевой компании. Такие факторы, как близость потребителя к электрической станции, высокая степень загрузки сетевого оборудования и низкие потери приводят к снижению ТПЭ, а противоположные факторы ТПЭ увеличивают.

В [15] описана методика расчета ТПЭ на основе графового алгоритма адресного анализа потокораспределения. К недостаткам описанной методики можно отнести ее достаточно высокую вычислительную сложность, связанную с необходимостью расчета коэффициентов адресности. Кроме того, не вполне ясно как при расчете ТПЭ должна учитываться НВВ и потери ЭЭ. В соответствии с действующими нормативными документами расчет ТПЭ осуществляется на основе НВВ, определяемой регулирующим органом на основе нормативных документов.

1.7 Направления совершенствования системы оплаты услуг на передачу электроэнергии с учетом международного опыта

На основе обзора международных систем оплаты услуг на транспорт ЭЭ можно сделать вывод, что в целом, отечественная система соответствует международной практике. ТПЭ для ЕНЭС утверждаются на федеральном уровне, а региональные и территориальные сетевые организации утверждают ТПЭ на уровне регулирующих органов субъектов РФ. Плата за передачу ЭЭ с генераторов в РФ не взимается, то есть только потребители ЭЭ оплачивают услуги по передаче ЭЭ. Котловой принцип тарифообразования распространяется на потребителей, находящихся в пределах одного субъекта РФ, то есть ТПЭ одинаковы внутри одного субъекта РФ и дифференцированы по уровням напряжения. Различия между соответствующими ТПЭ по разным областям страны может быть двукратным. Кроме того, часть потребителей может подключаться непосредственно к сетям ЕНЭС минуя РСК и ТСО. При этом независимо от класса номинального напряжения данные потребители находятся в привилегированных условиях, так как ТПЭ ФСК ЕЭС существенно ниже, чем у региональных и территориальных сетевых компаний. Таким образом, для одинаковых уровней напряжения не обеспечивается равенство ТПЭ не только для разных субъектов РФ, но и даже внутри одного субъекта.

Дифференциация ТПЭ в зависимости от сезона года и времени суток в отечественной электроэнергетике отсутствует. Территориальная удаленность от центров питания в системе тарифообразования не применяется. Любая плата за реактивную мощность (энергию) в ТПЭ отсутствует. Обслуживание средств учета ЭЭ не выделяется в отдельную составляющую ТПЭ.

ТПЭ для населения и приравненных к нему категорий потребителей существенно ниже, чем для юридических лиц и промышленности за счет перекрестного субсидирования. Элементы перекрестного субсидирования в странах ЕС направлены на технологическое совершенствование электроэнергетических систем, внедрение пока еще дорогих, но перспективных технологий возобновляемой энергетики. В нашей стране, перекрестное субсидирование решает социальные задачи по поддержке населения и не способствует технологическому обновлению отрасли.

На основе обзора международного опыта можно сделать заключение о необходимости совершенствования системы оплаты услуг на передачу электрической энергии в нашей стране. В рамках котловой модели тарифообразования для каждого электросетевого предприятия необходимо на год вперед прогнозировать объем валовой выручки и физические показатели деятельности, определяющие плату потребителей за передачу электроэнергии.

Наиболее значимыми физическими показателями процесса электроснабжения является объем переданной потребителям электроэнергии, суточный или сезонный максимум мощности и величина потерь электрической энергии. Определив для всех организаций, осуществляющих услугу по передаче электроэнергии, объем валовой выручки и физические параметры процесса электроснабжения можно определить суммарные величины данных показателей для всего субъекта РФ, а по суммарным показателям определить значения котловых тарифов на передачу ЭЭ для следующего календарного года. В случае отклонения значимых фактических показателей от прогнозных происходит необоснованное перераспределение финансовых средств за передачу ЭЭ между участниками энергообмена. Это означает, что потребители или смежные сетевые компании могут, как переплачивать, так и недоплачивать финансовые средства за передачу ЭЭ конкретному ЭСО.

С этих позиций, система оплаты услуг на передачу ЭЭ должна использовать простые, стабильные и хорошо прогнозируемые параметры, описывающие процесс электроснабжения. С другой стороны, такой подход приводит к тому, что финансовая выручка электросетевого предприятия очень слабо связана с результативностью его деятельности и с качеством оказания услуги на передачу электроэнергии. Так, два наиболее важных показателя, определяющих плату за передачу ЭЭ, объем переданной потребителю электроэнергии и максимум нагрузки, практически никак не зависят от деятельности ЭСО. Величина потерь в сетях ЭСО, казалось бы, является весомым фактором, влияющим на финансовую выручку ЭСО. Однако ЭСО очень незначительно может повлиять на технические потери электроэнергии в своих сетях за счет реализации мероприятий по снижению технических потерь. Сроки окупаемости инвестиционных мероприятий по реконструкции сетей для целей снижения технических потерь ЭЭ, как

правило, очень велики, и реконструкция производится по другим причинам. Мероприятия по снижению коммерческих потерь ЭЭ менее затратны и имеют хорошие сроки окупаемости. Однако реализация данных мероприятий затруднена в связи с тем, что нормативные документы в отношении средств учета ЭЭ в нашей стране существенно затрудняют для ЭСО проверку и снятие показаний с приборов учета, находящихся на объектах потребителей.

Отсутствие реальных финансовых стимулов к совершенствованию процесса электроснабжения потребителей является отрицательным моментом как отечественной системы оплаты услуг на передачу электроэнергии, так и систем многих других европейских стран. Это сдерживает внедрение современных эффективных технологий в области передачи и распределения электроэнергии ввиду их финансовой нерентабельности. Важно отметить, что простота системы тарифообразования является тормозом для внедрения технологий интеллектуальных сетей. Аналогичная ситуация возникает и со стороны потребителей ЭЭ. Действующая модель тарифообразования приводит к тому, что потребитель может выбрать одноставочную систему оплаты за передачу ЭЭ, которая предполагает оплату месячного объема активной ЭЭ на основе показания счетчика ЭЭ. При этом у потребителя нет финансовых стимулов к таким очевидным с точки зрения процесса электроснабжения вещам, как снижение потребления реактивной мощности, выравнивание суточных и сезонных графиков электропотребления, участие в регулировании напряжения и минимизации потерь электроэнергии, помощь электросетевым предприятиям в аварийных ситуациях. Такие возможности становятся все более реальными со стороны потребителей, так как у многих уже имеются генерирующие установки малой мощности, позволяющие плавно регулировать свое электропотребление.

Отсутствие в числе финансовых показателей характеристик надежности электроснабжения приводит к тому, что категория надежности никак не учитывается в рамках существующей системы оплаты услуг на передачу ЭЭ. В результате возникает ситуация, что и ЭСО несут за перерывы электроснабжения в большей степени административную, чем финансовую ответственность. В договорах электроснабжения предусматривается возможность ограничения электропотребления на время, определяемое категорией надежности.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных со стихийными бедствиями и чрезвычайными ситуациями, ЭСО финансовой ответственности не несут. В спорных ситуациях взыскание ущерба за перерыв электроснабжения может осуществляться в судебном порядке. Анализ арбитражной практики показывает, что большинство дел о взыскании ущерба с энергоснабжающей организации проиграно. Прогрессивной должна быть такая система, которая предусматривает увеличение ТПЭ при повышении степени надежности и при снижении показателей аварийности. При этом должна строго соблюдаться финансовая ответственность ЭСО за перерывы электроснабжения.

По всей видимости, в рамках котловой системы тарифообразования может существовать система стимулирования ЭСО и потребителей, функционирующая в рамках надбавок и скидок к базовым ТПЭ. В качестве возможного примера можно рассмотреть скидки к котловому ТПЭ для потребителя за снижение им потребления реактивной энергии. При этом ЭСО в убытке не должно остаться, так как снижение его валовой выручки за счет скидки к ТПЭ для потребителя должно компенсироваться снижением технических потерь ЭЭ в сетях ЭСО и соответствующим снижением платы за потери ЭЭ. Подобная взаимовыгодная схема отношений может применяться в отношении других параметров, определяющих качество процесса электроснабжения. Важное значение имеет выравнивание графика нагрузки потребителей, которое возможно за счет скидок к ТПЭ в часы пониженной загрузки сети и надбавок к ТПЭ в часы максимума нагрузки.

Реализация подобных идей возможна на базе технико-экономической модели процесса транспорта электрической энергии. Эта модель должна связывать технические параметры процесса транспорта электрической энергии с финансовыми результатами этого процесса. Основными техническими параметрами процесса транспорта ЭЭ являются потоки активной и реактивной ЭЭ, относящиеся к узлам и ветвям схемы электрической сети, потери электроэнергии на элементах сети, максимальные и минимальные значения мощностей и напряжений. Подобная модель представляет интерес с точки зрения оценки влияния технологических параметров процесса передачи электроэнергии на финансовые результаты данной деятельности. С помощью такой модели можно оценить экономическую эффективность отдельных потребителей,

влияние присоединения новых потребителей на котловые тарифы, оценить фактическую себестоимость электроснабжения различных потребителей и смежных электросетевых компаний. Модель может найти применение для разработки методики расчета индивидуальных тарифов на передачу электроэнергии для разных электросетевых предприятий на основе значимых технологических параметров.

1.8 Выводы по главе

1. Обзор показывает, что транспорт и распределение электроэнергии является регулируемым видом деятельности ввиду монопольного характера и в разных странах существует большое разнообразие в принципах оплаты услуг на передачу электроэнергии. Наиболее общие черты связаны с дифференциацией тарифов на передачу по уровням напряжения, с отдельной оплатой энергии и мощности, с оплатой потерь электрической энергии. Следует ожидать, что процесс совершенствования механизмов оплаты услуг на транспорт и распределение электроэнергии будет продолжаться.

2. В большинстве европейских стран, в отличие от РФ, электросетевые предприятия обладают практически монопольным правом на установку, обслуживание средств учета электрической энергии и снятие с них показаний, даже если эти средства учета располагаются на объектах потребителей. Отход от данных принципов приводит к повышенному уровню коммерческих потерь электроэнергии, что приводит к необоснованному повышению тарифов на передачу электроэнергии.

3. Анализ статистических данных субъектов РФ по котловым тарифам на передачу свидетельствует о двукратных различиях в тарифах на передачу даже в соседних субъектах. Внутри одного субъекта не обеспечивается равенство тарифов на передачу, с учетом номинальных напряжений, ввиду возможности снабжения по более низким тарифам потребителей, имеющих связи с объектами ФСК ЕЭС.

4. Тарифы на передачу электроэнергии содержат дополнительную составляющую, связанную с перекрестным субсидированием. В странах Европейского союза эта составляющая тратится на развитие и совершенствование передовых энергетических технологий, прежде всего

возобновляемой энергетики, а в нашей стране перекрестное субсидирование решает социальные задачи по поддержке населения и не способствует технологическому обновлению отрасли.

5. Отечественная система оплаты услуг на передачу электроэнергии соответствует общемировым тенденциям, однако она относительно проста и не использует ряд параметров, применяемых в зарубежных странах: характеристики надежности электроснабжения; суточную и сезонную дифференциацию тарифов; географическую удаленность потребителей; оплату реактивной энергии (мощности), оплату обслуживания средств учета электроэнергии и снятия с них показаний. У бытовых потребителей отсутствует абонентская плата.

6. Необходимо совершенствование системы оплаты услуг на передачу электрической энергии, так как объем выручки электросетевого предприятия в действующей модели прогнозируется на год вперед, а тарифы определяются на основе прогнозов электропотребления с учетом котловых принципов. Финансовая выручка электросетевого предприятия в рамках действующей модели тарифов на передачу электроэнергии очень слабо связана с показателями его деятельности и поэтому необходима разработка механизмов, стимулирующих электросетевые компании совершенствовать процесс транспорта электроэнергии. С другой стороны, система оплаты должна стимулировать потребителей к выравниванию графиков нагрузки, снижению потерь в сетях и к улучшению других технико-экономических показателей.

7. Научные подходы к определению дифференцированных тарифов на передачу электроэнергии, учитывающих загрузку используемого электросетевого оборудования, основаны на апостериорном анализе потокораспределения в электрической сети. Данный подход более точно отражает издержки сетевой организации, связанное с электроснабжением конкретного потребителя, позволяет производить анализ технико-экономической эффективности электросетевого бизнеса.

8. Разработка технико-экономической модели процесса передачи электрической энергии представляет интерес с точки зрения оценки влияния технологических параметров процесса передачи электроэнергии на индивидуальные узловые затраты на передачу.

ГЛАВА 2. ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Во второй главе описывается общий принцип распределения стоимости услуг на передачу между узлами отпуска электрической энергии из сети в рамках разрабатываемой технико-экономической модели передачи электроэнергии. В разделе 2.2 произведено описание технологической подсистемы модели, основанной на методике энергораспределения, которая разрабатывается на кафедре АЭС УрФУ. Методы определения регулируемыми органами необходимой валовой выручки для ЭСО и составляющие НВВ описаны в разделе 2.3. Раздел 2.4 посвящен принципам распределения суммарной НВВ между узлами и ветвями схемы электрической сети для получения элементных стоимостей. Далее описывается каскадный принцип распределения стоимости услуг на передачу между элементами схемы сети на основе элементных стоимостей, используя режим энергораспределения. Представление стоимости услуг на передачу электроэнергии в виде направленных стоимостных потоков на графе электрической сети позволяет наглядно представить описываемую модель и приведено в разделе 2.6. В разделе 2.8 описана область применения разрабатываемой технико-экономической модели. В разделе 2.9 сделаны выводы по второй главе.

2.1 Общий принцип распределения стоимости услуг на передачу между узлами отпуска электрической энергии из сети в рамках технико-экономической модели передачи электроэнергии

В данном разделе описывается основная идея технико-экономической модели, описывающей процесс передачи ЭЭ, 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. Разрабатываемая модель позволяет оценить индивидуальную стоимость электросетевых услуг для различных потребителей в зависимости от

технологических, режимных и экономических особенностей процесса их электроснабжения.

Суть идеи можно описать двухэтапной процедурой [67-69]. На первом этапе суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ 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. Суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ для ЭСО выступает в качестве исходных данных рассматриваемой задачи, и эта стоимость совпадает с НВВ сетевой организации, которая ежегодно рассчитывается на основании нормативных документов, утверждается и официально публикуется в средствах массовой информации регулирующими органами. В составе НВВ учитываются затраты на компенсацию потерь ЭЭ в сети рассматриваемой ЭСО и затраты на содержание оборудования. Предполагается, что в идеальных условиях, расчетное значение НВВ должно совпасть с фактически полученным объемом финансовых средств за услуги на передачу ЭЭ. Возникающий небаланс между планом и фактом, который связан в первую очередь с погрешностью прогноза технических и экономических параметров для расчетной модели, переносится на последующие периоды регулирования. Этот небаланс учитывается при расчете НВВ последующего периода регулирования, что соответствует действующим методикам расчета НВВ. В разделе 2.3 описываются общие принципы формирования НВВ на услуги по передаче электроэнергии, и раскрываются ее отдельные составляющие. Распределение суммарной НВВ между топологическими элементами схемы сети рассматривается в разделе 2.4.

На втором этапе решения задачи стоимость услуг на передачу ЭЭ из узлов и ветвей транслируется (переносится) 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 [67]. Это обеспечивает индивидуальный учет использования и загрузки всего электросетевого оборудования (линий электропередачи и подстанций), которые задействованы в процессе передачи электроэнергии до конечных точек ее поставки в электрической сети, то есть до узлов отпуска ЭЭ. Узлы отпуска ЭЭ могут быть двух типов. Первый тип узла отпуска, это узел

потребления ЭЭ, который соответствует границе раздела балансовой принадлежности между сетевым предприятием и потребителем. Второй тип узла отпуска соответствует точке, находящейся на границе раздела балансовой принадлежности между рассматриваемой и смежной сетевой организацией, которая принимает электроэнергию в свою сеть. В схему электрической сети пограничная точка может вводиться в качестве фиктивного узла, инъекция которого равна транзитной ЭЭ (мощности).

Следует отметить, что потребители ЭЭ оплачивают услуги на передачу ЭЭ в соответствии с едиными котловыми тарифами на передачу, а смежные сетевые организации оплачивают услуги на передачу в соответствии с индивидуальными тарифами. Оплата услуг на передачу ЭЭ осуществляется на основе измерений ЭЭ по одноставочной или двухставочной системе. В одноставочной системе ТПЭ определяется только на основе измеренного количества потребленной ЭЭ. В двухставочной системе оплата содержания сети производится на основе измеренного значения максимальной мощности потребления, а оплата потерь ЭЭ производится на основе измеренного количества потребленной ЭЭ.

Если проводить аналогию с транспортировкой грузов, то полная стоимость транспортировки определяется стоимостью транспорта на всех участках пути от места погрузки до места отгрузки. Чем дальше транспортируется груз, тем выше стоимость транспорта каждой условной единицы (тонны). В отношении процесса передачи ЭЭ по электрическим сетям роль груза выполняют киловатт-часы, места погрузки это узлы поступления ЭЭ в сеть рассматриваемой ЭСО или узлы генерации, а места отгрузки – узлы отпуска ЭЭ из сети или узлы потребления. Таким образом, итоговая стоимость передачи конкретного киловатт-часа складывается из стоимости его передачи на каждом элементе схемы сети в соответствии с траекторией протекания потока ЭЭ на всем пути от узла поступления ЭЭ в сеть до узла ее отпуска из сети. В случае, когда в узле схемы происходит растекание потоков ЭЭ по разным ветвям, соответствующие этим потокам стоимости передачи ЭЭ распределяются между ветвями отдачи ЭЭ пропорционально выходящим из рассматриваемого узла значениям ЭЭ. Процесс подсчета индивидуальных стоимостей передачи ЭЭ заканчивается, когда на всех элементах сети произошло перемещение индивидуальных

стоимостей до конечных узлов отпуска ЭЭ из сети, и дальнейшие пути перемещения стоимостей отсутствуют.

В результате суммарные затраты на передачу ЭЭ рассматриваемой ЭСО распределяются на графе сети между всеми узлами потребления ЭЭ и узлами отпуска ЭЭ в сети смежных сетевых предприятий. Представляется, что такой подход, к распределению полной стоимости услуг на передачу между различными потребителями этой услуги наиболее точно учитывает механизм формирования себестоимости услуг на передачу ЭЭ для ЭСО. Указанный принцип можно кратко сформулировать следующим образом – стоимость услуг на передачу ЭЭ формируется затратами на содержание и затратами на компенсацию потерь, по оборудованию, которое непосредственно используется в процессе электроснабжения конкретного потребителя с учетом доли загрузки этого оборудования.

Основу технико-экономической модели, описывающей процесс передачи электрической энергии в сети, образует технологическая подсистема, описывающая распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме электрической сети. Данная подсистема описывает основной технологический процесс транспорта и распределения ЭЭ в сетях энергосистем и в предшествующих работах, выполненных в УрФУ, она получила название модель «Энергораспределения» (ЭР) [10-12]. В разделе 2.2 дана краткая характеристика модели ЭР и представлен обзор исследований в данном направлении. Предварительно следует лишь отметить, что модель ЭР позволяет получить для заданного интервала времени сбалансированный энергетический режим, описывающий распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме сети. На основании расчетных потоков и расчетных потерь ЭЭ производится распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ на графе электрической сети [67].

2.2 Описание технологической подсистемы технико-экономической модели передачи электроэнергии

Технологический процесс передачи ЭЭ по электрическим сетям является непрерывным в связи с непрерывностью процесса потребления и выработки ЭЭ. Исключения составляют аварии, в течение которых возможно нарушение технологического процесса и полное прекращение передачи ЭЭ

для части потребителей. В процессе электроснабжения происходят постоянные режимные изменения, связанные, в первую очередь, с изменениями режима электропотребления нагрузочных узлов.

В первой главе работы отмечалось, что основные финансовые взаиморасчеты между всеми участниками оптового и розничного рынков ЭЭ осуществляются на основе измерений ЭЭ, получаемых от приборов учета (счетчиков электроэнергии). Конечные тарифы и цены на электроэнергию для потребителей на оптовом и розничном рынках изменяются с часовой дискретностью и этот временной интервал в перспективе должен сократиться.

Тарифы на передачу ЭЭ в нашей стране не имеют суточной и сезонной дифференциации, и интервальный (часовой) учет электроэнергии для взаиморасчетов за передачу ЭЭ, в принципе, не требуется. Однако в рамках двухставочной системы, оплата содержания электрических сетей производится на основе значения мощности в часы наибольшей нагрузки энергосистемы. В качестве максимальной мощности используется часовое значение ЭЭ, измеренное интервальными метрологически сертифицированными средствами учета электроэнергии. Таким образом, для осуществления финансовых взаиморасчетов происходит дискретизация интегральных параметров режима (активной и реактивной энергии) для достаточно коротких (пока часовых) отрезков времени. АИИС КУЭ осуществляют сбор и архивирование измерений от приборов учета ЭЭ, установленных, как правило, в пограничных точках электрической сети. Под пограничными понимаются точки раздела балансовой принадлежности различных собственников электрической сети. В части пограничных точек, относящихся к розничному рынку электроэнергии, могут устанавливаться автономные приборы учета ЭЭ, не интегрированные в АИИС КУЭ, и позволяющие получать измерения ЭЭ только на месячных интервалах.

Измерительная информация о потоках ЭЭ в сетях энергосистем может приводиться к часовым, суточным, месячным и даже годовым интервалам времени для различных целей. Так часовые и месячные измерения используются непосредственно для осуществления финансовых взаиморасчетов. Измерения ЭЭ на суточных и годовых промежутках времени могут использоваться для решения внутренних технико-экономических задач энергопредприятий, в частности, для составления балансов ЭЭ.

Годовые измерения представляют интерес для задач перспективного развития и планирования, а так же для обоснования тарифных решений.

Для всех указанных выше интервалов времени интерес связан с получением математической модели процесса распределения потоков электрической энергии в схеме сети. [10-12]. В работе [11] была показана неадекватность использования закона Ома, закона Джоуля-Ленца и второго закона Кирхгофа для моделирования энергетических режимов для интервалов времени, в течение которых происходят режимные и особенно схемные изменения. Поэтому было предложено в основе уравнений состояния задачи энергораспределения использовать уравнения балансов ЭЭ для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы [11]. Данные уравнения, в отличие от классических уравнений установившегося режима, сохраняют свою адекватность при любых схемных и режимных изменениях в течение рассматриваемого отрезка времени. Эти уравнения должны быть дополнены формулами для расчета потерь ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети. В [12, 70, 71] описаны различные аспекты повышения точности расчета технических потерь ЭЭ, а в [72] описана методика локализации коммерческих потерь ЭЭ на основе решения задачи энергораспределения. В последующих работах была сформулирована комплексная задача энергораспределения, в рамках которой осуществляется расчет потоков и потерь для активных и реактивных величин ЭЭ, а также предусматривается использование телеизмерений [73, 74].

Основные научно-методические проблемы задачи энергораспределения связаны с анализом наблюдаемости энергетического режима на основе имеющихся измерений ЭЭ [75] и расстановкой измерительных комплексов в схеме сети для обеспечения наблюдаемости и оптимального уровня информационной избыточности измерительной системы [76, 77]. Именно за счет информационной избыточности удастся обеспечить контроль достоверности измерений, выявлять сбойные измерения и осуществлять диагностику АИИС КУЭ [78-81].

2.3 Описание методов определения необходимой валовой выручки электросетевой организации на услуги по передаче электроэнергии и ее составляющих

Важно отметить, что величина НВВ каждой ЭСО, находящейся в территориальных границах субъекта РФ, влияет на значение единых (котловых) и индивидуальных ТПЭ. Так котловые тарифы определяются на основе суммарной НВВ всех ЭСО, а индивидуальные тарифы рассчитываются на основе данных каждой ЭСО в отдельности. При разработке технико-экономической модели процесса передачи ЭЭ в сетях конкретной ЭСО возможно рассмотрение ее отдельно от соседних, так как в рамках настоящей работы ставится задача распределения суммарных затрат на передачу ЭЭ рассматриваемой ЭСО между отдельными структурными элементами и между отдельными потребительскими узлами (узлами отпуска). Это распределение будет влиять на удельную стоимость передачи ЭЭ до конкретных потребителей. Стоимость услуг на передачу ЭЭ смежных сетевых организаций в рамках рассматриваемых моделей легко учитывается путем введения в расчетную модель затрат, связанных со смежными сетями, на основе двухсторонних (индивидуальных) ТПЭ. Следует отметить, что индивидуальные ТПЭ для взаиморасчетов между смежными сетевыми предприятиями ежегодно рассчитываются и утверждаются территориальными органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов. Таким образом, значение собственной НВВ для ЭСО и стоимость услуг на передачу со смежными ЭСО являются исходными данными в части финансовых показателей, влияющих на решение поставленной задачи – распределения затрат на передачу ЭЭ между узлами отдачи ЭЭ. Эти исходные данные являются официальными показателями, публикуемыми в средствах массовой информации до начала очередного периода регулирования (как правило, календарный год). Затраты, связанные с компенсацией потерь в НВВ учитываются отдельной строкой.

Для рассматриваемой задачи важное значение имеет распределение суммарной стоимости услуг на передачу ЭЭ между элементами расчетной схемы. Расчетная схема сети представляется в виде графа, узлы которого ассоциируются с электрическими станциями и подстанциями, а ветви (ребра) связаны с воздушными и кабельными линиями электропередачи или

трансформаторами. Оборудование подстанций и линий электропередач образует основные производственные активы электросетевого предприятия. Содержание этих активов определяет основные затраты электросетевого предприятия. Затраты на содержание могут быть распределены между отдельными электросетевыми элементами в соответствии с некоторым алгоритмом, который будет пояснен далее более подробно. Для этого предварительно следует рассмотреть принципы, которые используют регулирующие организации, для расчета НВВ и ее составляющих на этапе формирования ТПЭ.

НВВ сетевых организаций и индивидуальные тарифы на передачу ЭЭ для взаиморасчетов между сетевыми организациями рассчитывается РО на основе законодательно утвержденных нормативных документов с использованием одного из следующих методов:

- метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- метод индексации тарифов;
- метод сравнения аналогов;
- метод доходности инвестированного капитала;
- метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Для каждого метода регулирования разработана и утверждена расчетная методика. Выбор метода регулирования производится регулирующим органом в соответствии с учетом положений, установленных [4]. Начальный или базовый уровень НВВ, связанный с содержанием оборудования, определяется регулирующим органом на основе метода экономически обоснованных расходов (затрат), имеющего общеупотребительное сокращенное название «затраты+». Он предусматривает включение в НВВ затрат, относимых на себестоимость услуг за передачу ЭЭ, и нормативную величину прибыли, символически отражаемую знаком «+». Данный метод принято считать обязательным на начальном этапе расчета тарифов для ЭСО, так как он формирует базовый уровень НВВ. В последующие периоды времени, как правило, осуществляется переход на более прогрессивные методы регулирования ТПЭ, которые стимулируют ЭСО к снижению себестоимости услуг на передачу ЭЭ.

Мировая практика показала, что регулирование тарифов на передачу ЭЭ на основе RAB-технологии имеет преимущества для электросетевых

компаний и потребителей перед действовавшим многие годы методом экономически обоснованных расходов [16-21]. RAB (по-английски Regulatory Asset Base, в переводе на русский - регулируемая база задействованного капитала) – это величина, устанавливаемая в целях регулирования тарифов, отражающая рыночную стоимость активов компании с учетом их физического износа. Иначе говоря, это система тарифообразования на основе долгосрочного регулирования тарифов, направленная на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и повышение эффективности работы сетевых организаций. Компании в системе RAB получают гарантированный возврат инвестиций и доход на инвестиции, достаточный для обслуживания кредитов и получения прибыли. Кроме этого, они получают стимул к снижению издержек, так как сэкономленные средства остаются в компании в отличие от применяемой исторически в России системы «затраты+». С точки зрения потребителей достоинствами системы RAB являются повышение надежности энергоснабжения и качества предоставляемых услуг за счет новых инвестиций в электросетевой комплекс.

Не углубляясь в экономические детали тарифообразования можно отметить, что независимо от выбранного метода в любом случае итогом регулирования является расчетное значение НВВ, которое состоит из двух традиционных составляющих. Первая составляющая определяет стоимость затрат по содержанию электросетевого комплекса ЭСО. Вторая составляющая определяется платой за компенсацию потерь электрической энергии в собственных сетях.

Расходы на содержание электросетевого комплекса являются основной составляющей, определяющей стоимость услуг на передачу ЭЭ, и они традиционно подразделяются на:

- расходы на топливо;
- расходы на покупку электрической и тепловой энергии (мощности);
- расходы на оплату регулируемых услуг;
- расходы на сырье и материалы;
- расходы на ремонт основных средств;
- расходы на оплату труда и страховые взносы;
- расходы на амортизацию основных средств;
- инвестиционная программа развития;

- другие расходы из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- обязательные налоги и прочие расходы.

Составляющая НВВ, связанная с компенсацией за потери электрической энергии, рассчитывается на основе величины нормативных потерь ЭЭ и тарифа на оплату потерь, который устанавливается органами регулирования тарифов на каждый год.

Каждая статья расходов рассчитывается на основе нормативных документов. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использование в расчетах экспертных оценок, основанных на отчетных данных. В НВВ включаются внереализационные расходы, в том числе расходы на резервы по сомнительным долгам. В составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении ЭСО основного вида деятельности по передаче ЭЭ. В состав внереализационных расходов включаются расходы на консервацию основных производственных средств.

Ежегодно на сайте регулирующего органа в открытом доступе размещается информация о значении единого (котлового) ТПЭ, а также значения НВВ всех подведомственных ЭСО на будущий календарный год. По решению РО ТПЭ может изменяться в течение года, но эта информация публикуется на весь предстоящий календарный год с календарной разбивкой. Кроме того, публикуется информация об индивидуальных ТПЭ для каждой ЭСО. Для Свердловской области эта информация доступна на сайте Региональной энергетической комиссии (РЭК) Свердловской области, выполняющей роль органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов [51].

Для формирования технико-экономической модели необходимо распределение НВВ на содержание электрических сетей C_{Σ} между элементами схемы электрической сети для дальнейшего распределения затрат на передачу ЭЭ между конкретными потребителями. Очевидно, что какая-то часть затрат, включенная в НВВ, может быть достаточно легко соотнесена с конкретным электросетевым оборудованием подстанций и линий электропередачи и эти затраты следует назвать объектно-распределяемыми и обозначить как «Затраты А» или C_{Σ}^a . Следующая часть

НВВ, связанная с затратами на компенсацию потерь ЭЭ, обозначена как C_{Σ}^A и, и так же может быть соотнесена с электросетевым оборудованием. Остальная часть НВВ является общей для ЭСО и она расходуется на функционирование предприятия в целом, без разделения на структурные подразделения или элементы электросетевого оборудования, и эту часть затрат следует обозначить как «Затраты Б» или C_{Σ}^B .

2.4 Распределение суммарной стоимости услуг на передачу электроэнергии между топологическими элементами схемы электрической сети для получения элементных стоимостей

В соответствии с руководящими документами по бухгалтерской и экономической отчетности такие статьи расходов, как амортизация основных средств, ремонт основных средств и налоги на имущество должны напрямую соотноситься с конкретными элементами производственных активов и их можно отнести к объектно-распределяемым затратам из группы «Затраты А». Если эти активы относятся к системе электроснабжения, то данные составляющие расходов можно распределить между конкретными подстанциями и линиями электропередачи и соответственно их можно распределить между элементами схемы электрической сети. Точно также конкретные позиции инвестиционной программы развития, связанные с электросетевым комплексом, могут быть распределены между элементами системы электроснабжения.

При расчетах установившихся режимов и при расчетах энергораспределения важным этапом является получение расчетной модели сети. Хорошо известно, что в задачах расчета установившихся режимов схема электрической сети представляется в виде графа, N узлов которого ассоциируются с подстанциями или электростанциями, а M ветвей ассоциируются с линиями электропередачи или с трансформаторами. Суммарные расходы из группы «Затраты А» C_{Σ}^A можно распределить между узлами и ветвями схемы (графа) электрической сети в соответствии с фактическим распределением затрат между соответствующим объектами электросетевого хозяйства. Распределенные значения «Затрат А» для каждого i -го элемента схемы сети, соответствующего узлу или ветви графа,

обозначим как C_i^a . При этом сумма затрат, распределенных по N узлам и M ветвям равна значению НВВ, которое напрямую соотносится с объектами электросетевого хозяйства

$$C_{\Sigma}^a = \sum_{i=1}^{N+M} C_i^a. \quad (2.1)$$

Следующей составляющей НВВ, которую можно достаточно просто распределить между элементами схемы электрической сети являются затраты на компенсацию потерь ЭЭ. Суммарные затраты на компенсацию потерь ЭЭ C_{Σ}^{Δ} определяются для каждой ЭСО на основе величины нормативных потерь по утвержденным методикам. Нормативные потери ЭЭ могут отличаться от прогнозируемых технических потерь электроэнергии, но в идеале они должны совпадать. В связи с этим, суммарные затраты на компенсацию потерь целесообразно распределять между узлами и ветвями графа электрической сети пропорционально вкладу каждого элемента сети в суммарные технические потери ЭЭ. Для этого необходимо знать распределение суммарных технических потерь ЭЭ ΔW_{Σ} между узлами (подстанциями) и ветвями (ЛЭП или трансформаторы) электрической сети, то есть, необходимо иметь значение технических потерь для каждого i -го элемента схемы сети ΔW_i . Такое распределение определяется ЭСО путем проведения схемно-технических расчетов, когда производится расчет технических потерь ЭЭ, определяются суммарные потери в сетях ЭСО ΔW_{Σ} и рассчитываются технические потери для каждого элемента сети ΔW_i . Предполагается, что распределение технических потерь электроэнергии по элементам сети ΔW_i получено на этапе расчета распределения потоков ЭЭ (мощности) и никакой дополнительной процедуры, связанной с поэлементным расчетом технических потерь ЭЭ не требуется. С учетом того, что стоимость потерь ЭЭ, определяемая регулирующими органами, одинакова для всех классов напряжения, распределение затрат на компенсацию потерь между узлами и ветвями графа электрической сети можно произвести пропорционально техническим потерям каждого элемента ΔW_i на основе выражения

$$C_i^{\Delta} = \left(\Delta W_i / \sum_{j=1}^{N+M} \Delta W_j \right) \cdot C_{\Sigma}^{\Delta}. \quad (2.2)$$

Общими для ЭСО являются «Затраты Б» C_{Σ}^b , включающие такие статьи расходов как расходы на топливо, расходы на покупку тепловой и электрической энергии, расходы на оплату регулируемых услуг (оплата услуг на передачу ЭЭ вышестоящим сетевым организациям, например ПАО «ФСК ЕЭС»), расходы на сырье и материалы, расходы на оплату труда, другие расходы из прибыли, а также большая часть налогов. Суммарное значение «Затрат Б» C_{Σ}^b равно разности между годовой НВВ, связанной с содержанием электрических сетей C_{Σ} , и составляющих $C_{\Sigma}^a, C_{\Sigma}^{\Delta}$:

$$C_{\Sigma}^b = C_{\Sigma} - C_{\Sigma}^a - C_{\Sigma}^{\Delta}. \quad (2.3)$$

Распределение общих затрат ЭСО C_{Σ}^b между элементами схемы неочевидно и в этом вопросе возможно два подхода.

В первом подходе распределение C_{Σ}^b между узлами и ветвями схемы сети возможно с учетом отдельных структурных составляющих, формирующих данные затраты. Так амортизационные затраты могут распределяться между электросетевым оборудованием с учетом коэффициентов амортизации каждого вида оборудования. Однако в целях упрощения можно использовать единый показатель, позволяющий определить пропорции для распределения C_{Σ}^b между всеми значимыми элементами сети. В качестве такого показателя достаточно хорошо подходит значение условных единиц электрооборудования K_i^{ye} , которое в практике эксплуатации ЭСО широко применяется и известно для каждого i -го элемента электрической сети [52].

Система условных единиц электрооборудования разработана и изначально применялась для определения трудоемкости работ по техническому обслуживанию разнообразного электрооборудования предприятий. Условные единицы электротехнического оборудования учитывают затраты труда на выполнение планового технического обслуживания и текущего ремонта, оперативное обслуживание, затраты

времени на подготовку рабочих мест и необходимые переезды к ним. В настоящее время количество условных единиц в ЭСО (или в структурном подразделении) является численной характеристикой размеров (масштабов) сетевой компании, позволяющей сравнивать между собой различные сетевые предприятия (подразделения). Значение суммарного количества условных единиц ЭСО или его подразделения определяет численность персонала, объемы финансирования, расходы на запасные части и расходные материалы, а также многие другие технические и экономические показатели. В настоящее время разработана и находится в стадии опытного внедрения новая, усовершенствованная система объемообразующих единиц [82].

Составляющую НВВ C_{Σ}^b целесообразно распределить между всеми N узлами, ассоциируемыми с подстанциями, и между всеми M ветвями, ассоциируемыми с линиями электропередачи или с трансформаторами, пропорционально количеству условных единиц электрооборудования K_i^{ye} , относящихся к i -му элементу сети

$$C_i^b = \left(K_i^{ye} / \sum_{j=1}^{N+M} K_j^{ye} \right) \cdot C_{\Sigma}^b. \quad (2.4)$$

При этом выполняется условие, что сумма стоимости по каждому элементу графа сети C_i^b равна суммарному значению C_{Σ}^b

$$C_{\Sigma}^b = \sum_{i=1}^{N+M} C_i^b. \quad (2.5)$$

Таким образом, полную НВВ электросетевой организации C_{Σ} , включая стоимость потерь, можно представить в виде трех составляющих:

- C_{Σ}^a составляющая НВВ, связанная с содержанием электрических сетей, непосредственно соотносимая с электросетевым оборудованием и напрямую распределяемая по элементам схемы сети;
- C_{Σ}^b составляющая НВВ, связанная с содержанием электрических сетей, распределяемая между элементами схемы сети на основе условных единиц электрооборудования;

- C_{Σ}^{Δ} составляющая НВВ, связанная с затратами на компенсацию потерь ЭЭ, распределяемая между элементами схемы сети пропорционально техническим потерям каждого элемента.

Суммарную НВВ C_{Σ} можно представить следующим образом

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^a + C_{\Sigma}^b + C_{\Sigma}^{\Delta} = \sum_{i=1}^{N+M} (C_{\Sigma}^a + C_{\Sigma}^b + C_{\Sigma}^{\Delta}) = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i. \quad (2.6)$$

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 в дальнейшем будет называться «элементная стоимость услуг на передачу» εC_i . Сумма всех элементных стоимостей εC_i определяет полную стоимость услуг на передачу C_{Σ} и она должна совпадать с необходимой валовой выручкой ЭСО, которую рассчитывает регулирующий орган на год. Если расчетный промежуток времени t не равен продолжительности года $t^{\text{год}}$, то элементные стоимости должны приводиться к расчетному промежутку времени

$$\varepsilon C_i = \varepsilon C_i^{\text{год}} \cdot (t/t^{\text{год}}). \quad (2.7)$$

В этом случае предполагается, что составляющие элементной стоимости C_i^{Δ} , определяющие стоимость потерь ЭЭ для каждого элемента схемы сети, получены на основе расчетных потерь ЭЭ при решении задачи ЭР для расчетного интервала времени t . В дальнейшем предполагается, что элементные стоимости услуг на передачу приведены к расчетному интервалу времени.

Второй подход может быть связан с полным или частичным исключением C_{Σ}^b из распределения по элементам схемы сети. В этой ситуации общие затраты ЭСО распределяются между потребителями пропорционально полезному отпуску ЭЭ, то есть без учета режима ЭР. При этом общие затраты распределяются между потребителями на основе котловой, то есть действующей модели, а оставшиеся затраты распределяются между потребителями с учетом режима работы сети. Данный подход с точки зрения формирования ТПЭ является компромиссом между описанным ранее методом «почтовой марки» и методом «МВТ-мили». По всей видимости,

переход от единых (котловых) тарифов к дифференцированным должен осуществляться путем постепенного уменьшения доли НВВ, распределяемой между потребителями ЭЭ напрямую, то есть без учета режима работы электрической сети и степени использования электрооборудования.

В следующем разделе рассматривается вопрос разнесения элементной стоимости εC_i до узлов отпуска ЭЭ из сети с учетом направлений и численных значений потоков ЭЭ в схеме электрической сети, то есть с учетом фактической загрузки каждого элемента.

2.5 Распределение элементных стоимостей в схеме сети на основе режима распределения потоков электрической энергии

Трансляция элементной стоимости услуг на передачу ЭЭ εC_i из узлов и ветвей схемы сети до узлов отпуска (потребления) ЭЭ должна осуществляться пропорционально участию каждого элемента схемы сети в электроснабжении конкретного узла отпуска (потребления) ЭЭ. Другими словами, элементная стоимость услуг на передачу будет распределяться между узлами отпуска пропорционально загрузке всех элементов сети, находящихся на пути протекания потоков ЭЭ (мощности) от узлов питания до узлов отпуска ЭЭ. Именно такой подход к формированию ТПЭ рекомендуют нормативные документы [52]. Под словом «трансляция» понимается лишь механизм распределения стоимости услуг на передачу ЭЭ из элементов электрической сети до узлов потребителей ЭЭ. Итогом решения задачи трансляции (разноса) стоимости услуг на передачу из элементов схемы сети до узлов отпуска ЭЭ должен являться вектор узловых нагрузочных стоимостей передачи электроэнергии. При этом должно выполняться условие, что суммарная НВВ рассматриваемого ЭСО C_Σ в точности равна сумме всех узловых стоимостей $C_j^{\text{отп}}$ для всех $N^{\text{отп}}$ узлов отпуска ЭЭ

$$C_\Sigma = \sum_{j=1}^{N^{\text{отп}}} C_j^{\text{отп}}. \quad (2.8)$$

Таким образом, будет выполняться условие, что вся суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ в рассматриваемой ЭСО распределена

между узлами отпуска ЭЭ из сети. Узловая стоимость отпуска ЭЭ из сетей $C_j^{\text{отп}}$ является оценкой годовых затрат на передачу ЭЭ, полученной как доля НВВ сетевого предприятия, с учетом загрузки элементов электросетевого оборудования.

Распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ между нагрузочными узлами следует производить на основе модели технологического процесса, которая определяет распределение потоков ЭЭ (мощности) на графе электрической сети. В общем виде распределение стоимости услуг на передачу осуществляется на основе следующего принципа. Стоимость услуг на передачу распределяется между узлами отпуска ЭЭ из сетей рассматриваемой ЭСО прямо-пропорционально объемам ЭЭ, проходящим через каждый элемент электрической сети, находящийся на пути протекания потока ЭЭ от питающих узлов до узлов отпуска (потребления) ЭЭ. Данный принцип соответствует основным положениям методических рекомендаций по расчету тарифов на передачу ЭЭ [52, 83, 84]. Второй, но достаточно близкий, вариант распределения стоимости услуг на передачу может предусматривать использование в качестве степени загрузки оборудования максимума мощности каждого элемента электрической сети. В этой ситуации общие затраты следует распределять прямо-пропорционально значениям максимальных мощностей для каждого элемента электрической сети, но с учетом того, что данный элемент непосредственно задействован в питании конкретного узла отпуска ЭЭ (мощности). Распределение затрат прямо-пропорционально максимальной мощности может обосновываться тем, что в качестве коммерческих показателей, определяющих величину платы за транспорт электроэнергии, используются две основных величины – объем переданной потребителю электроэнергии и максимум его фактической мощности в часы наибольшей нагрузки. Это, так называемый, двухставочный тариф на оплату услуг по передаче ЭЭ, который используется для четвертой и шестой ценовых категорий потребителей. Для каждого из этих показателей, как отмечалось в первой главе работы, определяются тарифные ставки в виде оплаты одного киловатт-часа или одного мегаватта. Для всех остальных категорий потребителей используется одноставочная система, предусматривающая плату только за объем переданной потребителю ЭЭ в киловатт-часах.

В дальнейшем в работе распределение затрат на передачу ЭЭ между нагрузочными узлами будет осуществляться прямо-пропорционально потокам электрической энергии на элементах сети на основании следующих причин:

- одноставочная система оплаты услуг на передачу ЭЭ, опирающаяся на использование измерений ЭЭ, является в настоящее время в нашей стране преобладающей;
- режим энергораспределения, соответствующий любому отрезку времени, в том числе и годовому, является абсолютно однозначным, в отличие от большого числа режимов потокораспределения, в каждом из которых может наблюдаться максимальная загрузка какого-либо электросетевого элемента;
- модель потокораспределения не позволяет обеспечить высокое соответствие между измеренными и расчетными потоками ЭЭ в условиях режимного и особенно схемного многообразия в течение годового периода времени;
- модель потокораспределения не позволяет обеспечить высокую точность совпадения расчетных и фактических потерь ЭЭ для элементов электрической сети. При этом следует напомнить, что затраты на компенсацию потерь ЭЭ могут составлять 10-30 % от итоговой стоимости услуг на передачу ЭЭ и точность их расчета особенно важна для ЭСО, так как позволяет оценить структуру фактических потерь.

При решении рассматриваемой задачи распределения затрат на передачу между узлами электрической сети существует возможность в качестве математической модели технологического процесса использовать или модель энергораспределения, основанную на уравнениях баланса ЭЭ для узловых и линейных элементов схемы сети [10, 74], или классическую модель потокораспределения, основанную на уравнениях установившегося режима [85].

Достоинства модели энергораспределения связаны с тем, что она дает непосредственное распределение потоков ЭЭ по всем элементам схемы сети и обеспечивает адекватность моделирования в условиях схемно-режимного многообразия. Сложности использования модели энергораспределения связаны с тем, что затруднительно получить энергораспределение для

предстоящих периодов времени ввиду неопределенности схемно-режимных условий. Кроме того, расчеты энергораспределения производятся далеко не во всех ЭСО. Альтернативой расчетному энергораспределению может являться использование измерительной информации от систем учета электрической энергии, в том числе и от АИИС КУЭ. Однако, использование измерений ЭЭ для разноса затрат ЭЭ до нагрузочных узлов может столкнуться со следующими трудностями:

- измерения электроэнергии установлены далеко не во всех точках электрической сети, поэтому на многих участках их придется определять расчетными способами путем пересчета потоков ЭЭ на противоположных концах ветвей и использования условий узловых балансов;
- прямое использование измерений электроэнергии приведет к наличию небалансов в узлах и ветвях схемы электрической сети, ввиду измерительных погрешностей. При использовании несбалансированных потоков ЭЭ может возникнуть уже расчетная погрешность в процессе трансляции элементной стоимости передачи электроэнергии до нагрузочных узлов. Сумма разносимых узловых стоимостей не будет равна суммарной стоимости услуг на передачу ЭЭ;
- при использовании измерений электроэнергии возникает неопределенность с определением потерь, так как потери ЭЭ полученные на основе измерений не будут равны расчетным значениям технических потерь ЭЭ.

Вторая альтернативная модель разноса стоимости услуг на передачу может опираться на модель потокораспределения, использующую классические уравнения установившегося режима электрической сети, которая обеспечивает получение потоков мощности для схемы сети при фиксированной топологии и для заданного распределения узловых мощностей. Другими словами, она ориентирована на конкретный режим, относящийся к фиксированному моменту времени и для ее использования необходимо осуществить переход от потоков мощности к потокам ЭЭ для расчетного периода времени. В связи с тем, что ТПЭ для ЭСО утверждаются, как правило, на годовом периоде времени для рассматриваемой задачи в качестве узловых мощностей целесообразно выбрать усредненные на

годовом промежутке времени мощности. Среднегодовые мощности целесообразно получать на основе годовых показаний счетчиков ЭЭ путем деления расхода электроэнергии на число часов в календарном году (8760 для обычного года или 8784 для високосного). На основе среднегодовых мощностей осуществляется расчет потоков мощности для всех элементов схемы сети, то есть решается задача потокораспределения. После этого осуществляется обратный переход от потоков мощности к потокам ЭЭ путем умножения всех потоков мощности на число часов в году. В результате получаются потоки ЭЭ на всех линейных элементах схемы сети, а узловые потоки ЭЭ в точности соответствуют показаниям счетчиков ЭЭ. Расчетные потоки ЭЭ, полученные таким образом, являются полностью сбалансированными. Потери ЭЭ на всех элементах сети являются чисто техническими, и они полностью согласуются с расчетными потоками ЭЭ в схеме сети. Полученный таким образом режим распределения потоков ЭЭ можно охарактеризовать как режим псевдо-энергораспределения, так как он получен не по модели энергораспределения, а по модели потокораспределения.

Достоинство модели потокораспределения связано с широким внедрением программ расчета установившихся режимов в ЭСО, наличием обученного персонала и подготовленных расчетных моделей потокораспределения, в том числе на перспективу ближайших лет.

Следует отметить, что применение уравнений установившегося режима для описываемой задачи позволяет получить не только потоки ЭЭ для всех элементов схемы сети, но и потери ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети. Некоторые недостатки использования модели потокораспределения для получения потоков ЭЭ в сети на длительных интервалах времени связаны с занижением нагрузочных потерь на продольных элементах сети, ввиду отсутствия учета дисперсионной составляющей потерь ЭЭ. Особенно значительные погрешности в расчетных потерях могут возникать на линиях электропередачи, работающих в реверсивном режиме, когда объемы ЭЭ передаваемые в прямом и обратном направлении близки.

2.6 Каскадный метод распределения стоимости услуг на передачу электроэнергии между узлами отпуска электроэнергии из сети на основе режима энергораспределения

Разрабатываемая в рамках данной работы технико-экономическая модель передачи ЭЭ в электрических сетях, безусловно, является в некоторой степени идеализированной, так как в рамках этой модели ставится задача определения технической, а затем и экономической ответственности конкретных элементов электрической сети и конкретного оборудования за электроснабжение потребителей, расположенных в разных узлах электрической сети. В электроэнергетике хорошо известен принцип взаимного влияния режима работы любого потребителя или производителя ЭЭ на режим работы всей электрической сети. Принцип взаимовлияния вытекает, прежде всего, из необходимости обеспечения в любой момент времени баланса между генерацией и потреблением. В связи с этим, нельзя говорить о полном отсутствии ответственности элементов электрической сети, принадлежащих множеству Ω (подстанций, линий электропередачи), в электроснабжении конкретного узла нагрузки, даже если эти элементы сети находятся достаточно далеко от рассматриваемого узла и отсутствует прямой путь протекания потока ЭЭ через элементы множества Ω при электроснабжении данного узла нагрузки. Тем не менее, в рамках рассматриваемой задачи возникает необходимость определения границ, формирующих зоны ответственности для каждого узла потребления. Такой механизм формирования ответственности элементов электрической сети за электроснабжение конкретного узла потребления может быть сформирован на основе анализа путей протекания потоков ЭЭ в схеме электрической сети от источников до приемников. Для каждого узла потребления могут быть сформированы пути протекания потоков ЭЭ и отмечены электросетевые объекты (линии электропередачи и подстанции), находящиеся на данных путях. Кроме того, может быть определена даже численная оценка участия конкретных электросетевых объектов в питании отдельного узла потребления. В подобной постановке проблема рассматривается в рамках методов адресного анализа поставок [86-91].

На данном этапе важно, что на основе сбалансированного расчетного энергораспределения производится разнос стоимости услуг на передачу из

элементов схемы сети (элементной стоимости εC_i) до узлов потребления. В качестве исходных данных для решения рассматриваемой задачи используются две основные группы данных.

Первая группа данных относится к экономической части рассматриваемой задачи, и она представлена значениями элементных стоимостей услуг на передачу ЭЭ εC_i для узлов и ветвей схемы электрической сети. Элементные стоимости, соответствующие узлам электрической сети связаны с подстанциями. Каждая узловая элементная стоимость εC_i отражает годовые затраты на функционирование подстанции, соответствующей рассматриваемому узлу. Часть узлов в схеме сети являются питающими, то есть через них ЭЭ поступает в сеть рассматриваемой ЭСО. Это шины электрических станций, которые в соответствии с российским законодательством не являются плательщиком услуг на передачу ЭЭ, а также шины граничных подстанций смежных ЭСО, через которые потоки ЭЭ поступают в сеть рассматриваемой ЭСО. Элементные стоимости εC_i для узлов, связанных с электрическими станциями равны нулю. Элементные стоимости для питающих узлов g смежных ЭСО нулевыми не являются, так как такие смежные ЭСО оказывают услуги на передачу ЭЭ, то есть обеспечивают транзит ЭЭ в объеме $W_g^{\text{ТР}}$ в сети нижестоящих ЭСО, и за это они должны получать оплату своих услуг по тарифу на транзит ЭЭ $T_g^{\text{ТР}}$. Значение элементной стоимости для питающих узлов типа g определяется выражением

$$\varepsilon C_g = W_g^{\text{ТР}} \cdot T_g^{\text{ТР}}. \quad (2.9)$$

Элементные стоимости для ветвей схемы εC_{ij} отражают годовые затраты на функционирование соответствующих линий электропередачи или силовых трансформаторов.

В случае, когда расчетный отрезок времени не соответствует году на основе выражения (2.7) производится приведение узловых и линейных элементных стоимостей к расчетному интервалу времени.

Вторая группа данных относится к технической части рассматриваемой задачи, и она представлена расчетными значениями потоков и потерь ЭЭ для узлов и ветвей схемы электрической сети, соответствующих расчетному периоду, в качестве которого для рассматриваемой задачи целесообразно

принимать год. Потери электроэнергии в узлах определяются значениями узловых проводимостей в шунтах схемы замещения. Они определяются постоянными и переменными (нагрузочными) потерями в силовом оборудовании, ассоциируемым с данным узлом. Значения потоков ЭЭ определяют степень загрузки соответствующих элементов электрической сети, а их знаки направления потоков ЭЭ на схеме сети.

В словесном виде описание алгоритма распределения стоимости услуг на передачу между узлами отпуска ЭЭ можно представить в виде последовательного перемещения элементных стоимостей услуг на передачу C_i по графу (схеме) электрической сети. В узлах электрической сети происходит перераспределение потоков ЭЭ между ветвями втекания и вытекания в определенных пропорциях и в тех же самых пропорциях осуществляется перераспределение стоимости услуг на передачу между ветвями втекания и вытекания. Стоимости услуг на передачу перемещаются по схеме электрической сети пропорционально протекающим по схеме сети потокам ЭЭ. Возникающие при таком перемещении значения стоимостей на каждом элементе схемы сети целесообразно определить термином «потоковые стоимости услуг на передачу». Узловые значения потоковых стоимостей обозначим как C_i , а значения потоковых стоимостей в ветвях схемы обозначим C_{ij} . Значения потоковых стоимостей в конечных узлах отпуска ЭЭ из сети $C_i^{\text{отп}}$ и являются искомыми значениями узловых стоимостей услуг на передачу.

Каскадный алгоритм поиска узловых стоимостей услуг на передачу можно описать в виде последовательного выполнения следующих пунктов:

1. В качестве исходных данных для расчета используется информация о потоках ЭЭ в узлах W_i и ветвях W_{ij} схемы сети, а также значения элементных стоимостей узлов εC_i и ветвей εC_{ij} . Знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости определяются по отношению к узлам расчетной схемы. Если поток ЭЭ (стоимости) втекает в узел, то его знак положителен, а если вытекает из узла, то его знак отрицателен.

2. Элементные стоимости услуг на передачу εC_i и εC_{ij} последовательно перемещаются по ветвям и узлам схемы сети в соответствии с направлениями потоков ЭЭ от узлов генерации до узлов потребления. Таким образом, алгоритм распределения элементных стоимостей εC_i представляет

из себя многошаговую процедуру, число последовательных шагов в которой равно числу ветвей и числу узлов в схеме сети.

3. В узел схемы переходят все потоковые стоимости от ветвей, по которым ЭЭ втекает в данный узел, и затем суммируются с элементной (узловой) стоимостью услуг на передачу данного узла εC_i (подстанции) образуя суммарную передаваемую потоковую узловую стоимость C_i^\triangleright .

4. Из узла его суммарная потоковая узловая стоимость C_i^\triangleright переходит в потоковые стоимости смежных ветвей вытекания в долях, прямо-пропорциональных вытекающим из рассматриваемого узла потокам ЭЭ относительно суммарного объема вытекающей ЭЭ. Для определения потоковой стоимости C_{ij} любой ветви вытекания, смежной узлу i , может использоваться следующее выражение:

$$C_{ij} = \left(W_{ij} / \sum_{l \in \beta_i} W_{il} \right) \cdot C_i^\triangleright, \quad (2.10)$$

где β_i множество узлов, инцидентных узлу i у которых потоки ЭЭ имеют направление от узла i к узлу l . Таким образом, множество β_i определяет список ветвей вытекания ЭЭ из узла i . Все потоки ЭЭ в выражении (2.10) считаются положительными.

Сумма входящих в узел потоков ЭЭ (суммарный прием узла) может превышать сумму выходящих потоков ЭЭ (суммарный отпуск узла) на величину потерь в данном узле. Если поток ЭЭ втекает в рассматриваемый узел, то в соответствующую ветвь ничего не переходит. При этом возможны следующие ситуации:

4.1 Узел i является генераторным (узловая инъекция ЭЭ втекает в узел), тогда вся его потоковая узловая стоимость C_i переходит в ветви, по которым ЭЭ вытекает из рассматриваемого узла.

4.2 Узел i является транзитным (нулевая узловая инъекция), тогда вся его узловая потоковая стоимость C_i переходит в ветви, по которым ЭЭ вытекает из рассматриваемого узла.

4.3 Узел i является нагрузочным, но из данного узла часть ЭЭ вытекает по одной или нескольким ветвям (нагрузочный узел с транзитом ЭЭ). Тогда искомая узловая потоковая стоимость $C_i^{\text{отп}}$ определяется пропорционально

нагрузочному потоку относительно суммарного отпуска узла. Оставшаяся часть узловой стоимости C_i переходит в ветви вытекания ЭЭ.

4.4 Узел i является конечным узлом отдачи ЭЭ (тупиковый нагрузочный узел) и он принимает ЭЭ по всем смежным ветвям, то есть у данного узла нет ветвей отдачи ЭЭ. В этой ситуации вся его узловая потоковая стоимость C_i переходит в искомую стоимость отпуска $C_i^{\text{отп}}$.

5. Действие алгоритма распределения элементных и потоковых стоимостей услуг на передачу в схеме сети заканчивается после обработки всех ветвей и всех узлов. Начинать обработку целесообразно с генераторных (питающих) узлов, имеющих только ветви отдачи ЭЭ.

Важно отметить, что суммарная стоимость услуг на передачу ЭСО C_Σ равна сумме элементных стоимостей всех N узлов и всех M ветвей схемы сети, а также в точности равна сумме узловых потоковых стоимостей $C_i^{\text{отп}}$ по всем K узлам отпуска ЭЭ из сети

$$C_\Sigma = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i = \sum_{j=1}^K C_j^{\text{отп}}. \quad (2.11)$$

При этом следует напомнить, что часть ЭЭ, отпускаемой из сети, приходится на сети смежных ЭСО, а часть ЭЭ является полезным отпуском для потребителей. Узловая потоковая стоимость в пограничном узле, разделяющем сети смежных ЭСО, в действующей терминологии имеет название «индивидуальная стоимость услуг на передачу» между ЭСО. Полученное по описываемой методике значение потоковой стоимости $C_{A-B}^{\text{отп}}$ на границе двух смежных ЭСО A и B являются экономически обоснованным не только с точки зрения содержания оборудования, но и с точки зрения потерь ЭЭ. Данное значение потоковой стоимости является экономически обоснованным с точки зрения рассматриваемой технико-экономической модели. Это значение может использоваться для расчета индивидуального тарифа на транзит ЭЭ $T_{A-B}^{\text{тр}}$ между смежными ЭСО, когда из одних сетей в другие через границу $A \rightarrow B$ передается поток ЭЭ $W_i^{\text{тр}}$

$$T_{A-B}^{\text{тр}} = C_{A-B}^{\text{отп}} / W_{A-B}^{\text{тр}}. \quad (2.12)$$

Уместно отметить, что для взаиморасчетов между смежными ЭСО расчетный период времени может быть существенно меньше года, так как составляющая затрат на передачу C_{Σ}^{Δ} зависит от потерь и от режима работы электрической сети. Кроме этого, от режима работы сети (энергораспределения) будет зависеть распределение суммарных затрат в конечные узлы отпуска ЭЭ. Дополнительно следует отметить, что рассматриваемая задача может быть решена в обратном направлении, когда суммарная стоимость услуг на передачу из всех узлов отпуска ЭЭ из сети и из элементов схемы может быть транслирована до питающих узлов, через которые осуществляется прием ЭЭ в ЭСО. На описанном принципе возможна организация финансовых взаиморасчетов между смежными ЭСО, осуществляющими транзиты ЭЭ в реверсивных направлениях.

2.7 Общие принципы формирования модели процесса передачи электрической энергии в сетях энергосистем как модели энергостоймостного распределения

В данном разделе развивается подход, позволяющий представить стоимость услуг на передачу электроэнергии в виде направленных стоимостных потоков на графе электрической сети. В соответствии с описанной в разделе 2.5 методикой, стоимость передачи ЭЭ распределяется между узлами и ветвями электрической сети и определяются элементные стоимости услуг на передачу εC_i и εC_{ij} . Далее происходит перемещение элементных стоимостей по графу электрической сети в направлениях фактических потоков ЭЭ. По мере такого перемещения элементные стоимости предшествующих элементов схемы полностью или частично прибавляются к элементным стоимостям текущих элементов и получаются значения потоковых стоимостей для всех элементов схемы сети. Таким образом, в процессе транспорта ЭЭ в схеме электрической сети происходит увеличение удельной стоимости услуг на передачу для каждого киловатт-часа переданной электроэнергии. Как уже отмечалось, суммарная стоимость услуг на передачу полностью распределяется между узлами отпуска ЭЭ из сети и при этом выполняется условие равенства суммарной стоимости услуг на передачу в сетевых элементах суммарной стоимости в узлах отпуска (2.8).

Разрабатываемая технико-экономическая модель, должна позволить наглядно представить процесс передачи ЭЭ в виде двух направленных на графе электрической сети потоков: потоков электроэнергии и потоков стоимости (потоковых стоимостей).

В рамках рассматриваемой технико-экономической модели процесс распределения потоковых стоимостей привязан к той же самой схеме электрической сети, для которой решается задача энергораспределения. Процесс распределения стоимости услуг на передачу ЭЭ в графическом виде представляется как последовательный перенос стоимостных значений элементов электрической сети в соответствии с траекториями передачи ЭЭ на графе электрической сети. В результате такого переноса определяются потоковые стоимости для каждого узла C_i и для каждой ветви C_{ij} схемы сети. Смысл этого переноса определяется необходимостью сопоставить затраты на функционирование системы транспорта ЭЭ со значениями затрат, приходящихся на каждого получателя конечного продукта поставки, то есть потребителя ЭЭ. В результате такого переноса 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 значениями потоков ЭЭ, а значениями элементных стоимостей. Последнее означает, что значения потоков ЭЭ и значения потоков стоимости в соответствующих точках электрической сети не являются пропорциональными. Каждый узел и каждая ветвь является источником (генератором) элементной стоимости. Далее эта стоимость перетекает в последующие элементы сети в соответствии с фактическими направлениями потоков ЭЭ. Таким образом, потоковые стоимости имеют направления, которые совпадают с направлениями потоков ЭЭ в соответствующей точке схемы электрической сети, и кроме того потоковые стоимости имеют численные значения, определяемые в рублях.

Рассматриваемая технико-экономическая модель позволит произвести распределение на графе (схеме) сети потоков ЭЭ и потоков стоимости, поэтому она может быть названа как «модель энерго-стоимостного

распределения» (ЭСР). Данный термин далее будет использоваться в работе в качестве альтернативы названию технико-экономическая модель.

Описываемый в работе подход целесообразно проиллюстрировать простейшим гипотетическим примером. На рисунке 2.1 а) представлена электрическая сеть с нанесенными на нее потоками электрической энергии. Узел (подстанция) номер 1 является питающим, а через три оставшихся узла (подстанции) осуществляется отпуск электроэнергии потребителям. Физические направления потоков ЭЭ на рисунке 2.1 а) отмечены стрелками. Потери ЭЭ на трех линиях электропередачи составляют 60 кВт·ч, таким образом, уровень суммарных относительных потерь по отношению к поступающей в сеть ЭЭ составляет 6 %.

На рисунке 2.1 б) фигурными стрелками, которые расположены выше схемы электрической сети, отмечены значения элементарных стоимостей услуг на передачу εC_i в терминологии раздела 2.4. Узловые элементарные стоимости (затраты на подстанции) составляют 200, 250, 200, и 180 рублей в год, а элементарные стоимости трех ветвей 220, 200 и 180 рублей соответственно. Ниже схемы электрической сети на рисунке 2.1 б) простыми стрелками обозначены направления и значения потоковых стоимостей для каждого участка сети, которые получены в соответствии с алгоритмом, описанным в разделе 2.5. Элементарная узловая стоимость первого узла $\varepsilon C_1 = 200$ руб. полностью переходит в единственную ветвь 1-2, выходящую из узла 1 и получается первая потоковая стоимость $C_{1-2} = 200$ руб. Далее в середине ветви 1-2 к ней добавляется элементарная стоимость ветви 1-2 в 220руб, таким образом в конце ветви 1-2 потоковая стоимость составит $C_{2-1} = 420$ руб. Далее она суммируются с элементарной стоимостью второго узла, которая равна $\varepsilon C_2 = 250$ руб.

Таким образом, суммарная стоимость, входящая во второй узел составит 670 руб. Данная потоковая стоимость распределяется между двумя потоками ЭЭ, выходящим из узла 2 пропорционально значениям этих потоков, то есть 580 кВт·ч выходит по ветви 2-3, и 390 кВт·ч выходит в качестве полезного отпуска ЭЭ потребителям второго узла.

Значения потоковых стоимостей будут определяться в соответствии с выражением (2.10) и они равны соответственно $C_{2-3} = 400,62$ руб., а $C_2 = 269,38$ руб. Таким образом, сумма выходящих из узла 2 потоковых

стоимостей равна сумме входящих в узел 2 стоимостей, то есть 670 руб. Дальнейшее распределение потоковых стоимостей услуг на передачу производится аналогично и представлено на рисунке 2.1 б).

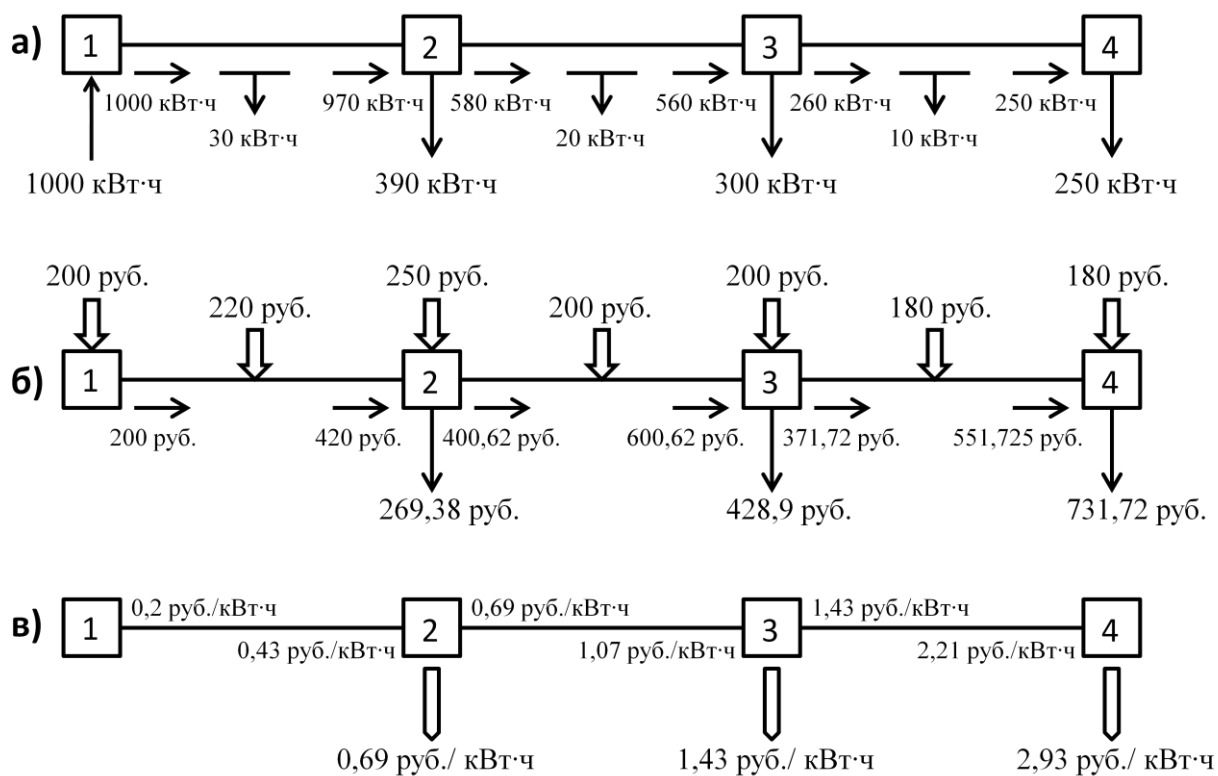


Рисунок 2.1. Для простейшей схемы электрической сети электрической сети представлено распределение:

- а) потоков \rightarrow и потерь \downarrow электрической энергии (кВт·ч);
- б) элементных стоимостей \downarrow и потоковых стоимостей \rightarrow услуг на передачу электрической энергии (руб.);
- в) узловых тарифов на передачу электрической энергии (руб./кВт·ч).

Следует отметить, что суммарная стоимость услуг на передачу для рассматриваемого примера равна сумме всех элементных стоимостей (в узлах и ветвях), и эта стоимость равна 1430 руб. На рисунке 2.1 б) это сумма исходных элементных стоимостей для четырех узлов и трех ветвей, обозначенных фигурными стрелками. Данная стоимость в точности распределена между тремя узлами 2, 3, 4 отпуска ЭЭ из сети, что соответствует балансовому уравнению (2.11) $1430=269,38+428,9+731,72$. Таким образом, представленный пример наглядно показывает то, как суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ 1430 руб. распределяется между узлами отпуска ЭЭ из сети.

На рисунке 2.1 в) представлены значения удельной стоимости передачи ЭЭ для различных узлов сети, полученные как отношение значения потоковой стоимости к значению потока ЭЭ для соответствующей точки электрической сети l

$$T_l = C_l/W_l. \quad (2.13)$$

Данной удельной стоимости целесообразно поставить в соответствие термин «узловой тариф на передачу ЭЭ», так как для каждого узла электрической сети значения тарифа будут различаться, кроме того, значения узловых тарифов будут различны в начале и в конце каждого элемента. В связи с тем, что направления потоков ЭЭ совпадают с направлениями стоимостных потоков, то и знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости так же совпадают. По этой причине численные значения тарифов на передачу должны быть всегда положительными. При этом возможны ситуации, когда при рассмотрении последовательных во времени отрезков (часов, дней, месяцев) возможны изменения направлений потоков ЭЭ на противоположные. При этом узловые тарифы на передачу ЭЭ должны быть привязаны к направлениям потоков ЭЭ, так как значения узловых тарифов для различных направлений могут различаться существенно. Таким образом, в каждой точке сети возможно использование двух узловых тарифов, но в различных направлениях.

Как следует из рисунка 2.1 в) по мере перемещения по схеме электрической сети в направлении фактических потоков ЭЭ происходит последовательное увеличение узловых тарифов на передачу ЭЭ. Данное утверждение легко доказывается тем, что на каждом элементе электрической сети, то есть в ветви и в узле, происходит увеличение значения узлового тарифа на передачу ЭЭ. Данное увеличение обусловлено тем, что к потоковой стоимости в начале каждого элемента $C_i^{\text{нач}}$ добавляется элементная стоимость данного элемента εC_i и потоковая стоимость в конце элемента $C_i^{\text{кон}}$ больше чем в начале. Кроме того, суммарный поток ЭЭ на выходе из узла или ветви всегда меньше чем на входе из-за наличия потерь ЭЭ. Таким образом, суммарный стоимостный поток на выходе каждого элемента больше чем на входе, а поток ЭЭ наоборот меньше. Это неизбежно приводит к тому, что узловой тариф в конце элемента больше чем в начале.

Следовательно, по мере движения в направлении фактических потоков ЭЭ, узловые тарифы увеличиваются. Последнее утверждение справедливо для радиальных схем с одним источником питания. В сложнзамкнутых и кольцевых схемах последнее утверждение не всегда выполняется, так как в узел по ветвям могут попадать потоки ЭЭ, с существенно различающимися узловыми тарифами. В узле происходит перемешивание потоков ЭЭ и потоков стоимости, и узловые тарифы по ветвям отдачи ЭЭ будут определяться суммарными значениями потоков ЭЭ и потоков стоимости.

Если проводить сопоставление между технической и экономической частью модели ЭСР, то можно отметить схожесть и различие между потоками ЭЭ и потоками стоимости:

- направления потоков ЭЭ и потоков стоимости на всех элементах схемы совпадают и они перемещаются от питающих узлов к узлам нагрузки;
- при движении по указанным направлениям численные значения потоков ЭЭ на каждом элементе схемы уменьшаются ввиду наличия потерь ЭЭ, а численные значения стоимостных потоков увеличиваются, ввиду добавления элементных стоимостей;
- при движении по указанным направлениям значение напряжения в каждой точке сети обычно уменьшается, а значение тарифа обычно увеличивается.

2.8 Область применения модели энерго-стоимостного распределения в сетях энергосистем

Технико-экономическая модель процесса передачи ЭЭ в сетях энергосистем, определяемая как модель энерго-стоимостного распределения, позволяет связать основные технические параметры процесса передачи ЭЭ, такие как потоки активной и реактивной электроэнергии, потери ЭЭ, максимумы мощности с финансово-экономическими показателями, определяющими стоимость услуг на передачу ЭЭ на различных участках электрической сети. В результате можно оценить индивидуальную стоимость передачи ЭЭ до конкретных узлов сети и конкретных потребителей, а также определить узловые (индивидуальные) тарифы на передачу ЭЭ для потребителей и смежных сетевых компаний.

Автор допускает, что котловой принцип тарифообразования и равенство ТПЭ для потребителей является достаточно важной целью, обеспечивающей социально-экономическую справедливость для потребителей, по сравнению с повышением обоснованности в ТПЭ индивидуальных затрат на передачу ЭЭ. Поэтому работа не ставит своей целью коренного изменения системы формирования ТПЭ, однако она может использоваться для коррекции тарифных моделей. Модель ЭСР позволит обосновать надбавки и скидки к ТПЭ, повышающие эффективность передачи ЭЭ. Так можно добиться снижения потерь ЭЭ за счет компенсации реактивной ЭЭ или других мероприятий. Аналогично может стимулироваться выравнивание суточного и сезонного графика электропотребления. Перспективным является направление, связанное с внедрением суточной и сезонной дифференциации ТПЭ.

Модель ЭСР может применяться для решения большого числа частных задач, связанных с развитием электрических сетей и требующих технико-экономического обоснования при строительстве и реконструкции отдельных объектов сетевого хозяйства.

Оценка индивидуальной (узловой) стоимости услуг на передачу ЭЭ представляет интерес, прежде всего для ЭСО, так как позволит оценить влияние на котловые и индивидуальные ТПЭ присоединения новых потребителей, ликвидации старых или изменение объема их электропотребления. Интерес представляет численная оценка ТПЭ в зависимости от таких технологических факторов, как удаленность потребителей от электростанций и питающих подстанций, уровень номинального напряжения, уровень технических и коммерческих потерь электроэнергии. При этом можно выделять территориальные зоны, в которых индивидуальный тариф оказывается ниже котлового. Это означает, что присоединение новых потребителей в этих зонах экономически целесообразно и речь может идти о снижении тарифов на технологическое присоединение в этих зонах.

Такие оценки важны с точки зрения сопоставления расчетных значений тарифов с действующими ТПЭ по различным уровням тарифных напряжений. Интерес представляет соотношение тарифов на передачу для различных потребителей и ЭСО, особенно в условиях электроснабжения удаленных территорий. Зачастую органы власти ставят перед энергетиками

задачу любой ценой обеспечить централизованное электроснабжение удаленных территорий, невзирая на затратность этих мероприятий и существенное влияние на увеличение котловых ТПЭ для всех остальных потребителей. Предварительные оценки показывают, что индивидуальные расчетные ТПЭ в пересчете на один киловатт-час могут различаться в десятки и сотни раз. На них влияют, такие факторы, как уровень номинального напряжения, загрузка электросетевого оборудования, длина питающей сети, уровень технических и коммерческих потерь ЭЭ.

В первой главе отмечалась слабая связь тарифной системы, определяющей доходы ЭСО от услуг на передачу ЭЭ главным образом пропорционально отпущенному потребителям объему ЭЭ, с показателями качества этих услуг (требуемый уровень напряжений и реактивной ЭЭ, показатели качества ЭЭ, показатели надежности электроснабжения и пр.). Рассматриваемая технико-экономическая модель может использоваться для обоснования надбавок и скидок к тарифам на передачу электроэнергии для потребителей, участвующих в оптимизации параметров электроснабжения. Например, оптимальный уровень компенсации реактивной мощности потребителем может приводить к снижению потерь электрической ЭЭ в сети ЭСО, что снижает плату предприятия за потери ЭЭ. Соответственно ЭСО может вводить скидки к тарифам на передачу ЭЭ, стимулирующие потребителей к установке средств компенсации реактивной мощности. Аналогично может стимулироваться выравнивание суточного и сезонного графика электропотребления. Чем ближе к единице коэффициент формы графика нагрузки, тем меньше нагрузочные потери ЭЭ в сетях ЭСО и тем это выгодней для сетевой компании.

Представленная модель может найти применение в вопросах нормирования различных составляющих затрат на передачу ЭЭ для ЭСО, имеющих технологические и режимные отличия, что представляет интерес для регулирующих органов, так как может дать им научно-обоснованный инструмент для расчета тарифов и НВВ на основе объективно-контролируемых параметров сетевой организации.

Интерес представляет изучение влияния таких факторов как надежность (категории надежности) и показатели качества ЭЭ на ТПЭ. Проблемным остается вопрос отсутствия в тарифной системе стимулов для ЭСО в обеспечении показателей надежности электроснабжения. Независимо

от категории надежности отечественные потребители платят по одной ставке. С учетом того, что для обеспечения более высоких категорий надежности электропитания потребителей необходимо иметь более резервируемую и более разветвленную сеть, удельные издержки на обслуживание и эксплуатацию таких потребителей более высокие по сравнению с потребителями низких категорий надежности. Это можно трактовать как то, что потребители с меньшей надежностью электроснабжения датируют потребителей с более высокой надежностью. Между тем в некоторых странах НВВ сетевых организаций непосредственно связана с такими удельными численными показателями надежности, как число перерывов электроснабжения на 100 000 потребителей за год, число перерывов электроснабжения, превысившее по длительности нормативное время, среднее время восстановления электроснабжения и ряд других.

Особый интерес здесь связан с электроснабжением удаленных территорий, повышающий уровень ТПЭ для всех остальных потребителей. Большой научный интерес и дискуссии связаны с определением платы за транзиты ЭЭ между смежными ЭСО. Повышение обоснованности финансовых взаиморасчетов за передачу ЭЭ между смежными ЭСО представляет безусловный интерес и также требует научного подхода.

Внедрение потребителями установок распределенной генерации, с одной стороны, снижает объем передаваемой по сетям электроэнергии и валовую выручку, но с другой стороны уменьшает величину потерь ЭЭ, способствуя снижению платы за потери ЭЭ. Влияние точки подключения распределенной генерации на ТПЭ, также требует отдельного изучения.

Важным фактором является гибкость в возможностях применения модели энерго-стоимостного распределения при решении различных задач в области транспорта и распределения ЭЭ.

Расчеты ЭСР для целей обоснования затрат на компенсацию потерь в составе двухставочного тарифа на передачу ЭЭ могут производиться на основе модели ЭР, позволяющей более точно учитывать схемно-режимное многообразие при расчете потерь в электрических сетях.

Вторая составляющая ТПЭ, связанная с содержанием электрической сети может быть получена путем расчета ЭСР, но уже с использованием классических уравнений установившегося режима. Данный подход основывается на зависимости двухставочного тарифа на передачу ЭЭ от

таких параметров режима работы электрической сети, как значение максимальной мощности и значение потребленной активной электроэнергии.

При этом существует вариативность в методах распределения НВВ сетевой организации между узлами электрической сети. Так, возможно получение комбинированной, сочетающей в себе котловую и энерго-стоимостную, модели для определения тарифов на передачу ЭЭ. Затраты на содержание сети могут распределяться не по всем узлам электрической сети, а только лишь по узлам отпуска на основе величины электропотребления, как это происходит в действующей системе тарифообразования. При этом составляющая на компенсацию потерь может распределяться согласно модели ЭСР. Таким образом, итоговый тариф на передачу ЭЭ будет содержать в себе условно постоянную составляющую, связанную с содержанием сети. В данной постановке задачи, эта составляющая ТПЭ не будет учитывать путей протекания потоков ЭЭ по электрической сети и будет распределяться пропорционально потребленной ЭЭ. Распределение второй составляющей, связанной с компенсацией потерь, осуществляется на основе модели ЭСР, что позволяет связать режимные параметры с финансовыми показателями обеспечения электроснабжения удаленность и пути протекания ЭЭ по сети.

Модель ЭСР может использоваться для решения большого количества подобных задач, так распределяться по узлам электрической сети могут технические потери. Коммерческие составляющие потерь ЭЭ, полученные на этапе расчета ЭР могут быть отнесены к узлам потребления с целью введения дополнительных надбавок к ТПЭ в узлах недостоверного учета, Данный подход позволит минимизировать убытки ЭСО от хищений электроэнергии и создаст дополнительные стимулы к повышению достоверности систем учета со стороны потребителей.

При этом следует отметить, что анализ всех указанных проблем и факторов возможен на основе технико-экономической модели, сочетающей в себе описание основного технологического процесса, связанного с транспортом потоков ЭЭ по схеме электрической сети, с финансово-экономическими показателями, определяющими распределение затрат на содержание и эксплуатацию разнородного оборудования, распределенного по территории обслуживания ЭСО.

2.9 Выводы по главе 2

1. Действующая модель тарифообразования на услуги по передаче ЭЭ предполагает ежегодное определение регулирующими органами для каждой сетевой организации необходимой валовой выручки, на основе которой происходит расчет единого (котлового) тарифа на передачу электрической энергии, индивидуальных тарифов для взаиморасчетов между электросетевыми организациями и тарифа на компенсацию потерь электроэнергии. Необходимая валовая выручка включает содержание электрических сетей и затраты на компенсацию потерь электрической энергии.

2. В рамках рассматриваемой технико-экономической модели стоимость содержания электрических сетей и стоимость потерь распределена между узлами схемы электрической сети, которые моделируют в расчетной схеме сети подстанции, и ветвями, моделирующими линии электропередачи. Долям суммарной стоимости услуг на передачу, распределенным между элементами схемы, дано название «элементные стоимости» услуг на передачу.

4. Стоимость передачи электроэнергии для каждого участка сети в рамках технико-экономической модели определяется путем суммирования стоимостей всех предшествующих элементов схемы (узлов и ветвей) на пути протекания потоков электроэнергии по графу сети с учетом загрузки каждого электросетевого элемента. За счет процедуры каскадного формирования стоимости передачи необходимая валовая выручка сетевой организации распределяется между узлами отпуска электроэнергии из сети с учетом использования каждого элемента электрической сети, опираясь на техническую модель процесса энергораспределения. Предлагаемая методика позволяет оценить индивидуальную (узловую) стоимость услуг на передачу электрической энергии до конкретного потребителя в зависимости от технических и экономических показателей отдельных элементов электросетевого хозяйства.

5. Технико-экономическую модель процесса передачи электрической энергии образуют два процесса, технический и экономический. Оба этих процесса можно представить в виде двух направленных на графе электрической сети потоков: потоков электроэнергии и потоков стоимости.

Потоки стоимости определяются элементными стоимостями узлов и ветвей электрической сети. Направления потоков стоимости определяются направлениями потоков электроэнергии, однако на каждом элементе сети потоки электроэнергии уменьшаются ввиду наличия технических потерь, а потоки стоимости наоборот увеличиваются благодаря поглощению стоимостей каждого элемента (элементных стоимостей). Разрабатываемая модель получила название «модель энерго-стоимостного распределения».

6. Энерго-стоимостная модель передачи электроэнергии обеспечивает возможность определения для каждого узла электрической сети отношения потока стоимости к потоку электроэнергии, и это отношение было названо «узловым тарифом на передачу электроэнергии». Значения узловых тарифов увеличиваются в направлении передачи электроэнергии от источников к приемникам. Узловые тарифы дают оценки удельной стоимости передачи электроэнергии до конкретных потребителей, а их соотношение с котловыми тарифами показывает экономическую эффективность электроснабжения различных потребителей.

7. Разрабатываемая технико-экономическая модель может использоваться сетевыми организациями для оценки индивидуальных удельных показателей стоимости оказания услуг на передачу ЭЭ для различных потребителей и оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса в различных участках сети. Она может применяться для обоснования строительства и реконструкции отдельных сетевых объектов. Для органов регулирования разрабатываемая модель интересна прежде всего с позиций разработки удельных нормативов различных составляющих затрат на передачу ЭЭ для сетевых организаций, имеющих технологические и режимные отличия. Данная модель позволяет обосновать стоимость транзитных потоков и индивидуальных тарифов при энергообмене между смежными сетевыми организациями. Кроме того, она может использоваться для обоснования надбавок и скидок к тарифу на передачу электроэнергии при оптимизации потребителями режима своего электропотребления.

ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГО-СТОИМОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

В разделе 3.1 описывается система алгебраических уравнений для разрабатываемой технико-экономической модели в отношении активной энергии и приводится расчетный пример для простейшей радиальной схемы. В разделе 3.2 формулируются особенности формирования схемы замещения электрической сети для расчета энерго-стоимостного распределения. В разделе 3.3 представлена запись уравнений модели энерго-стоимостного распределения для передачи активной энергии в блочно-матричном виде, а в разделе 3.4 данная модель представлена для передачи активной и реактивной энергии. Раздел 3.5 описывает комплексную постановку задачи расчета энерго-стоимостного распределения. В разделе 3.6 обсуждается область применения разрабатываемой модели и ее особенности в условиях практического применения, когда в процессе передачи электроэнергии участвует множество смежных электросетевых организаций.

3.1 Алгебраическая система уравнений модели энерго-стоимостного распределения

В соответствии с предшествующими материалами технико-экономическую модель процесса передачи электроэнергии можно представить в виде двух параллельных процессов. Технический процесс определяется распределением потоков ЭЭ по элементам электрической сети при ее протекании от источников до потребителей, а экономический процесс определяется распределением потоков стоимости от услуг на передачу в этой же схеме. В данном разделе ставится задача получения алгебраической системы уравнений, описывающей оба указанных процесса [92]. Ранее отмечалось, что связь между техническим и экономическим процессами обусловлена общими направлениями передачи потоков электроэнергии и стоимости ее передачи на графе электрической сети. Кроме того, распределение стоимостных потоков в узлах схемы электрической сети осуществляется пропорционально потокам ЭЭ с учетом их направлений на основе выражения (2.10). Данное выражение содержит в своем составе как технические параметры (перетоки ЭЭ), так и экономические параметры

(стоимостные потоки) и связывает, таким образом, технические и экономические переменные.

Технологическая модель передачи ЭЭ по электрическим сетям привязана к временным интервалам, на которых осуществляется сбор измерений от систем учета ЭЭ. Для получения алгебраической системы уравнений модели ЭСР предварительно представим уравнения, описывающие технологический процесс передачи ЭЭ, то есть модель энергораспределения [10, 11]. Основу математической модели процесса энергораспределения образуют уравнения балансов ЭЭ, которые можно записать для всех N узлов и всех M ветвей схемы замещения электрической сети. Уравнения технического процесса в данном разделе будут записываться только относительно потоков активной ЭЭ. Такое допущение в рамках рассматриваемой задачи вполне оправдано, так как в соответствии с действующими нормативными документами при оплате услуг на передачу ЭЭ в нашей стране учитывается только активная ЭЭ (мощность). Отсутствие оплаты реактивной электроэнергии в действующей системе тарифообразования [83] следует признать недостатком [93, 94]. Принципиальная возможность учета реактивных потоков и потерь ЭЭ существует в рамках разработанной модели комплексного энергораспределения [73], предполагающей одновременный расчет потоков и потерь активной и реактивной энергии в схеме сети. Последнее предполагает, что для реактивной энергии должна вводиться стоимость ее передачи, или система надбавок и скидок к тарифу на передачу активной ЭЭ в зависимости от соотношения потребляемой активной и реактивной энергии (коэффициента мощности) [83]. Раздел 3.4 будет полностью посвящен комплексной постановке задачи ЭСР, которая предполагает расчет потоков реактивной ЭЭ и потоков стоимости при ее передаче. Далее в данном разделе, в целях лучшего понимания, уравнения модели ЭСР будут рассматриваться только в отношении активных потоков ЭЭ и их стоимостных значений, и дополнительно это условие не оговаривается [92].

Известно, что основу системы уравнений задачи энергораспределения образуют уравнения балансов ЭЭ для всех узлов и всех ветвей расчетной модели [10, 11]. Каждое уравнение узлового баланса ЭЭ определяет, что

нулю равна сумма потоков ЭЭ W_{ij} по всем смежным узлу i ветвям из множества ω_i , узлового потока ЭЭ W_i и потерь ЭЭ узла i ΔW_i

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i + \Delta W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (3.1)$$

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 ΔW_{ij} данной ветви равна нулю

$$W_{ij} + W_{ji} + \Delta W_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (3.2)$$

Системы уравнений (3.1) и (3.2) записываются для единого расчетного интервала времени t , в течение которого могут происходить схемно-режимные изменения и направления потоков мощности на участках сети могут изменяться на противоположные. В связи с этим, все потоки ЭЭ в указанных уравнениях представлены в сальдированном исчислении и знаки этих потоков записаны по отношению к узловым инъекциям, то есть вытекающий из узла поток ЭЭ отрицателен (нагрузка), а втекающий в узел поток ЭЭ положителен (генерация). При этом уместно отметить, что современные счетчики ЭЭ позволяют производить измерения электроэнергии с учетом направлений, что принято называть терминами «прием/отдача».

В уравнениях баланса ЭЭ для узлов и для ветвей присутствуют технические потери ЭЭ ΔW_i и ΔW_{ij} , и система уравнений (3.1)-(3.2) должна быть дополнена формулами для расчета технических потерь ЭЭ, которые описаны в [12, 70, 71]. При этом необходимо так сформировать расчетную схему замещения электрической сети, чтобы она корректно учитывала потери ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы замещения. В рамках рассматриваемой модели ЭСР процесс распределения стоимостных потоков должен осуществляться на той же схеме электрической сети, для которой решается задача энергораспределения. Более подробно вопросы формирования расчетной схемы сети и схемы ее замещения рассматриваются в разделе 3.3 настоящей работы.

Экономическая модель передачи ЭЭ по электрическим сетям первоначально предполагает распределение полной стоимости услуг на

передачу ЭСО между отдельными элементами схемы [92]. Как и в технологической модели элементами схемы являются узлы, ассоциируемые с электрическими станциями/подстанциями, и ветви, ассоциируемые с линиями электропередачи/трансформаторами. Полная стоимость услуг на передачу включает стоимость услуг на содержание ЭСО C_{Σ}^c и стоимость потерь C_{Σ}^{Δ} . Методика распределения данных составляющих НВВ между элементами схемы сети для ЭСО была описана в разделе 2.5. На основе этой методики для каждого из N узлов и для каждой из M ветвей схемы сети ЭСО можно получить годовую стоимость услуг на передачу, которая связана с данным элементом схемы и которая была названа «элементная стоимость услуг на передачу» электроэнергии εC_i . Сумма элементных стоимостей εC_i для всех узлов и всех ветвей определяет полную стоимость услуг на передачу C_{Σ} и она должна совпадать с необходимой валовой выручкой ЭСО, которую рассчитывает регулирующий орган на год. Если расчетный отрезок времени t^{pac} задачи ЭСР не равен продолжительности года $t^{\text{год}}$, то элементные стоимости приводятся к расчетному отрезку времени на основе (2.7).

На следующем этапе задачи ЭСР осуществляется последовательный перенос элементных стоимостей εC_i с предшествующих элементов схемы на последующие в соответствии с физическими направлениями потоков ЭЭ [92]. Данная процедура была подробно описана в разделе 2.5. В результате этого на всех элементах сети формируются новые значения стоимости передачи ЭЭ, названные «поточковые стоимости» узлов C_i и ветвей C_{ij} . Поточковые стоимости каждого элемента схемы включают элементные стоимости всех предшествующих участков сети, использованных для передачи ЭЭ в направлении от источника ЭЭ к месту ее потребления. В результате такого каскадного переноса определяется стоимость передачи ЭЭ до каждого конечного узла электрической сети в соответствии с участием и загрузкой оборудования, используемого в процессе электроснабжения. Именно такой подход к формированию ТПЭ рекомендуют нормативные документы [52]. Каждый узел и каждая ветвь является источником (генератором) элементной стоимости εC_i . Далее эта стоимость перетекает в последующие элементы сети в соответствии с фактическими направлениями потоков ЭЭ [67, 92].

Как ранее отмечалось, потоковые стоимости имеют направления, которые совпадают с направлениями потоков ЭЭ. По аналогии с потоками ЭЭ, данные направления можно характеризовать положительными или отрицательными знаками. Так если потоковая стоимость и соответствующий ей поток ЭЭ вытекают из узла (отдача), то знак потоковой стоимости является отрицательным, если потоковая стоимость и поток ЭЭ втекают в узел (прием) то знак потоковой стоимости положительный. Таким образом, знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости совпадают.

Распределение потоков стоимости на схеме электрической сети можно описать системой уравнений. Каждое уравнение узлового стоимостного баланса 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 ω_i

$$\sum_{j \in \omega_i} C_{ij} + C_i + \varepsilon C_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (3.3)$$

Кроме того, в уравнении узлового стоимостного баланса присутствует элементная стоимость εC_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 εC_{ij} . Для всех M ветвей уравнения стоимостного баланса можно представить в следующем виде

$$C_{ij} + C_{ji} - \varepsilon C_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (3.4)$$

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 каждой ветви поток ЭЭ в начале больше чем в конце, а поток стоимости наоборот, в начале меньше чем в конце.

Сопоставление балансовых уравнений технологической модели (3.1) и (3.2) с балансовыми уравнениями экономической модели (3.3) и (3.4) показывает их структурную схожесть, а у процесса распределения потоков ЭЭ между элементами схемы (процесса энергораспределения) и у процесса распределения потоков стоимости много общих черт. Для обоих процессов выполняются условия узловых и линейных балансов, то есть сумма вытекающих в элемент потоков равна сумме вытекающих.

Для формирования системы уравнений стоимостного распределения необходимо установить связь между потоками ЭЭ и потоками стоимости. Эта связь определяется тем, что сумма вытекающих в узел потоковых стоимостей $C_i^>$ полностью переходит в потоковые стоимости смежных ветвей пропорционально вытекающим потокам ЭЭ [92]. Потоковая стоимость C_{ij}^- любой ветви отпуска ЭЭ (вытекания), смежной узлу i , определяется выражением:

$$C_{ij}^- = - \left(W_{ij}^- / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}^- \right) \cdot \left(\sum_{j \in \alpha_i} C_{ij}^+ + \varepsilon C_i \right), \quad i = 1, 2, \dots, M. \quad (3.5)$$

где множества β_i и α_i определяют список ветвей отпуска «-» и приема «+» ЭЭ для узла i . Уравнения (3.5) полностью соответствуют выражению (2.10), которое приводилось при рассмотрении каскадного метода распределения стоимости услуг на передачу. В первой круглой скобке (3.5) присутствует доля ЭЭ ветви ij по отношению к суммарной отпускаемой ЭЭ из узла i . Во второй круглой скобке (3.5) присутствует сумма стоимостных потоков по всем ветвям приема ЭЭ, а также элементная стоимость узла i . При этом уместно отметить, что знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости, приведенные в (3.5) полностью согласуются. Распределение исходящих из узла потоков стоимости пропорционально исходящим из узла потокам ЭЭ обеспечивает получение стоимостных потоков в схеме аналогичное адресному подходу. Однако при этом отсутствует необходимость расчета матрицы коэффициентов адресности.

Экономическая часть ЭСР может рассчитываться на базе сбалансированного расчетного режима энергораспределения. В этом случае используются выражения (3.1)-(3.5), на базе расчетного режима

энергораспределения. При некоторых допущениях режим энергораспределения можно заменить средним режимом потокораспределения, или в более привычном названии установившимся электрическим режимом. Все потоки ЭЭ можно получить путем умножения соответствующих потоков мощности на расчетный интервал времени t^{pac} . Под средним режимом понимается электрический режим, полученный на основе решения традиционных уравнений установившегося режима электрической сети, по программам расчета потокораспределения [85].

На заключительном этапе ЭСР можно получить оценки тарифов на передачу ЭЭ T_ε в любой точке схемы сети путем отношения потоковой стоимости C_ε к потоку ЭЭ в соответствующей точке ε , то есть узловой тариф на передачу ЭЭ (2.13). Значения узловых тарифов на передачу ЭЭ увеличиваются на схеме сети в процессе перемещения от питающих узлов к узлам отпуска ЭЭ из сети. Кроме того, значения узловых ТПЭ будут различны в начале и в конце каждого узла и каждой ветви на величину элементной стоимости узла или ветви. Узловые ТПЭ в узлах отдачи ЭЭ из сети являются оценкой себестоимости передачи ЭЭ до данных узлов. Их соотношение с котловыми ТПЭ, по которым услуги на транспорт ЭЭ оплачивают потребители, является хорошим индикатором экономической эффективности передачи ЭЭ до конечных узлов отдачи ЭЭ из сети в различных режимах работы.

Тестовый пример расчета энерго-стоимостного распределения потоков ЭЭ и стоимости для простейшей радиальной сети из семи узлов представлен на рисунке 3.1. Сопротивления всех трансформаторных ветвей равны $4+j20$ Ом. На рисунке 3.1 а) приведены точки установки приборов учета ЭЭ и сами измерения ЭЭ в МВт·ч для месячного интервала (720 час). Представленные измерения ЭЭ содержат погрешности, приводящие к нарушению балансовых соотношений. Так в узел 2 по ветви 1-2 втекает 14500 МВт·ч, а по остальным ветвям вытекает 14416 МВт·ч. Измерение ЭЭ на входе в трансформатор 2-5 составляет 716 МВт·ч, а на выходе 720 МВт·ч, то есть измеренные потери ЭЭ отрицательны. Суммарные отчетные (измеренные) потери ЭЭ, получаемые как разность между поступлением ЭЭ в сеть 14800 МВт·ч и отпуском из сети 14360 МВт·ч (узлы 4-7), составляют 440 МВт·ч, то есть 2,97 %.

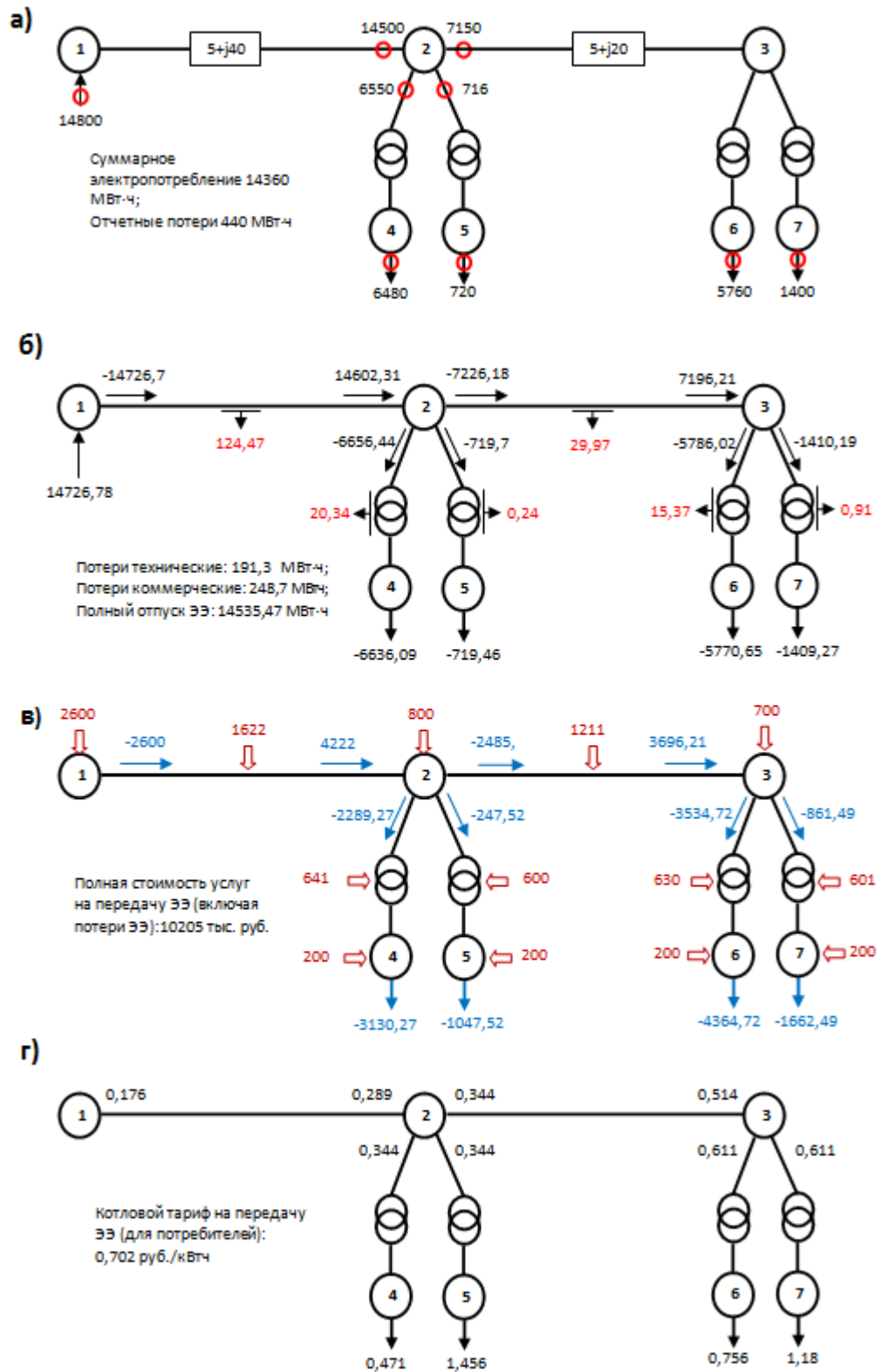


Рисунок 3.1. Распределение на схеме электрической сети:

а) измерений электрической энергии \odot (МВт·ч);

б) расчетных потоков \longrightarrow и потерь ∇ электрической энергии (МВт·ч);

в) элементных стоимостей \Downarrow и потоковых стоимостей \longrightarrow (тыс.руб.);

г) узловых тарифов на передачу ЭЭ, (руб./кВт·ч).

На рисунке 3.1 б) представлены расчетные потоки ЭЭ и значения потерь ЭЭ на всех участках сети, полученные в результате расчета энергораспределения на основе методов оценивания состояния [10, 11]. Втекающие в узел потоки ЭЭ положительны, а вытекающие – отрицательны.

Физические направления потоков ЭЭ отмечены стрелкам. Расчетные потоки ЭЭ отличаются от своих измерений (рисунок 3.1 а), но при этом являются абсолютно сбалансированными.

Потери ЭЭ на всех элементах сети являются расчетными, то есть чисто техническими. Суммарные технические потери в схеме сети составляют 191,3 МВт·ч. Разность между отчетными и техническими потерями образует коммерческие потери ЭЭ, равные 248,7 МВт·ч. Их можно разделить между узлами схемы как разность между узловым измерением ЭЭ (рисунок 3.1 а) и его расчетным аналогом (рисунок 3.1 б). Коммерческие потери питающего узла 1 равны 73,22 МВт·ч.

В нагрузочных узлах значения коммерческих потерь составляют: узел 4 – 156,09 МВт·ч; узел 6 – 10,65 МВт·ч; узел 7 – 9,27 МВт·ч. В узле 5 коммерческие потери отрицательны и равны – 0,54 МВт·ч. Сумма коммерческих потерь всех узлов 248,7 МВт·ч.

На рисунке 3.1 в) представлены стоимостные потоки в тыс. руб. с учетом их знаков (направлений) в уравнениях (3.3)-(3.4). Фигурными стрелками красного цвета обозначены элементные стоимости узлов (подстанций) и ветвей (линий электропередачи и трансформаторов), полученные как сумма стоимости содержания и стоимости потерь каждого элемента. Сумма всех элементных стоимостей, то есть полная стоимость услуг на передачу ЭЭ по всей сети (включая стоимость потерь ЭЭ), равна 10205 тыс. руб. Простыми стрелками синего цвета обозначены направления стоимостных потоков, совпадающие с направлением потоков ЭЭ, рядом со стрелками указаны их численные значения. Полная стоимость услуг на передачу в точности распределена между нагрузочными узлами 4-7 на основе модели ЭСР в соответствии с потоками ЭЭ (рисунок 3.1 б). Распределение стоимостных потоков в узлах 2 и 3 между ветвями вытекания определяется потоками ЭЭ (рисунок 3.1 б) в соответствии с выражением (3.5). Во всех ветвях и узлах схемы выполняются балансы потоков стоимости (рисунок 3.1 в), уравнения (3.3)-(3.4), и балансы потоков ЭЭ (рисунок 3.1 б), уравнения (3.1)-(3.2), с учетом знаков.

На рисунке 3.1 г) представлены значения узловых ТПЭ, полученных путем деления потоков стоимости (рисунок 3.1 в) на потоки ЭЭ (рисунок 3.1 б) на основе выражения (2.13). По мере движения от источника ЭЭ к узлам потребления происходит увеличение узловых ТПЭ, так как на каждом элементе схемы поток стоимости увеличивается на величину элементной стоимости εC_i , а поток ЭЭ уменьшается на величину элементарных потерь ΔW_{ij} . Из рисунка 3.1 г) видно, что снижение загрузки понижающих трансформаторов в узлах 5 и 7 приводит к увеличению узловых ТПЭ. Средний (котловой) ТПЭ равен отношению полной стоимости услуг на передачу 10205 тыс. руб. на полный отпуск ЭЭ из сети 14535,47 МВт·ч, то есть 0,702 руб./кВт·ч. По этому тарифу услуги на передачу ЭЭ оплачивают все потребители. Расчеты показывают, что во всех узлах кроме четвертого узловые тарифы выше котлового, и за счет этого узла происходит выравнивание ТПЭ до котлового уровня в 0,702 руб./кВт·ч для всех остальных узлов схемы. Наиболее убыточным для ЭСО является узел 5, в котором узловой тариф более чем в два раза превышает единый (котловой).

3.2 Оценка рентабельности услуг на передачу для различных узлов схемы сети

Соотношение между значениями расчетных узловых ТПЭ, полученных на основе ЭСР, со значением единого (котлового) ТПЭ характеризует экономическую эффективность и рентабельность процесса оказания услуг на передачу ЭЭ для соответствующих узлов и соответствующих им подстанций или даже отдельных секций подстанций.

Фактическую выручку $C_i^{\text{фв}}$ от услуг на передачу ЭЭ до i -го узла, по одноставочной схеме тарифообразования можно получить как произведение полезно-отпущенной ЭЭ W_i на единый котловой ТПЭ $T^{\text{котл}}$

$$C_i^{\text{фв}} = W_i \cdot T^{\text{котл}}. \quad (3.6)$$

Условная выручка от услуг на передачу $C_i^{\text{уб}}$, полученная на основе разрабатываемой модели ЭСР, определяется стоимостным потоком i -го узла схемы C_i . В соответствии с выражением для расчета узлового тарифа $T_{\varepsilon}^{\text{узл}}$ (2.13) условную расчетную выручку для i -го узла можно представить как

$$C_i^{yB} = W_i \cdot T_i^{y3L}. \quad (3.7)$$

Условная выручка C_i^{yB} определяет себестоимость передачи ЭЭ до i -го узла, а фактическая выручка $C_i^{фB}$ является усредненной величиной, полученной на основе котлового баланса. Разница между фактической выручкой от услуг на передачу $C_i^{фB}$ и условной расчетной выручкой C_i^{yB} , полученной по модели ЭСР, будет определять прибыль (убыток) от услуг на передачу для i -го узла схемы сети

$$C_i^{пP} = W_i \cdot (T^{кOтл} - T_i^{y3L}). \quad (3.8)$$

В случае, когда единый котловой тариф превышает узловой тариф, то ЭСО получает условную прибыль от оказания основной услуги потребителям данного узла. В обратной ситуации, когда котловой тариф ниже узлового тарифа, основная услуга потребителям данного узла приносит условный убыток. Использование термина «условная» прибыль означает, что при расчете НВВ закладывается нормативно-регулируемая величина прибыли для каждой ЭСО.

Таким образом модель ЭСР при необходимости позволяет оценить рентабельность оказания услуг на передачу для каждого узла расчетной схемы. Узловая рентабельность услуг на передачу равна отношению условной прибыли (убытка) к расчетной потоковой стоимости i -го узла

$$R_i^{y3L} = \left[W_i \cdot \frac{(T^{кOтл} - T_i^{y3L})}{(W_i \cdot T_i^{y3L})} \right] \cdot 100\% = \left(\frac{T^{кOтл}}{T_i^{y3L}} - 1 \right) \cdot 100\%. \quad (3.9)$$

Интересно отметить, что узловая рентабельность определяется только соотношением единого (котлового) и узлового ТПЭ. При равенстве единого и узлового тарифа узловая рентабельность равна нулю. Положительная узловая рентабельность обеспечивает получение прибыли от передачи ЭЭ потребителям данного узла, а отрицательная рентабельность означает возникновение убытков. Однако следует иметь в виду, что при расчете регулирующим органом НВВ и единого ТПЭ были учтены не только себестоимость процесса передачи ЭЭ, но и нормативная прибыль и необходимые налоги. Это означает, что даже нулевая рентабельность

обеспечивает получение запланированной регулирующим органом прибыли на нормативном уровне. Таким образом, коэффициенты узловой рентабельности являются индикатором экономической эффективности оказания услуги на передачу ЭЭ для различных узлов электрической сети. Строгого экономического смысла данные коэффициенты не имеют, так как даже в пределах одной ЭСО используется котловой метод формирования себестоимости услуг, но позволяют сравнивать друг относительно друга различные потребительские узлы, поэтому их целесообразно определить как «коэффициенты относительной узловой рентабельности» услуг на передачу ЭЭ.

Для расчетного примера по использованию модели ЭСР, приведенного в разделе 3.6 настоящей работы, легко рассчитать коэффициенты узловой рентабельности в отношении нагрузочных узлов 4-7. Единый котловой ТПЭ в рассматриваемом примере равен 0,71 руб./кВт·ч, и он определяется как отношение полной стоимости услуг на передачу во всей сети 10205 тыс.руб. (рисунок 3.1 в) к полному полезному отпуску ЭЭ 14360 МВт·ч (рисунок 3.1 б). На рисунке 3.1 г) представлены расчетные значения узловых ТПЭ, полученных по методике ЭСР. В таблице 3.1 представлены значения узловых потоков ЭЭ, узловых потоков стоимости, узловых ТПЭ и коэффициентов узловой рентабельности для расчетного примера, рассмотренного в разделе 3.6.

Таблица 3.1 Коэффициенты относительной узловой рентабельности тестовой схемы (рисунок 3.1)

Узел	Узловой поток ЭЭ, МВт·ч	Узловой поток стоимости, тыс.руб.	Узловой тариф, руб./кВт·ч	Котловой тариф, руб./кВт·ч	Коэфф. узловой рентабельности, %
4	6636,09	3130,27	0,471	0,71	50,7
5	719,46	1047,52	1,456	0,71	-51,2
6	5770,65	4364,72	0,756	0,71	-6,08
7	1409,27	1662,49	1,18	0,71	-39,8

В нагрузочном узле 4 расчетной схемы узловой расчетный ТПЭ меньше единого котлового, а коэффициент узловой рентабельности больше нуля. В остальных нагрузочных узлах узловые ТПЭ выше котлового и коэффициенты узловой рентабельности отрицательны. За счет четвертого

узла обеспечивается среднее значение единого (котлового) ТПЭ на уровне 0,71 руб./кВт·ч.

3.3 Требования к формированию схемы замещения электрической сети для выполнения расчетов энерго-стоимостного распределения, учет технических и коммерческих потерь электроэнергии

В связи с тем, что расчет потоков ЭЭ и потоков стоимости должны выполняться на единой модели электрической сети, целесообразно указать требования к формированию модели и схемы замещения для выполнения расчетов ЭСР. Предварительно следует указать требования, связанные с расчетами энергораспределения, которые выполняются на схеме электрической сети с использованием измерительной информации от приборов учета ЭЭ. Схема электрической сети должна вводиться достаточно подробно, с тем, чтобы была возможность учесть действительные точки размещения измерений ЭЭ, соответствующие точкам установки счетчиков ЭЭ для расчета ЭР, а также для возможности учета стоимости содержания и стоимости потерь отдельных элементов сети при расчете стоимостного распределения.

На рисунке 3.2 изображен типичный фрагмент электрической сети с двухтрансформаторной подстанцией с расстановкой на ней измерительных комплексов электрической энергии (ИКЭЭ). В рассматриваемом примере измерительные комплексы изображены на всех без исключения уровнях, обозначенных на рисунке 3.2 буквами (А-Г). Измерительные комплексы, установленные на присоединениях высшего напряжения (уровень «А») для сетевых предприятий ФСК ЕЭС и РСК присутствует практически на всех крупных подстанциях класса 110 кВ и выше. На подстанциях 110 кВ средней и малой мощности высоковольтный учет (уровень «А») встречается достаточно редко. Это связано с тем, что многие подстанции, а особенно потребительские, не имеют измерительных трансформаторов напряжения на высшей стороне. Учёт ЭЭ на уровне «В» встречается крайне редко на всех типах подстанций. Если он установлен, то на автотрансформаторах связи 500 или 220 кВ крупных узловых подстанций, и является техническим. Достаточно часто коммерческий учёт ЭЭ для промышленных потребителей располагается на присоединениях уровня «D». Во многих сетевых

предприятиях встречаются ситуации, когда распределительное устройство высшего напряжения принадлежит энергоснабжающей организации, а распределительное устройство низшего напряжения – потребителю. Естественно, что балансовая принадлежность силового оборудования определяет и принадлежность средств учёта ЭЭ. На большинстве потребительских подстанций коммерческий учёт установлен на уровне «D». Коммерческий учёт на уровне трансформаторных подстанций 0,4 кВ, расположенный на уровнях «E», «F», «G», служит для контроля бытовых и мелкомоторных потребителей.

Существуют и другие примеры, когда на одной подстанции учёт ЭЭ установлен на уровнях «A» и «C» или «A», «C» и «D» одновременно. В пределах одной подстанции это означает, что один и тот же объём ЭЭ (без учёта потерь в силовых трансформаторах) измеряется сразу на нескольких уровнях. Такая система учёта электроэнергии, когда практически один и тот же объём ЭЭ (за вычетом потерь) измеряется на нескольких уровнях, особенно часто встречается в сетях 220 и 500 кВ, где практически все подстанции узловые.

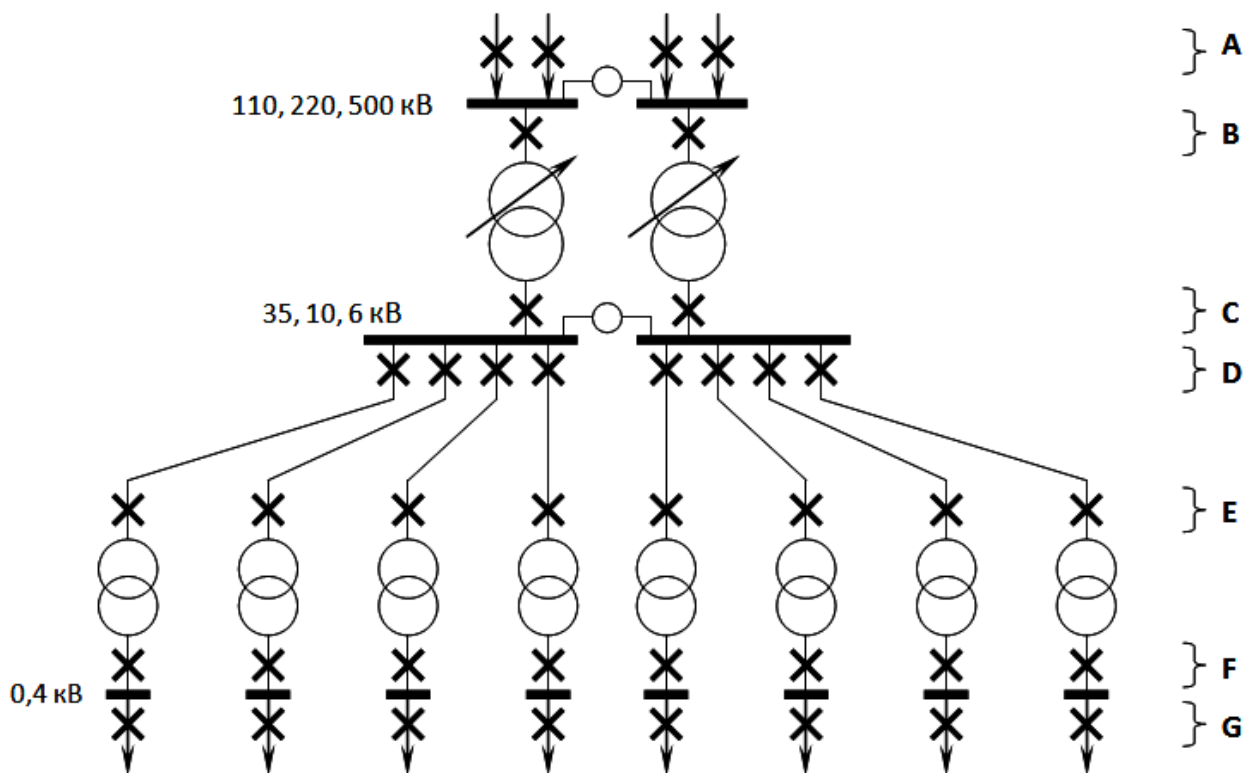


Рисунок 3.2. Возможные уровни расстановки пунктов учёта электроэнергии на высоковольтных подстанциях

В сетях 110 кВ ситуация с расстановкой ИКЭЭ неоднозначна. Например, в ОАО «Мордовэнерго» учёт ЭЭ на уровне 110 кВ (уровень «А») установлен на всех подстанциях, независимо от того, является он коммерческим или техническим. В некоторых предприятиях ОАО «Свердловэнерго» учёт ЭЭ на уровне «А» присутствует лишь на отдельных подстанциях, осуществляющих электроснабжение крупных промышленных потребителей.

Трансформаторные подстанции с номинальным напряжением 0,4 кВ должны быть оборудованы средствами учёта ЭЭ, однако на многих подстанциях установлен только коммерческий учёт на уровне «G», а технический учёт ЭЭ на уровнях «E» и «F» отсутствует. Очень часто установленные измерительные комплексы на уровнях «C», «D», «G» эксплуатируются с нарушением технических условий.

Количество однофазных и трёхфазных счётчиков, относящихся к уровню «G» (0,4 кВ), измеряется десятками тысяч. При этом объём потребления ЭЭ, учитываемый данными счётчиками, значительно меньше, чем у промышленных потребителей, чьи ИКЭЭ коммерческого учёта относятся к уровням «C» или «D» (35, 6-10 кВ).

При формировании схемы замещения электрической сети каждый силовой трансформатор целесообразно вводить в схему сети отдельно не допуская запараллеливания, так как измерения ЭЭ для каждого трансформатора осуществляются раздельно. При этом для двухтрансформаторных подстанций на высшем уровне напряжения возникает два узла, которые могут быть соединены перемычкой с выключателем. На низком или среднем напряжении число узлов, моделирующих подстанцию, зависит от количества секций данной подстанции.

Измерения ЭЭ на уровне «D» целесообразно складывать, так как они формируют полезный отпуск ЭЭ данной подстанции. В связи с возможностью параллельной работы секций на среднем и низком напряжении в схему сети целесообразно введение ветвей с нулевым сопротивлением, моделирующих межсекционные выключатели (рисунок 3.2).

Таким образом, одна высоковольтная двухтрансформаторная подстанция моделируется как минимум 4 узлами. Дополнительные

транзитные узлы с нулевой инъекцией мощности возникают в точках ответвления линий электропередачи для отпаечных подстанций. Практика формирования расчетных моделей для сетей, включающих подстанции 110 кВ и выше показывает, что общее число узлов в расчетной модели примерно в 6,3 раза превышает число подстанций в схеме сети. Число ветвей в расчетной модели обязательно превышает число узлов из-за наличия колец. Кроме того дополнительные ветви возникают за счет параллельных линий электропередачи, которые должны вводиться в расчетную модель отдельно из-за наличия отдельных измерений ЭЭ по каждой линии.

Данные требования к формированию расчетной модели и схемы замещения задачи энергораспределения существенно отличают ее от задачи расчета установившегося режима, в которой допускается эквивалентирование параллельных линий электропередачи и не допускается введение ветвей с нулевым сопротивлением. Кроме того, в задачах расчета установившегося режима допускается представление подстанции одним узлом, содержащим, в том числе и силовые трансформаторы.

Представление подстанций в расчетной модели отдельными секциями шин и отдельными трансформаторами для задачи энергораспределения достаточно хорошо соотносится с требованиями по формированию расчетной модели в отношении распределения потоков стоимости. Распределение потоков стоимости определяется двумя основными факторами – распределением между элементами сети узловых стоимостей и потоками ЭЭ в схеме сети, определяющими распределение в этой же схеме стоимостных потоков. Высоковольтные подстанции в процессе электроснабжения выполняют двойную роль. С одной стороны они выполняют функцию обеспечения транзитов ЭЭ по линиям электропередачи за счет соединения этих линий между собой, а с другой стороны они осуществляют функцию передачи потоков ЭЭ с одного уровня напряжения на другой за счет силовых трансформаторов.

Распределение затрат на передачу электроэнергии между узлами и ветвями расчетной модели позволяет распределить данные затраты между различными классами напряжений, что очень важно для стоимостного распределения. Это позволяет учесть затраты на содержание отдельных элементов электрической сети при расчете стоимостных потоков.

Аналогичная ситуация связана и с учетом потерь ЭЭ и связанных с ними продольных и поперечных элементов схемы замещения. Чем более точно представлены схемы замещения отдельных элементов сети, таких как линии электропередачи, силовые трансформаторы, генераторы, реакторы и другие элементы, создающих потери ЭЭ, тем более точно будут распределены технические потери между элементами схемы замещения. Это означает, что более точно в схеме сети будут распределены составляющие стоимости услуг на передачу, связанные с компенсацией потерь ЭЭ.

Таким образом, чем более детально составлена схема сети, тем более точно можно произвести распределение в схеме сети потоков ЭЭ, потерь ЭЭ и соответствующих им стоимостных потоков. В зависимости от степени детализации отдельных подстанций в схеме сети, возможно приближенное распределение стоимости содержания между узлами схемы на основе укрупненных стоимостных показателей, определяемых условными единицами оборудования отдельных подстанций или линий электропередачи. Последнее обстоятельство позволяет упростить расчеты ЭСР.

3.4 Матричная запись уравнений для расчета стоимостных потоков

Формирование и решение системы уравнений для технико-экономической модели, описывающей ЭСР, целесообразно представить отдельно относительно потоков ЭЭ и потоков стоимости исходя из соображений наглядности. При этом будет показана взаимосвязь данных уравнений и высказаны соображения относительно возможности формирования единой системы уравнений, объединяющей оба описываемых процесса.

Предварительно следует отметить, что приоритет технологической подзадачи ЭСР выше, чем экономической, так как распределение стоимостных потоков определяется распределением потоков ЭЭ. Обратное утверждение корректным считать нельзя. Для расчета стоимостных потоков требуются расчетные сбалансированные потоки ЭЭ в ветвях W_{ij} и узлах W_i расчетной схемы, а также элементные стоимости услуг на передачу для узлов εC_i и для ветвей εC_{ij} расчетной схемы. На основе этой информации, используя системы уравнений (3.3), (3.4) и (3.5) можно получить потоковые стоимости для всех узлов расчетной схемы в виде вектора $C_{уз}$, а также

потокосые стоимости для каждой ветви. В связи с тем, что потокосые стоимости в начале и конце каждой ветви различаются на величину элементной стоимости ветви, рассчитывается два вектора C_B^H и C_B^K . Вектор C_B^H определяет потокосые стоимости в условных началах ветвей, а вектор C_B^K в условных концах ветвей. В блочно матричном виде запись системы линейных уравнений (3.3)-(3.5) для подзадачи стоимостного распределения будет выглядеть следующим образом

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}^H & \mathbf{S}^K & \mathbf{S}^{y3} \\ \mathbf{D}^H & \mathbf{D}^K & \mathbf{0} \\ \mathbf{F}^H & \mathbf{F}^K & \mathbf{F}^{y3} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{C}_B^H \\ \mathbf{C}_B^K \\ \mathbf{C}_{y3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_{y3} \\ \boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_B \\ \boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_{y3}^d \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

Верхняя часть системы линейных уравнений (3.10) относится к уравнениям стоимостных балансов для N узлов электрической сети (3.3). В правой части этой подсистемы присутствует вектор узловых элементных стоимостей услуг на передачу $\boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_{y3}$, определяемый значениями εC_i из системы (3.3). Средняя часть системы (3.10) относится к уравнениям стоимостных балансов для всех M ветвей электрической сети (3.4). В правой части средней подсистемы присутствует вектор элементных стоимостей услуг на передачу для ветвей $\boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_B$ расчетной модели. Матричные блоки $\mathbf{S}^H, \mathbf{S}^K, \mathbf{S}^{y3}, \mathbf{D}^H, \mathbf{D}^K$, заполнены единичными элементами, определяющими связность узлов и ветвей электрической сети в соответствии с уравнениями подсистем (3.3) и (3.4).

Нижняя подсистема уравнений определяет связь между значениями потокосых стоимостей в узлах и ветвях расчетной схемы на основе уравнений (3.5). Матричные блоки $\mathbf{F}^H, \mathbf{F}^K$ и \mathbf{F}^{y3} нижней подсистемы формируются на основе коэффициентов

$$f_{ij}^d = W_{ij} / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}. \quad (3.11)$$

Эти коэффициенты определяют долю ЭЭ, втекающей в ветвь ij , либо долю инъекции узла (нагрузка/генерация узла) относительно суммарной ЭЭ втекающей в узел i . В правой части подсистемы присутствует вектор $\boldsymbol{\varepsilon} \mathbf{C}_{y3}^d$, определяющий доли узловой стоимости по каждой ветви (инъекции)

вытекания в соответствии с (3.5). Число уравнений в нижней части равно числу ветвей в схеме сети. Таким образом, система линейных уравнений (3.10) является системой нормального вида. Число переменных неизвестных в ней соответствует числу уравнений и равно $2M + N$. Решение данной системы уравнений позволяет определить стоимостные потоки во всех узлах и ветвях расчетной схемы. Наибольший интерес представляют потоки стоимости в узлах отпуска ЭЭ из сети.

В связи с тем, что при расчете потоков стоимости требуются значения потоков ЭЭ на всех участках сети, решение задачи ЭР должно предшествовать решению задачи стоимостного распределения (3.10). Последнее означает, что рассматриваемая задача ЭСР решается в два этапа. На первом этапе решается задача ЭР [10-12], которая является нелинейной в связи с квадратичной зависимостью потерь ЭЭ от потоков ЭЭ. Поэтому технологическая подзадача ЭР решается итерационно. На втором этапе определяются потоки стоимости на всех элементах схемы путем решения линейной системы уравнений (3.10). В связи с указанными обстоятельствами, формирование объединенной системы уравнений для экономической и технологической подзадач ЭСР не целесообразно.

3.5 Модель энерго-стоимостного распределения для описания процесса передачи активной и реактивной энергии

Ранее отмечалось, что задача ЭСР рассматривалась только в отношении активных потоков электроэнергии (мощности) в связи с тем, что в действующей модели формирования ТПЭ в нашей стране отсутствует оплата реактивной электроэнергии. Отсутствие оплаты реактивной электроэнергии в действующей системе тарифообразования следует признать недостатком [83, 93, 94], который может быть устранен путем введения стоимости передачи реактивной ЭЭ, или надбавок (скидок) к ТПЭ. При таком подходе изначально требуется иметь режим активного и реактивного энергораспределения. Ранее в работах кафедры АЭС УГТУ-УПИ рассматривалась комплексная модель энергораспределения [73], предусматривающая расчет активного и реактивного энергораспределения в схеме электрической сети на основе измерений активных и реактивных потоков ЭЭ. При расчете реактивных потоков ЭЭ используются измерения приборов учета реактивной ЭЭ. В

соответствии с нормативными документами в электрических сетях осуществляется измерение активных и реактивных потоков ЭЭ, однако балансы ЭЭ составляются только в отношении активной ЭЭ. Современные микропроцессорные приборы учета ЭЭ позволяют измерять одновременно активную и реактивную ЭЭ. В основе комплексной задачи ЭР, так же как и комплексной задачи расчета установившегося режима, лежат уравнения балансов ЭЭ для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы, которые записываются раздельно по отношению к активной и по отношению к реактивной энергиям [73].

Используя индексы « p » и « q » для активной и реактивной энергии и обозначения, введенные в (3.1), уравнения балансов для активной и реактивной ЭЭ всех N узлов расчетной схемы можно записать в виде

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \omega_i} W_{ij}^p + W_i^p + \Delta W_i^p &= 0, & i = 1, 2, \dots, N, \\ \sum_{j \in \omega_i} W_{ij}^q + W_i^q + \Delta W_i^q &= 0, & i = 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (3.12)$$

По аналогии с (3.2) записываются уравнения балансов для активных и реактивных потоков ЭЭ для всех M ветвей расчетной схемы

$$\begin{aligned} W_{ij}^p + W_{ji}^p + \Delta W_{ij}^p &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M, \\ W_{ij}^q + W_{ji}^q + \Delta W_{ij}^q &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M. \end{aligned} \quad (3.13)$$

В [73] представлена методика расчета активных и реактивных потоков ЭЭ, а также соответствующих потерь ЭЭ для всех элементов расчетной схемы на основе методов оценивания состояния. Также как и для ранее рассмотренной задачи активного энерго-стоимостного распределения расчет стоимостных потоков в отношении передачи активной и реактивной ЭЭ осуществляется на базе расчетного комплексного энергораспределения и решение задачи комплексного ЭР должно предшествовать решению задачи комплексного распределения стоимостных потоков. С некоторыми допущениями комплексный режим энергораспределения можно заменить комплексным режимом потокораспределения [85], усредненным для рассматриваемого временного интервала.

При этом возникает новая, достаточно сложная, проблема, связанная с разделением полной стоимости услуг на передачу ЭЭ C_{Σ} из (3.3) на две составляющие. Первая составляющая определяет суммарную стоимость передачи активных потоков ЭЭ (мощности) C_{Σ}^p , а вторая определяет суммарную стоимость передачи реактивных потоков ЭЭ (мощности) C_{Σ}^q . С учетом того, что стоимость передачи определяется стоимостью содержания сети C_{Σ}^c и стоимостью потерь ЭЭ C_{Σ}^{Δ} необходимо предварительно разделить эти составляющие между активной и реактивной энергией, то есть получить $C_{\Sigma}^{c p}$ и $C_{\Sigma}^{c q}$ стоимости содержания, относящиеся к активной ЭЭ и к реактивной ЭЭ и стоимости потерь $C_{\Sigma}^{\Delta p}$ $C_{\Sigma}^{\Delta q}$ от активных и реактивных потоков ЭЭ. При разделении полной стоимости услуг на передачу ЭЭ C_{Σ} между активной и реактивной ЭЭ должно выполняться условие баланса стоимостных средств

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^c + C_{\Sigma}^{\Delta} = C_{\Sigma}^{c p} + C_{\Sigma}^{\Delta p} + C_{\Sigma}^{c q} + C_{\Sigma}^{\Delta q}. \quad (3.14)$$

В связи с единым режимом работы электрической сети и фактическим отсутствием платы за реактивную ЭЭ (мощность) со стороны потребителей целесообразно допустить, что стоимость содержания электрической сети полностью связана с передачей активной ЭЭ (мощности), а реактивная ЭЭ со стоимостью содержания никак не связана, то есть $C_{\Sigma}^{\Delta p} = 0$. Разделение финансовой ответственности за потери между активной и реактивной ЭЭ возможно и целесообразно [83, 93, 94]. Оно может быть осуществлено на основе известного выражения, связывающего потери активной мощности ΔP с передаваемыми через элемент сети с активным сопротивлением \square величинами активной P^2 и реактивной мощности Q^2

$$\Delta P = \frac{r \cdot (P^2 + Q^2)}{U^2} = \frac{r \cdot P^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi)}{U^2}. \quad (3.15)$$

Используя усредненное значение $tg \varphi$, доля нагрузочных потерь, связанных с передачей активной ЭЭ будет равна $1/(1 + tg^2 \varphi)$, а доля нагрузочных потерь, обусловленных передачей реактивной ЭЭ соответственно равна $tg \varphi / (1 + tg^2 \varphi)$. Таким образом получаем

$$C_{\Sigma}^{\Delta p} = \frac{C_{\Sigma}^{\Delta}}{1+tg^2\varphi}, \quad C_{\Sigma}^{\Delta q} = C_{\Sigma}^{\Delta} \cdot \frac{tg^2\varphi}{1+tg^2\varphi}. \quad (3.16)$$

После разделения C_{Σ} между активной и реактивной энергией (мощностью) снова возникает задача распределения суммарных стоимостей C_{Σ}^p и C_{Σ}^q между элементами схемы сети, то есть получения элементных стоимостей узлов и ветвей отдельно для активной и реактивной ЭЭ. При распределении всех составляющих C_{Σ}^p и C_{Σ}^q между узлами и ветвями схемы, то есть при получении элементных стоимостей для узлов и ветвей должно выполняться условие равенства всех элементных стоимостей суммарной НВВ сетевой организации C_{Σ}

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^{c p} + \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^{\Delta p} + \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^{c q} + \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^{\Delta q} = \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^p + \sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^q. \quad (3.17)$$

Принципы распределения суммарной НВВ между узлами и ветвями расчетной схемы были рассмотрены в разделе 2.4 и в данном разделе не обсуждаются.

На основе известных элементных стоимостей из (3.17) должны определяться стоимостные потоки для узлов отдельно по активной C_i^p и реактивной ЭЭ C_i^q и аналогично для ветвей C_{ij}^p и C_{ij}^q используя принцип каскадного переноса стоимости в направлении потоков активной и реактивной энергии соответственно. Данный принцип подробно обсуждался в разделе 2.5 настоящей работы. В отношении комплексной задачи энерго-стоимостного распределения используется принцип, что распределение потоков стоимости для передачи активной ЭЭ определяется только распределением активных потоков ЭЭ, а распределение потоков стоимости для передачи реактивной ЭЭ определяется только распределением реактивных потоков ЭЭ.

Кроме того, аналогично (3.3) можно записать выражения для стоимостных балансов узлов отдельно в отношении активного и реактивного распределения стоимостных потоков

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \omega_i} C_{ij}^p + C_i^p + \varepsilon C_i^p &= 0, & i = 1, 2, \dots, N, \\ \sum_{j \in \omega_i} C_{ij}^q + C_i^q + \varepsilon C_i^q &= 0, & i = 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Обозначение переменных в (3.18) аналогично уравнениям системы (3.3). По аналогии с (3.4) можно записать уравнения баланса стоимости для каждой ветви в отношении активного и реактивного стоимостного распределения потоков

$$\begin{aligned} C_{ij}^p + C_{ji}^p - \varepsilon C_{ij}^p &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M, \\ C_{ij}^q + C_{ji}^q - \varepsilon C_{ij}^q &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M. \end{aligned} \quad (3.19)$$

По аналогии с (3.5) потоковая стоимость C_{ij}^p и C_{ij}^q любой ветви вытекания, смежной узлу i , определяется выражением

$$\begin{aligned} C_{ij}^p &= \left(W_{ij}^p / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}^p \right) \cdot C_i^{p \text{ BT}}, & i = 1, 2, \dots, M, \\ C_{ij}^q &= \left(W_{ij}^q / \sum_{l \in \beta_i} W_{il}^q \right) \cdot C_i^{q \text{ BT}}, & i = 1, 2, \dots, M, \end{aligned} \quad (3.20)$$

где множество β_i определяет список ветвей вытекания ЭЭ из узла i .

Если ввести аналогичные обозначения для потоков активной и реактивной ЭЭ, то совмещенную систему уравнений для энерго-стоимостного распределения с отдельным учетом активных и реактивных потоков ЭЭ и потоков стоимости можно записать в блочно-матричном виде

$$\begin{pmatrix} S^H & S^H & S^K & S^K & S^{y3} & S^{y3} \\ S^H & S^H & S^K & S^K & S^{y3} & S^{y3} \\ D^H & D^H & D^K & D^K & 0 & 0 \\ D^H & D^H & D^K & D^K & 0 & 0 \\ F_p^H & F_q^H & F_p^K & F_q^K & F_p^{y3} & F_q^{y3} \\ F_p^H & F_q^H & F_p^K & F_q^K & F_p^{y3} & F_q^{y3} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} C_H^p \\ C_H^q \\ C_K^p \\ C_K^q \\ C_{y3}^p \\ C_{y3}^q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon C_{y3}^p \\ \varepsilon C_{y3}^q \\ \varepsilon C_B^p \\ \varepsilon C_B^q \\ \varepsilon C_{y3}^{dp} \\ \varepsilon C_{y3}^{dq} \end{pmatrix}. \quad (3.21)$$

Обозначение основных матричных блоков в СЛУ (3.21) соответствует СЛУ (3.10). Индекс «н» соответствует началу ветви, индекс «к» соответствует концу ветви, индекс «р» соответствует активному потоку ЭЭ и потоку стоимости, а индекс «q» соответствует реактивному потоку ЭЭ и потоку стоимости.

3.6 Особенности использования модели энерго-стоимостного распределения при наличии нескольких смежных сетевых организаций

Электросетевой комплекс страны и даже отдельного субъекта РФ состоит из большого числа электросетевых организаций. Как уже отмечалось, ведущая роль в электросетевом комплексе страны принадлежит ФСК ЕЭС, осуществляющей транспорт ЭЭ по сетям 220 кВ и выше. ФСК ЕЭС оказывает услуги по транспорту ЭЭ на основе двухставочных тарифов, утверждаемых федеральным регулирующим органом. Часть своей выручки ФСК ЕЭС получает непосредственно от крупных потребителей, имеющих прямые связи с подстанциями ФСК ЕЭС и прямые договоры, однако основной объем выручки образуют нижестоящие ЭСО.

Большой объем услуг по распределению ЭЭ в каждом субъекте РФ оказывается соответствующей региональной сетевой компанией, которая часть своей выручки выплачивает в пользу ФСК ЕЭС за переданные в свои сети объемы ЭЭ. Обычно РСК является держателем котла в своем регионе и получает большой объем средств за услуги по распределению ЭЭ от потребителей. В свою очередь РСК часть ЭЭ передает в нижестоящие сети смежных ТСО на основе индивидуальных тарифов, утверждаемых региональным регулирующим органом.

Число ТСО, оказывающих услуги по распределению ЭЭ в рамках одного субъекта РФ может достигать нескольких десятков. Так в Свердловской области в течение 2015-2018 гг. число организаций, защитивших в РЭК Свердловской области ТПЭ снизилось со 128 в 2015 г. до 54 в 2018 г. Уральский федеральный университет также все эти годы обладал статусом ТСО и получал средства за передачу ЭЭ потребителям Кировского района г. Екатеринбурга.

Таким образом, в процесс транспорта и распределения ЭЭ вовлечено большое число сетевых организаций, оказывающих друг другу услуги на передачу ЭЭ. При этом, между смежными ТСО возникают границы коммерческого учета ЭЭ, на которых устанавливаются средства учета ЭЭ и на основе их показаний производятся финансовые взаиморасчеты по индивидуальным ТПЭ. Эти индивидуальные ТПЭ ежегодно рассчитываются, утверждаются и публикуются РО в виде ставки за переданный кВт·ч ЭЭ.

Расчет индивидуальных ТПЭ между смежными ТСО производится на основе стоимостного баланса котловой модели тарифообразования. Каждая ТСО за услуги на передачу ЭЭ в течение финансового года должна получить объем средств равный рассчитанной и утвержденной РО необходимой валовой выручке $C_{\Sigma\text{рас}}^i$, при условии, что значимые прогнозные показатели процесса электроснабжения отличаются от своих прогнозных значений, участвовавших в расчете НВВ незначительно.

Фактический объем финансовых средств, получаемых ТСО за услуги по передаче определяется едиными котловыми тарифами $C_{\Sigma\text{котл}}^i$, и разница должна ликвидироваться за счет оплаты транзитных потоков ЭЭ $W_{\text{тр}}^i$ между смежными ТСО. Если допустить, что i -ая ТСО имеет один смежный с соседними ТСО транзитный переток ЭЭ $W_{\text{тр}}^i$, то индивидуальный тариф для взаиморасчетов между смежными ТСО за услуги на передачу ЭЭ по данному транзиту определяется на основе выражения

$$T_{\text{инд}}^i = \frac{C_{\Sigma\text{рас}}^i - C_{\Sigma\text{котл}}^i}{W_{\text{тр}}^i}. \quad (3.22)$$

Соотношение между $C_{\Sigma\text{рас}}^i$ и $C_{\Sigma\text{котл}}^i$ достаточно сложно спрогнозировать, так как при расчете НВВ каждой ТСО учитывается достаточно большое число слабо прогнозируемых факторов. При таком, упрощенно описанном, подходе может возникнуть парадоксальная с экономической точки зрения ситуация, когда числитель выражения (3.22) будет отрицательным и индивидуальный тариф на передачу ЭЭ между смежными ТСО тоже будет отрицательным. Последнее означает, что получатель услуги ее не оплачивает, а наоборот, получает деньги за пользование услугой.

Предварительный анализ разрабатываемой модели энергостоймостного распределения показывает, что в рамках ее использования подобная парадоксальная ситуация невозможна в связи с тем, что описываемая модель при формировании стоимости услуг на передачу учитывает технологический процесс передачи ЭЭ в схеме сети. По этой причине результаты расчета потоков стоимости и узловых тарифов, полученных по модели ЭСР, можно рассматривать в качестве эталонных оценок для формирования тарифных моделей услуг на передачу ЭЭ.

Далее описываются особенности применения разрабатываемой модели ЭСР для описания процесса транспорта и распределения ЭЭ и стоимости ее передачи в условиях существования множества смежных ЭСО. Для этого необходимо, прежде всего, иметь схему замещения всей электрической сети и режим ее работы, описывающий распределение потоков ЭЭ (мощности) за расчетный отрезок времени. Как правило, такие расчетные модели имеются в каждом субъекте РФ в филиалах Системного Оператора, а также разрабатываются в рамках схем и программ развития электроэнергетики соответствующего субъекта. Расчетная модель сети должна быть разбита на районы в соответствии с границами балансовой принадлежности различных сетевых организаций. Таким образом, каждый район расчетной модели связан с конкретной ЭСО. Обменные потоки ЭЭ (мощности) являются расчетными значениями, полученными на основе расчета режимов (энерго)потокораспределения.

Экономическая информация для каждой ЭСО определяется необходимой валовой выручкой. НВВ распределяется между элементами схемы электрической сети соответствующей ЭСО в соответствии с методикой, которая была описана в разделе 2.3. Таким образом, общий подход к формированию исходных данных для описываемой модели ничем не отличается от ранее изложенного.

Далее возможны два варианта решения рассматриваемой задачи. В первом варианте вводится полный набор исходных данных для всех ЭСО рассматриваемой модели. При этом решается задача распределения затрат на передачу ЭЭ между всеми нагрузочными узлами сразу для всех ЭСО, включенных в расчетную модель. В такой постановке отдача ЭЭ из сети осуществляется только через узлы нагрузки, а передача ЭЭ из одних сетей в другие осуществляется через пограничные элементы, в которых установлены

средства коммерческого учета ЭЭ. Осуществив расчет стоимостных потоков на основе потоков ЭЭ легко получить стоимость передачи ЭЭ из одной ЭСО в другую через пограничные элементы и рассчитать индивидуальный тариф для взаиморасчетов между смежными ЭСО. При этом предполагается, что для каждого потребителя будет определен собственный тариф на передачу ЭЭ, соответствующий себестоимости его электроснабжения. Значения потоковой стоимости услуг на передачу ЭЭ в граничных точках энергообмена между ЭСО, полученные в процессе решения задачи ЭСР является обоснованными значениями стоимости услуг на передачу ЭЭ для осуществления финансовых взаиморасчетов между смежными сетевыми организациями. Расчетный тариф на передачу ЭЭ в одноставочном выражении рассчитывается на основе (2.13). Чем ближе значение данного расчетного тарифа к значению индивидуального тарифа, утверждаемого РО, тем больше соответствие между рассматриваемой технико-экономической моделью и моделью, используемой РО.

Второй вариант решения задачи предусматривает расчет и распределение стоимости услуг на передачу ЭЭ между узлами отпуска электроэнергии в рамках одной рассматриваемой ЭСО. Для остальных смежных сетевых организаций в пограничных элементах вводится стоимость обменных перетоков ЭЭ путем указания индивидуальных тарифов на передачу ЭЭ. Таким образом, в пограничных узлах, которые ассоциируются с граничными точками энергообмена смежных ЭСО, появляются узловые стоимости услуг на передачу ЭЭ. В отличие от искомым узловых стоимостей в нагрузочных узлах, узловые стоимости в пограничных узлах энергообмена являются известными и выступают в качестве исходных данных рассматриваемой задачи. Значения узловых стоимостей в пограничных узлах энергообмена $C_j^{\text{гран}}$ определяются путем умножения индивидуального тарифа на передачу ЭЭ $T_{\text{инд } j}^i$ на величину перетока ЭЭ $W_j^{\text{гран}}$ для рассматриваемого отрезка времени

$$C_j^{\text{гран}} = T_{\text{инд } j}^i \cdot W_j^{\text{гран}}. \quad (3.23)$$

Для пограничных узлов, по которым осуществляется прием ЭЭ в сеть рассматриваемой ЭСО, узловая стоимость определяет плату ЭСО в адрес смежных сетевых компаний за услуги по передаче ЭЭ. Для пограничных

узлов отдачи ЭЭ узловая стоимость определяет плату в адрес рассматриваемой ЭСО от смежных компаний. При этом из расчетной модели можно удалить все узлы и ветви, которые не относятся к рассматриваемой ТСО. Если пограничный узел j является подстанцией рассматриваемой ЭСО, то узловая стоимость (3.23) добавляется к элементной стоимости узла j . Если узел j не связан с подстанцией рассматриваемой ЭСО и моделирует точку границы раздела балансовой принадлежности, то узловая стоимость (3.23) становится равной элементной стоимости узла j . Дальнейшее распределение элементных стоимостей между узлами отдачи ЭЭ производится полностью в соответствии с описанной в настоящем разделе методикой ЭСР.

3.7 Выводы по главе 3

1. Предложена система алгебраических уравнений, которая связывает стоимость услуг по передаче электроэнергии с потоками электрической энергии на всех участках сети на основе идеи адресного и апостериорного анализа энергораспределения.

2. Математическую основу модели энерго-стоимостного распределения образует система балансовых уравнений, которые определяют, что нулю равна сумма втекающих и вытекающих потоков электроэнергии и потоков стоимости для каждого узла и для каждой ветви расчетной схемы.

3. Расчет потоков стоимости в схеме сети позволяет получить оценки узловых тарифов на передачу, пропорциональных затратам сетевой организации, и получить коэффициенты относительной узловой рентабельности услуг на передачу на основе сравнения узловых и единых (котловых) тарифов на передачу.

4. Сформулированы требования к формированию расчетной модели электрической сети для выполнения расчетов энерго-стоимостного распределения.

5. Сформулирована комплексная постановка задачи энерго-стоимостного распределения, предполагающая расчет потоков активной и реактивной энергии, и соответствующих им потоков стоимости за передачу активной и реактивной энергии/мощности.

6. Сформулированы особенности использования модели энерго-стоимостного распределения для технико-экономического анализа процесса

передачи электрической энергии при наличии нескольких смежных сетевых организаций, что особенно интересно для обоснования стоимости транзитных потоков между сетевыми организациями.

7. Предложенная модель энерго-стоимостного распределения может применяться для совершенствования тарифных моделей передачи электрической энергии и решения большого числа технико-экономических задач в области электроэнергетических систем. Она интересна, прежде всего, электросетевым организациям для расчета удельной стоимости передачи электроэнергии (узловых тарифов на передачу) и оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса на различных участках сети и в различных режимах работы.

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГО-СТОИМОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной главе производится краткое описание программного комплекса «Balance5» и результатов расчета и анализа с его помощью энерго-стоимостного распределения фрагмента сети «Свердловэнерго». Приведены методики использования модели энерго-стоимостного распределения для разделения ответственности за коммерческие и технические потери электроэнергии. На основе методики предлагаются практические рекомендации по введению системы надбавок и скидок к тарифам на передачу в виде поправочных коэффициентов за форму графика электропотребления, за коэффициент мощности и за изменение объема электропотребления. Заключительный раздел главы связан с вопросами тарифообразования в рамках технологического присоединения новой нагрузки. Обосновывается использование принципа равенства относительных приростов потерь в вопросах технологического присоединения. Кратко характеризуется действующее нормативное регулирование при расчете платы за технологические присоединение. Обсуждается использование модели энерго-стоимостного распределения при обосновании платы за технологические присоединение. Большинство разделов сопровождается расчетными примерами на общей схеме из семи узлов.

4.1 Алгоритмизация модели энерго-стоимостного распределения в виде программного комплекса «Balance5»

Для выполнения расчетов ЭСР для реальных ЭСО была разработана альфа версия программного комплекса «Balance» пятой модификации, с названием «Balance5». Предшествующие версии ПК «Balance» были ориентированы на расчеты энергораспределения в схеме электрической сети [10, 11]. Основная область их применения связана с расчетами потоков и потерь электрической энергии [12, 70, 71]. В результате расчета ЭР определяется структура потерь электроэнергии по классам номинальных напряжений и районам электрической сети с разделением потерь на технические и коммерческие. В отличие от аналогичных программных

комплексов ПК «Balance» позволяет более адекватно учитывать схемно-режимное многообразие при расчете потерь в ЭЭС. Учет режимного многообразия при расчете потерь ЭЭ обеспечивается за счет учета дисперсионных составляющих потерь [12]. Схемное многообразие учитывается за счет использования максимальной топологии электрической сети для расчетного интервала времени. При этом дополнительно необходимо ввести информацию о времени нахождения узлов и ветвей в отключенном состоянии, что в значительной степени повышает точность расчета потерь ЭЭ на отдельных элементах схемы замещения и в целом по всей сети [12].

ПК «Balance5» включает следующие, ранее разработанные функциональные модули, не связанные с темой настоящей работы, которые позволяют производить расчеты энергораспределения в схеме электрической сети:

1. Ввод информации о схеме электрической сети в виде таблицы по узлам и таблицы по ветвям. Данный модуль позволяет формировать схему замещения электрической сети. Вводимая информация по своей структуре и сути достаточно близка к информации, вводимой в программы расчета установившихся режимов. В связи с этим предусмотрен импорт данных по узлам и ветвям из расчетных моделей (схем) ПК «Rastr».

2. Ввод информации о измерениях активной и реактивной ЭЭ для расчетного интервала времени. Дополнительно к измерениям ЭЭ вводятся классы точности компонентов измерительного комплекса ЭЭ, которые определяют весовые коэффициенты при соответствующих измерениях, при поиске расчетных потоков ЭЭ в рамках процедуры оценивания состояния. Расчет энергораспределения может осуществляться как для активных, так и для реактивных потоков и потерь ЭЭ. При отсутствии (недостатке) измерений реактивной энергии расчет ЭР возможен только для активных потоков при значительных допущениях.

3. Блок анализа наблюдаемости энергораспределения [75-77]. Позволяет выявить участки сети с отсутствием наблюдаемости ЭР для дооснащения их дополнительными измерениями или псевдоизмерениями. Анализ наблюдаемости осуществляется как для активного, так и для реактивного энергораспределения.

4. Блок расчета энергораспределения на основе минимизации взвешенной суммы квадратов отклонений между измеренными и расчетными потоками ЭЭ. Это наиболее сложный и наукоемкий модуль, являющийся основным расчетный блоком программы. На основе итерационного расчета определяются потоки и потери ЭЭ на всех участках сети, соответствующие балансовым уравнениям (3.1)-(3.2). При вычислении потерь ЭЭ каждого элемента схемы учитывается степени информационной обеспеченности расчетов.

5. Блок анализа результатов позволяет производить анализ структуры потерь и осуществлять локализацию коммерческих потерь ЭЭ [72], анализировать (не)балансы ЭЭ в узлах, ветвях и фрагментах сети. Производить анализ остатков оценивания и осуществлять оценку достоверности измерений [78-81]. Последнее особенно эффективно при выполнении серийных расчетов ЭР для последовательных отрезков времени.

В дополнение к традиционным функциональным блокам задачи ЭР в ПК «Balance5» были включены следующие новые функции, обеспечивающие расчет потоков стоимости в схеме сети на основе модели ЭСР. К этим блокам можно отнести:

1. Блок ввода элементных стоимостей для узлов и ветвей электрической сети. Данный блок позволяет ввести данные об элементной стоимости узла (подстанции) и ветви (линии электропередачи) непосредственно в рублевом эквиваленте. Стоимость содержания элемента сети и стоимость потерь ЭЭ для данного элемента заносится суммарно.

2. Блок расчета потоковых стоимостей для всех элементов схемы сети. Данный блок позволяет рассчитать сбалансированные потоковые стоимости в схеме сети на основе решения СЛУ (3.10) используя ранее полученные результаты расчета ЭР для этой схемы. Дополнительно производится расчет узловых тарифов на передачу ЭЭ для всех узлов и ветвей схемы сети на основе расчетных значений потоков стоимости и потоков ЭЭ, используя выражение (2.13) [67, 92, 95].

Таким образом, новая версия ПК на базе расчетного ЭР осуществляет расчет потоков стоимости и узловых ТПЭ. Дополнительные исходные данные, вводимые для ЭСР связаны только с элементными стоимостями для узлов и ветвей расчетной схемы.

4.2 Анализ результатов расчетов энерго-стоимостного распределения в схеме Сысертского РЭС Свердловэнерго

Для анализа разработанной технико-экономической модели передачи электрической энергии в сетях энергосистем были проведены расчёты энерго-стоимостного распределения и узловых ТПЭ на примере Сысертского РЭС филиала «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» [96]. Расчёты были проведёны на базе ПК «Balance5» по данным 2015 года. Схема Сысертского РЭС представлена в Приложении В. С учетом внешних эквивалентов она представлена 154 связями и 123 узлами, включая силовые трансформаторы и шины среднего и низкого напряжения. Нагрузка потребителей была приведена к шинам 6-10 и 35 кВ понизительных подстанций. На основе схемы сети и показаний приборов учета ЭЭ были рассчитаны режимы активного ЭР с использованием ПК «Balance5».

Элементные стоимости, связанные с потерями ЭЭ, для узлов и ветвей расчетной схемы были рассчитаны с учетом технических потерь ЭЭ каждого элемента расчетной схемы. Элементные стоимости, связанные с содержанием электрической сети, были посчитаны пропорционально условным единицам оборудования. Стоимость содержания одной условной единицы оборудования согласно отчетным данным МРСК Урала в филиале «Свердловэнерго» составила 20,52 т.руб. В результате были определены итоговые элементные стоимости и произведен расчет ЭСР.

В таблице 4.1 представлены расчетные узловые ТПЭ и котловые ТПЭ для узлов расчетной модели, соответствующих тарифному напряжению ВН (110 кВ) согласно Постановлению РЭК Свердловской области [51].

Таблица 4.1. Тарифы на передачу ЭЭ для уровня напряжения ВН.

Подстанция	1 полугодие		2 полугодие		Котловой ТПЭ, руб./ кВт·ч	
	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./ кВт·ч	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./ кВт·ч	I полугодие	II полугодие
Родионовск 2С	11 376 845	0,377	11 179 895	0,382	0,354	0,403
Походилово 2С	2 629 412	0,559	2 611 553	0,559	0,354	0,403
Родионовск 1С	2 681 699	0,937	3 018 825	0,886	0,354	0,403
Колыткино	112 654 153	0,294	111 009 355	0,292	0,354	0,403
Малахит	54 591 277	0,295	51 650 479	0,295	0,354	0,403
отп. Шпагатная	36 557 777	0,150	20 278 134	0,470	0,354	0,403

Расчетные узловые ТПЭ получены путем деления стоимостных потоков на потоки ЭЭ, в соответствии с (2.13). Граница раздела балансовой принадлежности данных подстанций относится к 110 кВ и котловой ТПЭ также относится к высокому напряжению. В правой колонке представлены одноставочные котловые ТПЭ для ВН за 1 и 2 полугодие 2015 г. Из таблицы 4.1 следует, что узловые ТПЭ близки к котловым. Для трех ПС узловые тарифы выше котловых, а для трех ПС ниже.

Наиболее значимым фактором, оказывающим влияние на узловые ТПЭ, является загрузка ПС, определяемая объемом полезно отпускаемой энергии с данной ПС. Чем выше загрузка ПС, тем ниже расчетный ТПЭ, так как передача каждого кВт·ч электроэнергии становится дешевле.

В таблице 4.2 представлены узловые ТПЭ для двух полугодий 2015 г. и котловые ТПЭ для узлов расчетной модели, соответствующих тарифному напряжению СН1 (35 кВ). Котловые одноставочные тарифы на данном классе напряжения практически в два раза выше, чем на ВН. Для шин 35 кВ Шпагатная Т2 и Свобода Т1 расчетный узловой ТПЭ выше котлового, а для шин Шпагатная Т1 и Ключи Т2 ниже котлового.

Можно заметить, что основным фактором, влияющим на значение расчетного узлового ТПЭ, также является объем полезного отпуска. Так на подстанции Шпагатная нагрузка Т1 примерно в 40 раз выше чем Т2, при этом расчетный ТПЭ для Т1 меньше чем у Т2 примерно в 10 раз. При очень слабой нагрузке трансформатора Свобода Т1 расчетный ТПЭ выше котлового практически в 50 раз.

Таблица 4.2. Тарифы на передачу для уровня напряжения СН1.

Подстанция	1 полугодие		2 полугодие		Котловой ТПЭ, руб./ кВт·ч	
	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./кВт·ч	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./ кВт·ч	I полуго дие	II полуго дие
Шпагатная Т2	182 381	4,448	372 401	2,283	0,896	1,046
Свобода Т1	3 174	41,799	2 673	49,523	0,896	1,046
Шпагатная Т1	11 628 495	0,261	10 571 524	0,272	0,896	1,046
Ключи Т2	16 059 328	0,437	14 208 218	0,452	0,896	1,046

В таблице 4.3 представлены расчетные узловые ТПЭ для двух полугодий 2015 г. и котловые ТПЭ для узлов расчетной модели, соответствующих тарифному напряжению СН2 (6-10 кВ). Котловые одноставочные тарифы на данном классе напряжения примерно на 0,52 руб.

выше чем на классе напряжения СН1. Практически по всем секциям 6-10 кВ кроме Терсутская Т1 и Сидельниково Т1 расчетные ТПЭ ниже котлового значения. Для второго полугодия среднее значение расчетного ТПЭ по всем секциям составило 0,904 руб./кВт·ч при значении утвержденного РЭК котлового тарифа на уровне 1,606 руб./кВт·ч. В связи с тем, вариация степени загрузки трансформаторов секций СН2 существенно меньше, чем для секций ВН и СН1, расчетные ТПЭ на данном классе напряжения также имеют меньшую вариативность. Секции 6-10 кВ расположены в порядке увеличения полезно отпускаемой ЭЭ. Из таблицы 4.3 следует, что узловые ТПЭ уменьшаются с увеличением полезного отпуска ЭЭ с шин подстанций, но эта зависимость не носит обратно-пропорциональный характер в чистом виде (коэффициент корреляции для первого полугодия равняется -0,762).

Таблица 4.3. Тарифы на передачу для уровня напряжения СН2.

Подстанция	1 полугодие		2 полугодие		Котловой тариф	
	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./кВт·ч	W, кВт·ч	Узловой ТПЭ, руб./кВт·ч	I полугодие	II полугодие
Терсутская Т1	1 954 427	2,022	1 918 576	2,052	1,383	1,606
Седельник. Т1	2 976 491	1,568	3 270 137	1,413	1,383	1,606
В.Сысерть Т1	4 436 373	1,105	4 362 832	1,122	1,383	1,606
В.Сысерть Т2	8 304 863	0,910	7 770 659	1,310	1,383	1,606
Патруши Т2	12 994 428	0,479	9 933 113	0,609	1,383	1,606
Гидромаш Т1	14 252 038	1,001	14 427 687	1,011	1,383	1,606
Ключи Т1	15 294 627	0,878	17 041 274	0,818	1,383	1,606
Кадников. Т1	15 338 096	0,548	15 412 864	0,544	1,383	1,606
Кадников. Т2	18 348 653	0,522	18 199 470	0,519	1,383	1,606
Свобода Т1	19 363 407	0,662	20 862 588	0,644	1,383	1,606
Шпагатная Т2	24 490 972	0,462	23 842 470	0,473	1,383	1,606
Ключи Т2	24 537 731	0,649	21 587 064	0,694	1,383	1,606
Сысерть Т1	24 587 430	0,960	22 186 412	1,011	1,383	1,606
Шпагатная Т1	26 013 020	0,402	22 209 166	0,441	1,383	1,606

Последнее объясняется тем, что итоговое значение узлового ТПЭ зависит не только от нагрузки и элементной стоимости понижающего трансформатора, который является последним элементом на пути протекания ЭЭ от источника до потребителя, но и от большого числа предшествующих элементов схемы сети, участвующих в снабжении конечного потребителя.

В целом можно заключить, что численные значения расчетных ТПЭ, полученные по обсуждаемой методике, соответствуют уровню котловых ТПЭ, утверждаемых РЭК свердловской области.

В таблице 4.4. представлены коэффициенты относительной узловой рентабельности (раздел 3.2 работы) для шин 6-10 кВ при котловом тарифе 1,606 руб./кВт·ч для Сысертского РЭС.

Таблица 4.4 Коэффициенты относительной узловой рентабельности для уровня напряжения СН2 Сысертского РЭС.

Название ПС	Узловой тариф, руб./кВт·ч	Узлов. рентаб-ть, %	Название ПС	Узловой тариф, руб./кВт·ч	Узлов. рентаб-ть, %
Терсутская Т1	2,022	-20,6	Кадниковск Т1	0,548	193,1
Седельник Т1	1,568	2,4	Кадниковск Т2	0,522	207,6
В.Сысерть Т1	1,105	45,3	Свобода Т1	0,662	142,6
В.Сысерть Т2	0,910	76,5	Шпагатная Т2	0,462	247,6
Патруши Т2	0,479	235,3	Ключи Т2	0,649	147,4
Гидромаш Т1	1,001	60,4	Сысерть Т1	0,960	67,3
Ключи Т1	0,878	82,9	Шпагатная Т1	0,402	299,5

Большинство шин 6-10 кВ обеспечивает положительную рентабельность передачи ЭЭ.

4.3 Выявление финансового ущерба электросетевым организациям от хищений и/или недоучета электрической энергии потребителями

В отечественной литературе большое внимание уделено коммерческим потерям ЭЭ, которые имеют второе более благозвучное название «нетехнические потери» [97-102]. Традиционно, коммерческие потери ассоциируются с бездоговорным и безучетным потреблением ЭЭ, а также с недоучетом ЭЭ по различным причинам, в том числе и метрологического характера. Известно, что коммерческие потери ЭЭ приносят непосредственные убытки ЭСО и являются одним из основных рисков в области оказания услуг на передачу ЭЭ [97, 99]. Следует отметить, что хищения и/или недоучет ЭЭ потребителями связан с двумя составляющими экономического ущерба.

Первая составляющая связана с недополучением финансовой выручки ЭСО от услуг на передачу ЭЭ в связи с занижением учетных коммерческих показателей, определяющих оплату услуги на передачу ЭЭ. Для счетчиков коммерческого учета, фиксирующих отдаваемую из сети ЭСО электроэнергию, занижение (недоучет) ЭЭ приводит к снижению финансовой выручки. Данная ситуация является наиболее типичной, так как

недоучет ЭЭ обычно возникает на границах между ЭСО и потребителем. Обратная ситуация возможна для счетчиков, фиксирующих поступающую в сеть ЭСО электроэнергию, когда недоучет ЭЭ приводит к увеличению финансовой выручки ЭСО. При этом уменьшается плата за передачу ЭЭ в адрес питающей (смежной) ЭСО, но такая ситуация менее типична, поэтому в дальнейшем основные рассуждения касаются счетчиков ЭЭ, установленных между потребителем и питающей его ЭСО. Чем ниже класс номинального напряжения, тем выше одноставочный ТПЭ и тем больше будет недополучение финансовых средств за передачу ЭЭ. В этой связи наибольшую обеспокоенность вызывают хищения ЭЭ на уровне 0,4 кВ, так как ТПЭ для уровня НН наиболее высокий. Для Свердловской области на уровне 2017 г. в отношении юридических лиц котловой одноставочный ТПЭ с учетом НДС составляет 3,726 руб./кВт·ч. Данная цифра является усредненной по всем ЭСО свердловской области и для отдельных организаций может быть в несколько раз выше, так как индивидуальные ТПЭ многих ЭСО существенно выше котловых.

Вторая составляющая финансового ущерба связана с увеличением платы ЭСО за потери ЭЭ, так как хищения и/или недоучет ЭЭ потребителями приводит к увеличению фактических потерь ЭЭ. ЭСО оплачивает фактические потери ЭЭ, а в рамках ТПЭ получает средства за нормативные потери ЭЭ. Таким образом, любое увеличение фактических потерь ЭЭ приводит к возникновению финансового ущерба для ЭСО. Данный вопрос достаточно подробно рассмотрен в разделе 1.2 настоящей работы. Тариф на компенсацию потерь ЭЭ одинаков для всех классов напряжения и на уровне 2017 г. для Свердловской области составлял 1,89 руб./кВтч. Именно вторая составляющая ущерба, связанная с увеличением коммерческой составляющей потерь ЭЭ, послужила основанием для использования термина «коммерческие потери электроэнергии», которые ассоциируются, прежде всего, с бездоговорным и безучетным потреблением электроэнергии и под коммерческими потерями ЭЭ обычно понимаются все финансовые потери ЭСО. В связи с этим хотелось бы подчеркнуть не совсем адекватное использование данного термина, так как составляющая финансового ущерба связанная с увеличением потерь ЭЭ может быть меньше составляющей, связанной с занижением показателей, определяющих плату за передачу ЭЭ. Для свердловской области на уровне 2017 г. с учетом котловых ТПЭ для 0,4

кВ суммарный финансовый ущерб от занижения полезного отпуска ЭЭ на один киловатт-час составляет 5,61 руб./кВт·ч. Для конкретного ЭСО данное значение может быть существенно выше, если индивидуальные ТПЭ для этого ЭСО больше чем котловые.

Ранее неоднократно отмечалось, что техническую основу задачи ЭСР образует модель (задача) энергораспределения [10]. В [72] была показана возможность разделения суммарных отчетных потерь в схеме сети на технические и коммерческие путем решения задачи ЭР. Было доказано, что при достаточной степени информационной избыточности расчетные потоки ЭЭ имеют меньшую погрешность по сравнению с измерениями. Остатки оценивания задачи ЭР, то есть разность между расчетным и измеренным потоком ЭЭ на границе балансового раздела между ЭСО и потребителем, дает оценку погрешности измерения ЭЭ для i -го измерительного комплекса ЭЭ

$$\Delta W_i^п = W_i^изм - W_i^рас. \quad (4.1)$$

Эту погрешность можно использовать в качестве оценки недоучета ЭЭ для i -го пограничного измерения. Известно, что суммарные коммерческие потери ЭСО равны разнице между фактическими $\Delta W^факт$ и техническими $\Delta W^техн$ потерями

$$\Delta W^ком = \Delta W^факт - \Delta W^тех. \quad (4.2)$$

По определению фактические потери ЭЭ равны сумме измеренных потоков ЭЭ на границе ЭСО, а технические потери равны сумме расчетных потоков ЭЭ, следовательно, коммерческие потери равны сумме остатков оценивания граничных измерений:

$$\Delta W^ком = \sum_{i \in \mu} W_i^изм - \sum_{i \in \mu} W_i^рас = \sum_{i \in \mu} (W_i^изм - W_i^рас), \quad (4.3)$$

где μ - множество всех измерительных комплексов, расположенных на границах ЭСО и участвующих в составлении ее энергоданса. Финансовые потери, связанные с недоучетом ЭЭ на границе раздела балансовой принадлежности, определяются снижением финансовых поступлений от услуги на передачу ЭЭ по единому (котловому) тарифу T_{Ui} и увеличением

оплаты ЭСО дополнительных потерь ЭЭ по тарифу на компенсацию потерь $T_{\Delta W}$

$$\Delta C_{\Sigma}^{\text{фин}} = \sum_{i \in \mu} (T_{Ui} - T_{\Delta W}) \cdot (W_i^{\text{изм}} - W_i^{\text{рас}}). \quad (4.4)$$

На рисунке 4.1 а) представлен ранее рассматриваемый в разделе 3.1 работы фрагмент электрической сети.

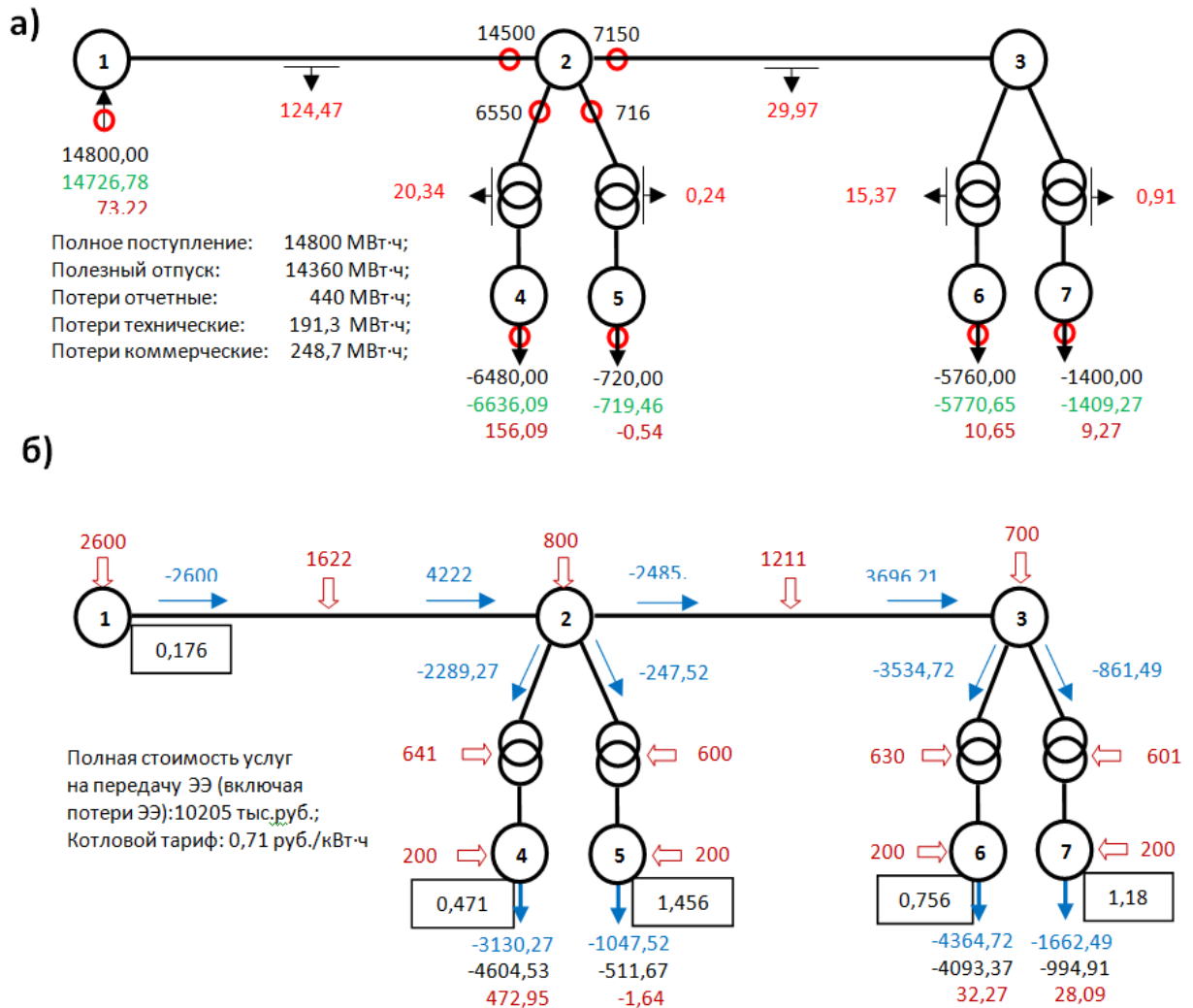


Рисунок 4.1. Распределение на схеме электрической сети:

- а) измерений \circ , расчетных потоков \longrightarrow и потерь ∇ ЭЭ (МВт·ч);
- б) элементных стоимостей \Downarrow , потоковых стоимостей \longrightarrow .

Кружками изображены места установки приборов учета и рядом с ними сами измерения ЭЭ в МВт·ч. Для граничных счетчиков, фиксирующих поступление ЭЭ в сеть (узел 1) и отпуск ЭЭ из сети (узлы 4,5,6,7) в дополнение к измерениям ЭЭ указаны расчетные значения ЭЭ, полученные

по сбалансированной модели ЭР. Верхняя цифра (черная) относится к измерению, средняя цифра (зеленая) соответствует расчетному значению потока ЭЭ, а нижняя цифра (красная) является разницей между измеренным и расчетным потоком ЭЭ. В соответствии с (4.1) разность между измеренным и расчетным значением ЭЭ является недоучетом ЭЭ, создающим финансовый ущерб для ЭСО в соответствующей точке сети. В таблице 4.5 представлены укрупненные показатели энергетического баланса для рассматриваемого примера.

Таблица 4.5. Укрупненные показатели энергетического баланса.

Показатель баланса ЭЭ	По измерениям, МВт·ч	По расчету, МВт·ч
Полное поступление в сеть	14800	14726,78
Полезный отпуск	14360	14535,48
Потери в сети	440	191,3
Потери технические		191,3
Потери коммерческие		248,7

Поступление, полезный отпуск и потери в сети по измерениям отличаются от аналогичных показателей баланса по расчетному энергораспределению в связи с наличием погрешностей у измерительных комплексов ЭЭ. Расчетные потери в рамках ЭР являются чисто техническими, а измеренные потери содержат техническую и коммерческую составляющие. Суммарные коммерческие потери (суммарный недоучет ЭЭ) равен разнице между фактическими и техническими потерями, то есть 248,7 МВт·ч. Суммарные коммерческие потери распределены между пограничными точками учета ЭЭ на основе расчетного энергораспределения с учетом имеющейся в сети избыточности измерений.

Полная стоимость услуг на передачу для рассматриваемой сети составила 10205 тыс.руб. Соотношение стоимости потерь ЭЭ и стоимости содержания составляет 10 % на 90 %, то есть стоимость потерь составила 1020,5 тыс.руб., а стоимость содержания 9184,5 тыс.руб. При этом тариф на компенсацию потерь для ЭСО составляет 2,32 руб./кВт·ч.

На рисунке 4.1 б) представлено распределение на схеме сети элементных стоимостей (красный цвет), стоимостных потоков (синий цвет), а также узловых тарифов на передачу ЭЭ (внутри прямоугольников). Котловой (средний) ТПЭ равен отношению полной стоимости услуг на передачу 10205

тыс.руб. к полному полезному отпуску 14360 МВт·ч, то есть 0,7106 руб./кВт·ч. Кроме того, для каждого нагрузочного узла представлены стоимости услуг на передачу по котловому ТПЭ, значения которых представлены черным цветом под стоимостными потоками. В узле 4 узловой тариф ниже котлового, поэтому расчетный поток стоимости меньше, чем котловой. В узлах 5, 6, 7 узловой тариф выше, чем котловой, поэтому расчетные стоимостные потоки модели ЭСР больше котловых. Красным цветом (нижние значения) для каждого нагрузочного узла представлены значения финансового ущерба для ЭСО от занижения полезного отпуска ЭЭ. Стоимость каждого недоучтенного киловатт-часа равна 3,03 руб./кВт·ч и включает стоимость потерь ЭЭ (2,32 руб./кВт·ч) и стоимость котлового ТПЭ (0,71 руб./кВт·ч). Таким образом, это наиболее дорогая ЭЭ для ЭСО.

Интересно отметить, что нагрузочный узел 4 создает наибольший ущерб для ЭСО с позиций недоучета ЭЭ, равный 472,95 тыс. руб. С другой стороны он приносит наибольший финансовый доход, так как себестоимость услуги на передачу в виде его узлового тарифа 0,471 руб./кВт·ч меньше котлового ТПЭ 0,71 руб./кВт·ч, и разница между фактическим доходом по котловому тарифу 4604,53 тыс. руб. и себестоимостью 3130,27 тыс. руб. (рисунок 4.2 б) приносит условную прибыль в 1474,26 тыс. руб. Данная условная прибыль покрывает финансовые потери от недоучета ЭЭ во всех узлах сети, а также компенсирует более высокую себестоимость передачи ЭЭ по сравнению с котловым ТПЭ во всех остальных нагрузочных узлах.

4.4 Распределение ответственности за потери электроэнергии между потребителями на основе модели энерго-стоимостного распределения

В рамках рыночных моделей потери электроэнергии рассматриваются как издержки, связанные с передачей электроэнергии по сети. Поэтому возникает проблема распределения потерь между участниками энергообмена, то есть между узлами расчетной схемы, для формирования финансовой ответственности за эти потери. В связи с тем, что услуги на передачу ЭЭ в нашей стране оплачивают потребители, то и оплата всех потерь в сети производится потребителями. В этой связи интерес представляет распределением потерь между узлами отпуска ЭЭ из сети. Если узел отпуска ЭЭ является пограничным узлом между смежными ЭСО, то

соответствующие пограничному узлу потери ЭЭ можно определить, как транзитные потери, то есть потери ЭЭ создаваемые в сетях ЭСО1 для передачи ЭЭ в сети ЭСО2.

Распределение потерь между узлами отпуска ЭЭ из сети с позиции настоящей работы интересно для последующего введения потребителям индивидуальных надбавок и скидок к ТПЭ [124-127] за выполнение потребителями мероприятий по снижению потерь ЭЭ в сетях ЭСО.

По проблеме распределения ответственности за потери ЭЭ существует большое число исследований [13, 14, 89-91, 103-105]. В каждом из методов делается допущение, позволяющее сопоставить потери в сети с нагрузочными и/или генераторными узлами схемы сети. Существующие методы распределения потерь можно классифицировать следующим образом:

1) Методы распределения потерь между узлами пропорционально их генерации/потреблению [47, 48].

2) Методы маржинального распределения с учетом и без учета поправочных коэффициентов [104, 105].

3) Методы распределения потерь на основе коэффициентов токораспределения [103].

4) Методы адресного распределения потерь [13, 89-91].

В действующих моделях тарифообразования оплата потерь производится пропорционально потребляемому объему ЭЭ, как при одноставочной, так при двухставочной системе оплаты услуг на передачу ЭЭ, то есть на основе первой группы методов в рамках рассматриваемой классификации. При этом плата за потери ЭЭ взимается в составе ТПЭ на основе относительного норматива потерь, который определяется для каждой ЭСО с использованием официальных методик подробно описанных в главе 1. Это означает, что каждый потребляемый киловатт-час вносит одинаковый вклад в потери ЭЭ независимо от режима работы электрической сети, уровня напряжения, удаленности от источников питания и т.д.

Данный подход достаточно прост в реализации и практичен, однако он не совсем верно отражает истинную ответственность нагрузочных узлов за потери ЭЭ.

В рамках рассматриваемой модели ЭСР допущение о равнопропорциональном вкладе любого потребления в потери ЭЭ не применяется, и это положение требует дополнительных пояснений.

В соответствии с ранее рассмотренными материалами в элементные стоимости узлов и ветвей закладывается стоимость содержания и стоимость потерь ЭЭ. Элементная стоимость потерь ЭЭ определяется путем умножения элементных потерь ЭЭ на тариф, применяемый для компенсации потерь. Элементные стоимости, включающие стоимость потерь, транслируются до узлов отпуска ЭЭ или узлов потребления на основе режима энергораспределения [127-128]. Таким образом, в рамках модели ЭСР распределение ответственности за потери ЭЭ между узлами потребления осуществляется автоматически.

В разделе 2.6 отмечалась общность применяемой в работе методики ЭСР с адресным подходом. Если в качестве элементных стоимостей использовать только стоимость потерь ЭЭ на каждом элементе схемы, то расчет по методу ЭСР даст распределение стоимости потерь между узлами отпуска ЭЭ из сети. В связи с тем, что стоимость потерь ЭЭ одинакова и не зависит от класса напряжения сети, то распределение стоимости потерь между узлами отпуска будет пропорционально распределению самих потерь между узлами отпуска.

В рамках ЭСР можно распределять между узлами отпуска различные типы потерь электроэнергии/мощности [127-128] и все определяется только тем, как будут сформированы значения элементных потерь (элементных стоимостей в терминологии ЭСР).

В рамках разрабатываемой модели ЭСР формирование элементных стоимостей производится на основе технических потерь ЭЭ каждого элемента схемы сети, так как технические потери ЭЭ в рамках используемого энергораспределения известны и являются расчетными величинами. Таким образом, если элементные стоимости будут сформированы чисто техническими потерями каждого элемента, то распределены между узлами отпуска будут технические потери. Если элементные стоимости сформировать на основе нагрузочных потерь, то распределены будут чисто нагрузочные потери. Если элементные стоимости сформировать на основе постоянных потерь (потерь холостого хода), то распределены будут постоянные потери. Если каждый элемент сети обеспечен измерениями ЭЭ,

то по разности входящих и выходящих потоков ЭЭ для каждого элемента сети могут быть сформированы значения отчетных (фактических) потерь ЭЭ. Если эти значения использовать в качестве элементных потерь, то можно получить распределение отчетных потерь ЭЭ между узлами отпуска ЭЭ.

Модель ЭСР может использоваться для более обоснованного определения экономических стимулов в виде надбавок и скидок (повышающих или понижающих коэффициентов) к тарифам на передачу ЭЭ, так как с их помощью можно более точно распределить потери между нагрузочными узлами и оценить стоимость этих потерь. Зная узловые потери и их стоимость можно более обоснованно определить узловые надбавки и скидки к тарифам на передачу ЭЭ для конкретного потребителя за счет внедрения этим потребителем мероприятий по снижению потерь. К таким мероприятиям может относиться выравнивание графика собственного электропотребления, регулирование напряжения, снижение потребления реактивной энергии/мощности.

Далее приводится пример распределения на ранее рассматриваемом фрагменте сети технических потерь ЭЭ между нагрузочными узлами на основе ЭСР. На рисунке 4.2 а) представлен рассматриваемый в разделе 3.1 и 4.3 работы фрагмент электрической сети с нанесенными на схему сети расчетными потоками ЭЭ и потерями ЭЭ, полученными в рамках решения задачи ЭР. Все расчетные потоки и потери ЭЭ являются сбалансированными, то есть для них выполняются уравнения баланса ЭЭ (3.1) и (3.2) с учетом знаков. Распределение технических потерь между нагрузочными узлами осуществляется на основе режима энергораспределения, представленного на рисунке 4.2 а).

На рисунке 4.2 б) приведены результаты распределения потерь между узлами потребления (отпуска) ЭЭ из сети на основе модели ЭСР. В качестве элементных стоимостей использовались значения потерь ЭЭ каждого элемента сети. Фигурными (бордовыми) стрелками обозначены технические потери ЭЭ для всех узлов и всех ветвей расчетной схемы, которые введены как аналог элементных стоимостей. В рассматриваемом примере во всех узлах элементные потери нулевые, так как потери в шунтах не были заданы, а во всех ветвях потери ненулевые. В действительности потери в шунтах должны представлять потери холостого хода, то есть постоянные потери и расход ЭЭ на собственные нужды подстанций. 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» ΔW_{pi}^{pac} .

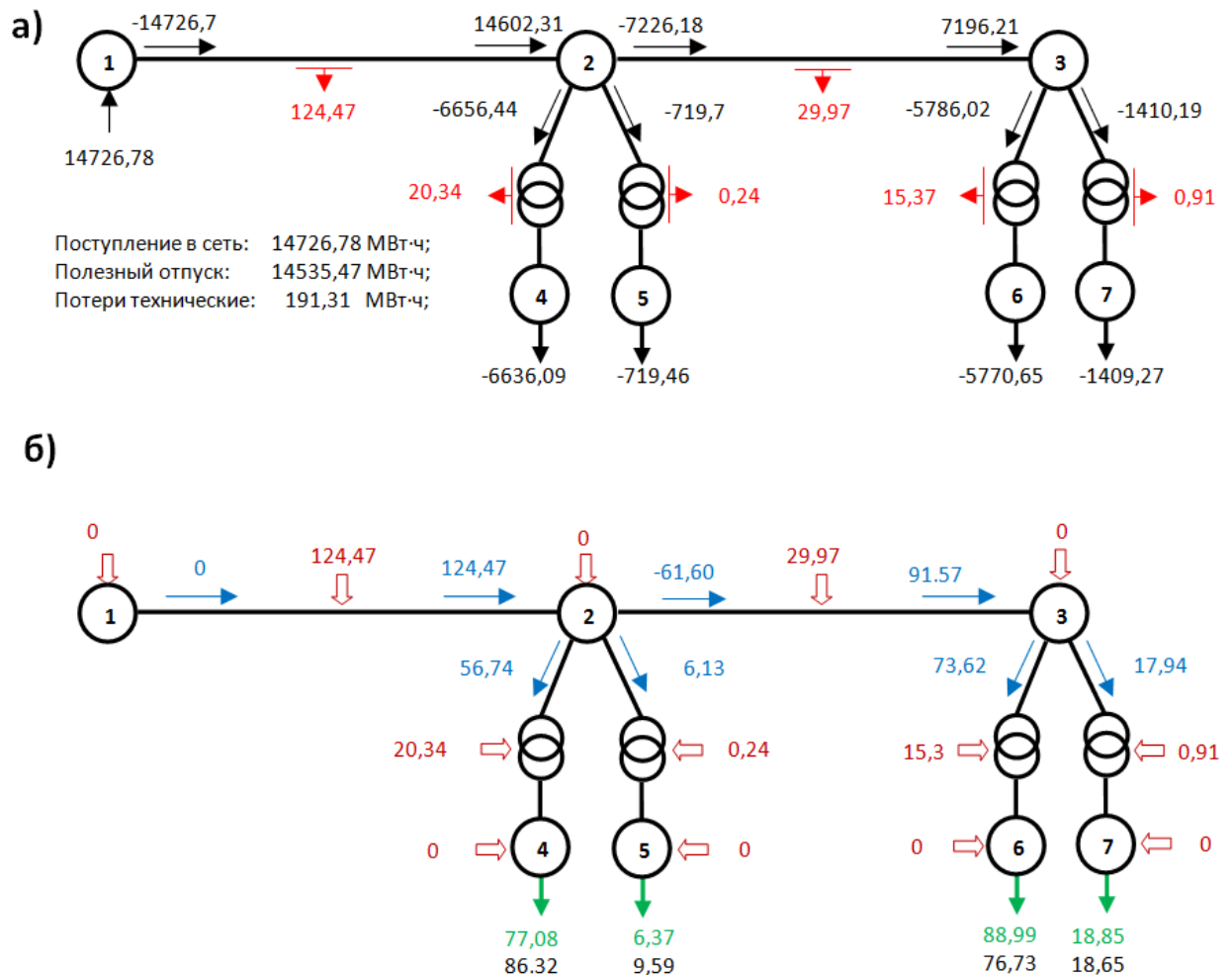


Рисунок 4.2. Распределение на схеме электрической сети:

а) расчетных потоков \longrightarrow и потерь ∇ ЭЭ (МВт·ч);

б) Элементных потерь (технических) ∇ , потоковых потерь \longrightarrow и расчетных отпускных потерь \downarrow (МВт·ч).

На рисунке 4.2 б) расчетные отпускные потери расположены непосредственно под нагрузочными узлами (верхние значения, выделены зеленым цветом). Естественно, что сумма всех расчетных отпускных потерь равна суммарным распределяемым потерям ЭЭ 191,31 МВт·ч. Следует отметить, что механизм получения расчетных отпускных потерь ничем не

отличается от рассмотренного ранее механизма формирования узловых потоковых стоимостей.

Если проводить аналогию с балансовыми уравнениями узлов (3.3) и ветвей (3.4) в отношении потоковых стоимостей, то при распределении потерь ЭЭ данные балансовые выражения также являются справедливыми. То есть, для всех узлов и для всех ветвей схемы сети можно составить аналогичные (3.3) и (3.4) уравнения баланса для потоковых потерь ЭЭ. Следует отметить, что в соответствии с (3.5) распределение потоковых потерь в узлах между ветвями вытекания осуществляется пропорционально потокам ЭЭ, то есть на основе энергораспределения, что полностью соответствует (3.5). Таким образом, расчет отпускных потерь осуществляется на основе режима энергораспределения, представленного на рисунке 4.2 а), с помощью которого осуществляется описанная в главе 2 процедура трансляции потерь по схеме сети в направлении от питающих узлов до узлов отпуска ЭЭ.

На рисунке 4.2 б) также приведены значения расчетных потерь $\Delta W_{pi}^{\%}$, которые были получены путем распределения суммарных потерь пропорционально нагрузке каждого узла (потребляемой электроэнергии) на основе значения относительных потерь ЭЭ, которое составляет $191,3/14360=1,33\%$. Такое распределение потерь между узлами потребления применяется на практике для осуществления оплаты потерь ЭЭ. Полученные таким образом значения узловых потерь обозначены черным цветом, и они расположены под ранее обсуждаемыми значениями расчетных отпускных потерь. Естественно, что сумма и этих потерь равна суммарным техническим потерям 191,3 МВт·ч.

Наибольшее различие между узловыми потерями, полученными двумя способами, наблюдается для узла 5, и это различие составляет 50,5%. Следует отметить, что в узлах 5 и 6 расчетные отпускные потери ΔW_{pi}^{pac} , полученные на основе модели ЭСР меньше, чем потери $\Delta W_{pi}^{\%}$, полученные на основе пропорционального способа, а в узлах 7 и 8 наоборот больше. Последнее можно объяснить тем, что модель ЭСР позволяет распределять потери ЭЭ между нагрузочными узлами с учетом режима энергораспределения, с учетом удаленности нагрузочных узлов от центров

питания и с учетом путей протекания потоков ЭЭ, которые эти потери создают.

4.5 Совершенствование тарифных моделей путем введения системы надбавок и скидок к тарифам на передачу электроэнергии

В данном разделе рассматриваются механизмы введения надбавок и скидок к ТПЭ [106-108, 124-127], позволяющие повысить эффективность процесса передачи ЭЭ. Расчет надбавок и скидок к ТПЭ может осуществляться в виде поправочных коэффициентов к действующим тарифам в зависимости от технико-экономических показателей их электропотребления. В основе подхода, позволяющего определить численные значения надбавок и скидок, лежит положение о том, что за счет повешения эффективности процесса передачи ЭЭ происходит получение дополнительной прибыли ЭСО. Только половина дополнительной прибыли (% может регулироваться) остается в распоряжении ЭСО, а оставшаяся половина идет на снижение ТПЭ. Это стимулирует потребителей к дальнейшему повышению эффективности процесса передачи ЭЭ, способствует снижению затрат ЭСО, и в конечном счете тарифов на передачу для всех остальных потребителей, даже тех, кто не использует механизмы надбавок и скидок.

Вполне вероятно, что участие потребителей в рассматриваемом процессе на начальных стадиях может быть добровольным. Введение подобного механизма приводит к тому, что ТПЭ для потребителей даже одной тарифной группы могут различаться, но такая дифференциация оправдана, так как она будет способствовать снижению затрат ЭСО, снижению НВВ, а значит и снижению тарифов на передачу ЭЭ.

Рассматриваемая методика коррекции ТПЭ не входит в противоречие с существующим механизмом формирования тарифов на передачу ЭЭ, а даже ее упрощает. Так действующая методика предполагает получение для каждой ЭСО величины НВВ, и затем расчет для этой ЭСО индивидуальных ТПЭ по категориям потребителей.

Перспективы разрабатываемой методики связаны с необходимостью расчета только НВВ, а тарифы для потребителей ЭСО может корректировать самостоятельно с учетом системы, стимулирующей повышение

эффективности передачи ЭЭ. Важной особенностью разрабатываемой методики является ее относительная простота и возможность практической реализации. В рамках действующих регламентных процедур это может достигаться расчетом поправочных коэффициентов от достигнутого уровня на (полу)годовых интервалах для которых регулирующие органы осуществляют расчет НВВ и ТПЭ.

Механизмы формирования надбавок и скидок к ТПЭ (поправочных коэффициентов) не должны существенно усложнять финансовые взаиморасчеты. По этой причине предполагается, что корректировка ТПЭ на основе поправочных коэффициентов не должна осуществляться очень часто, то есть один, два раза в год, как и расчет НВВ.

Предлагаемые корректирующие коэффициенты призваны улучшить действующую систему тарифов на передачу ЭЭ. Коренное улучшение, однако, и усложнение системы тарификации услуг на передачу ЭЭ может заключаться в переходе на дифференцированные в разрезе суток и сезонов года тарифы. В рамках данной работы этот вопрос не рассматривается, однако вполне понятно, что модель ЭСР, которая более адекватно описывает процесс передачи ЭЭ с точки зрения формирования себестоимости затрат, может использоваться для решения указанной задачи.

4.5.1 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за форму графика нагрузки потребителя

Хорошо известно, что суточные и сезонные изменения нагрузки потребителей формируют достаточно устойчивые графики нагрузки. Проблеме выравнивания графика нагрузки посвящено достаточно большое число работ [109-112]. В настоящей работе выравнивание графика нагрузки потребителя рассматривается с позиции ЭСО. Идеальный график нагрузки потребителя с позиций как ЭСО, так и электрических станций постоянен во времени. Коэффициент формы k_f у такого графика равен 1,0. Для ЭСО выровненный график нагрузки интересен, прежде всего, с позиции нагрузочных потерь, так как при передаче по сети фиксированного объема активной W_p и реактивной ЭЭ W_q минимум нагрузочных потерь будет соответствовать коэффициенту формы, равному единице:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = k_{\phi}^2 \cdot \frac{W_p^2 + W_q^2}{t \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \quad (4.5)$$

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

$$\Delta C_{\Delta W} = (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2) \cdot \frac{W_p^2 + W_q^2}{t \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot R \cdot T_{\Delta W}. \quad (4.6)$$

Действующая нормативная база предполагает, что плата за потери ЭЭ взимается со всех потребителей пропорционально значению активной ЭЭ W_p на основе нормативной относительной величины потерь $\omega_{\%}^{\text{норм}}$, % регулируемой согласно методике [47-48]. Другими словами используется идея усреднения и предполагается, что любой i -ый потребитель вносит одинаковый относительный вклад в потери ЭЭ, определяемый только его полезным отпуском W_{pi}

$$\Delta W_{pi}^{\%} = 0,01 \omega_{\%}^{\text{норм}} \cdot W_{pi}. \quad (4.7)$$

Стоимость потерь ЭЭ, связанную с потреблением ЭЭ W_{pi} , можно представить как

$$C_i^{\Delta W} = \Delta W_{pi}^{\%} \cdot T_{\Delta W} = 0,01 \omega_{\%}^{\text{норм}} \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (4.8)$$

Фактические нагрузочные потери и их стоимость, связанные с отпуском ЭЭ i -му потребителю определить достаточно сложно, так как фактические потери могут не соответствовать нормативным, поэтому предварительно будем полагать, что относительный вклад всех потребителей в нагрузочные потери ЭЭ одинаков и определяется как произведение нормативных потерь на коэффициент α , который определяет долю нагрузочных потерь в составе полных потерь ЭЭ. Данная доля α зависит от класса номинального напряжения сети и обычно хорошо известна для

каждой ЭСО. Далее будет рассмотрен более точный метод распределения полных потерь между отдельными потребителями [127-128].

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. В целях обеспечения справедливых условий для потребителей в качестве нормативного значения целесообразно установить среднее значение, которое в соответствии со справочной литературой для большинства предприятий находится в диапазоне 1,1-1,15. Определение оптимального значения $k_{\phi \text{ норм}}$ должно осуществляться для каждой энергосистемы с учетом неравномерности ее графика нагрузки, состава генерирующего оборудования и структуры потребителей. Этот вопрос может являться предметом отдельных исследований, особенно в условиях появления распределенной генерации.

Используя идею усреднения принимается допущение, что нормативное значение $k_{\phi \text{ норм}}$ соответствует среднему значению, при котором потери ЭЭ находятся вблизи своего норматива $\omega_{\%}^{\text{норм}}$. 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. Отклонение потерь ЭЭ от нормативного уровня и соответствующее отклонение стоимости этих потерь за счет коэффициента формы можно представить как

$$\Delta C_i^{\Delta W} = (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot C_i^{\Delta W} = 0,01 \omega_{\%}^{\text{норм}} \cdot (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot \alpha \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (4.9)$$

Если у потребителя $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$, то ЭСО за счет такого потребителя получает прибыль, так как его относительный вклад в потери ЭЭ меньше среднего. Логично допустить, что какая-то доля η от прибыли ЭСО $\Delta C_{\Delta W}^{\text{ЭСО}}$ должна пойти на снижение ТПЭ для потребителя, что будет стимулировать его и других потребителей к дальнейшему выравниванию графика нагрузки. При этом прибыль ЭСО от снижения потерь (4.9) составит долю $1-\eta$. Таким образом, выравнивание графика нагрузки будет выгодно как ЭСО, так и потребителю. В первом приближении можно считать, что распределение дивидендов между ЭСО и потребителем целесообразно

осуществлять по схеме 50 % на 50 %, то есть принять $\eta=0,5$. Изменение стоимости услуг на передачу ЭЭ для потребителя при этом составит

$$\Delta C_i = 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W}. \quad (4.10)$$

Данную величину целесообразно определить как скидку на услуги по передаче ЭЭ, так как при $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$ значение (4.10) положительно, происходит снижение потерь и снижение платы за услуги по передаче.

Плата потребителя за услугу по передаче ЭЭ при одноставочном ТПЭ $T^{\text{одн}}$ определяется как произведение тарифа на объем электропотребления

$$C_i = T^{\text{одн}} \cdot W_{pi}. \quad (4.11)$$

С учетом предлагаемой скидки оплату услуг на передачу $C_i^{\bar{}}$, используя (4.10) и (4.11) можно представить в виде

$$\begin{aligned} C_i^{\bar{}} &= T^{\text{одн}} \cdot W_{pi} - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot W_{pi} \cdot T_{\Delta W} = \\ &= [T^{\text{одн}} - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot T_{\Delta W}] \cdot W_{pi}. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Таким образом, скидка к ТПЭ $\Delta T_i^{\text{одн}}$ за счет выравнивания графика нагрузки будет определяться как

$$\Delta T_i^{\text{одн}} = 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot T_{\Delta W}. \quad (4.13)$$

Если фактический коэффициент формы потребителя меньше нормативного $k_{\phi \text{ норм}} > k_{\phi i}$, то скидка к ТПЭ положительная и происходит снижение ТПЭ. В обратной ситуации, когда $k_{\phi \text{ норм}} < k_{\phi i}$ оплата услуг на передачу ЭЭ увеличивается, то есть возникает надбавка к ТПЭ.

В другом виде представление надбавок и скидок к ТПЭ возможно в виде поправочного коэффициента $K_i^{\text{форм}}$ за форму графика нагрузки. С помощью $K_i^{\text{форм}}$ происходит коррекция официального тарифа $T^{\text{одн}}$ путем умножения на этот поправочный коэффициент

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{\text{норм}} (k_{\phi \text{ норм}}^2 - k_{\phi i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T^{\text{одн}}}. \quad (4.14)$$

Интересно дать численную оценку поправочному коэффициенту к ТПЭ исходя из того, что одноставочный ТПЭ приблизительно равен тарифу на компенсацию потерь, то есть $T^{\text{одн}} \approx T_{\Delta W}$. Если допустить, что $\eta = \alpha = 0,5$, а относительный норматив потерь составляет 8 %, то численное значение перед скобками в (4.14) составит 0,02 или 2,0 %. Если допустить, что фактический коэффициент формы равен нормативному значению, $k_{\phi i} = k_{\phi \text{норм}} = 1,15$ то поправочный коэффициент равен единице. Если потребителю удалось полностью выровнять свой график ($k_{\phi i} = 1,0$), то поправочный коэффициент $K^{\text{форм}}$ составит 0,99355, то есть итоговое снижения ТПЭ для потребителя составит всего 0,645 %. Однако, если у потребителя фактический коэффициент формы существенно превышает нормативное значение, то ТПЭ для него будет увеличиваться. Так при $k_{\phi i} = 2,0$ $K^{\text{форм}} = 1,05355$, то есть надбавка к ТПЭ при тех же допущениях составит уже 5,355 %. Если потребитель снизит $k_{\phi i}$ с 2,0 до 1,0 то общее снижение ТПЭ для него составит 6 %, что уже достаточно существенно. При этом наиболее выгодно выравнивание графика для снижения ТПЭ будет для потребителей с высокой неравномерностью графика нагрузки, так как зависимость ТПЭ от коэффициента формы квадратичная. Так снижение $k_{\phi i}$ с 3,0 до 2,0 приведет к уменьшению ТПЭ на 10,0 %, а снижение с 3,0 до 1,0 снизит ТПЭ на 16,0 %.

Предшествующие материалы исходили из допущения, что относительный вклад всех потребителей в суммарные потери ЭСО одинаков и равен значению нормативных потерь $\omega_{\%}^{\text{норм}}$. В действительности абсолютный и относительный вклад разных потребителей в суммарные потери ЭСО может существенно различаться. В разделе 4.4 описана методика распределения ответственности потребителей за потери ЭЭ в сети на основе модели ЭСР путем получения расчетных отпускных потерь. Если произвести расчет потерь, связанных с i -м потребителем, то есть расчетных отпускных потерь $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$, то можно получить более точную методику формирования надбавок и скидок к ТПЭ [107-108]. С учетом знания расчетных отпускных потерь $\Delta W_{pi}^{\text{рас}}$ надбавка/скидка к ТПЭ за счет выравнивания будет определяться выражением

$$\Delta T_i^{\text{одн}} = \eta \cdot \alpha (k_{\text{ф норм}}^2 - k_{\text{ф } i}^2) T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}. \quad (4.15)$$

Поправочный коэффициент, являющийся множителем к ТПЭ, за коэффициент формы графика нагрузки на основе расчетных отпускных потерь i -го потребительского узла можно представить в виде

$$K_i^{\text{форм}} = 1 - \eta \cdot \alpha (k_{\text{ф норм}}^2 - k_{\text{ф } i}^2) \cdot \frac{T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{\text{рас}}}{T_{\text{одн}} \cdot W_{pi}}. \quad (4.16)$$

На начальном этапе внедрения системы стимулирования потребителей к выравниванию графика нагрузки, по всей видимости, целесообразно установить некоторую зону нечувствительности $k_{\text{ф норм}}^{\text{min}} - k_{\text{ф норм}}^{\text{max}}$, в пределах которой надбавки и скидки к ТПЭ начисляться не будут. Это означает, что в случае превышения фактического коэффициента формы верхнего установленного порога $k_{\text{ф норм}}^{\text{max}}$ будет начисляться надбавка к ТПЭ. В случае, когда фактический коэффициент ниже установленного минимума $k_{\text{ф норм}}^{\text{min}}$ будет рассчитываться скидка к ТПЭ. Данный подход будет направлен на стимулирование потребителей к внедрению современных устройств управления электропотреблением, в том числе с применением накопителей ЭЭ.

4.5.2 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за реактивную энергию

Проблема компенсации реактивной энергии/мощности известна давно и нашла широкое отражение в публикациях [113-116].

В течение длительного времени взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей в части реактивной энергии/мощности регулировались скидками (надбавками) к тарифам на электроэнергию. Аналогичная практика существовала и за рубежом. По ряду причин, правила пользования электрической и тепловой энергией, предусматривающие надбавки (скидки) к тарифу на электроэнергию, были признаны утратившими силу. Возврат к решению данной проблемы произошел в 2006 г. В соответствии с Постановлениями Правительства РФ № 530 и № 861 (изменения 2006 г) [2, 6] покупатели электрической энергии должны

соблюдать предельные соотношения потребления активной и реактивной энергии/мощности, то есть

$$tg\varphi_{нагр} = \frac{W_q}{W_p}. \quad (4.17)$$

Предельные значения $tg\varphi_{нагр}$ установленные по классам напряжения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Предельные значения соотношения потребления активной и реактивной мощности

	Уровень напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети			
Напряжение	110 кВ	35 кВ	6 – 20	0,4
$tg\varphi_{нагр}$	0,5	0,4	0,4	0,35

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. В случае участия потребителя в регулировании реактивной мощности по соглашению с ЭСО он оплачивает услуги по передаче ЭЭ с учетом понижающего коэффициента. Приказом Федеральной службы по тарифам N 219-э/6 [83] определен порядок расчета повышающего/понижающего коэффициента к ТПЭ.

Повышающий (понижающий) коэффициент к тарифу рассчитывается по формуле:

$$K = 1 + П - С, \quad (4.18)$$

где $П$ - составляющая повышения тарифа за потребление (генерацию) реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности; $С$ - составляющая снижения тарифа за участие потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности. Составляющая повышения тарифа за потребление (генерацию) реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности определяется по формуле:

$$П = \sum \pm 0,2 \cdot (tg\varphi_{\phi i} - tg\varphi_i) \cdot d_i, \quad (4.19)$$

где $tg\varphi_{\phi i}$ - фактическое значение соотношения потребления активной и реактивной мощностей в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); $tg\varphi_i$ - предельное значение коэффициента реактивной мощности в i -й точке присоединения; d_i - отношение электрической энергии, потребленной в часы больших (малых) суточных нагрузок, к общему объему электрической энергии, потребленной в i -й точке присоединения за расчетный период (месяц).

Составляющая снижения тарифа за участие потребителя в регулировании реактивной мощности определяется по формуле [83]:

$$C = \pm 0,2 \cdot (tg\varphi_{\text{в}i} - tg\varphi_{\phi i}) \cdot d_{pi}, \quad (4.20)$$

где $tg\varphi_{\text{в}i}$ - верхняя граница диапазона регулирования коэффициента реактивной мощности в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); $tg\varphi_{\phi i}$ - фактическое значение соотношения потребления активной и реактивной мощностей в i -й точке присоединения в расчетном периоде (месяц); d_{pi} - отношение электрической энергии, потребленной в часы суток привлечения потребителя к регулированию реактивной мощности, к общему объему электрической энергии, потребленной в i -й точке присоединения за расчетный период (месяц).

Недостатки данной методики связаны с тем, что она была разработана в дореформенный период, когда существовала система утверждения единого тарифа для потребителя ЭЭ без разделения затрат на следующие составляющие: генерация, транспорт ЭЭ, сбытовая надбавка, инфраструктурная составляющая. В представленном виде методика рекомендуется для коррекции тарифов на передачу ЭЭ. В практической деятельности ЭСО данная методика применения не нашла. Кроме того, зависимость нагрузочных потерь ЭЭ от $tg\varphi$ носит квадратичный характер

$$\Delta W = k_{\phi}^2 \cdot \frac{W_p^2 \cdot (1 + tg^2\varphi)}{t \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \quad (4.21)$$

поэтому в выражениях для расчета поправочных коэффициентов $tg\varphi$ должен присутствовать в квадрате.

Существуют исследования по проблеме дифференциации ТПЭ в зависимости от соотношения фактического и нормативного значения $tg\varphi$

[93, 94]. Если принять допущения, аналогичные разделу 4.5.1, то по аналогии с (4.14) можно получить выражение для расчета поправочного коэффициента, учитывающего отклонение фактического $tg\varphi_\phi$ от нормативного $tg\varphi_{норм}$

$$K^{tg\varphi} = 1 - 0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{норм} (tg^2\varphi_{норм} - tg^2\varphi_\phi) \cdot \frac{T_{\Delta W}}{T_{одн}}. \quad (4.22)$$

Если $tg\varphi_\phi$ меньше нормативного значения, в качестве которого могут быть приняты значения из таблицы 4.2, то поправочный коэффициент будет меньше единицы и потребитель должен получить скидку к ТПЭ. Однако размер такой скидки будет достаточно мал. Можно получить численную оценку поправочному коэффициенту (4.22) исходя из допущений, что $T_{одн} \approx T_{\Delta W}$, $\eta = \alpha = 0,5$, а норматив потерь составляет 8 %. Если исходить из того, что $tg\varphi_{норм} = 0,4$, то при полной компенсации реактивной ЭЭ ($tg\varphi_\phi = 0$) значение поправочного коэффициента составит 0,9968. Это будет означать, что максимальная скидка к ТПЭ за компенсацию реактивной мощности/энергии составляет всего 0,32 %. Надбавка к ТПЭ также очень незначительная. Так, если тангенс нагрузки потребителя равен 1, то поправочный коэффициент составит 1,0168, то есть надбавка к ТПЭ будет 1,68 %. В случае, когда потребление реактивной ЭЭ превышает потребление активной ЭЭ в два раза $tg\varphi_\phi = 2,0$, поправочный коэффициент к ТПЭ составит уже 1,0768, то есть надбавка к ТПЭ будет 7,68 %.

Приведенные материалы исходили из допущения об одинаковом вкладе всех потребителей в нагрузочные потери. В соответствии с материалами раздела 4.4 модель ЭСР может применяться для более точного разделения ответственности потребителей за потери ЭЭ путем получения расчетных отпускных потерь [127-128]. В соответствии с этим поправочный коэффициент, учитывающий соотношение между реактивной и активной энергией/мощностью для i -го потребительского узла предлагается представить в виде:

$$K_i^{tg\varphi} = 1 - \eta \cdot \alpha (tg^2\varphi_{норм} - tg^2\varphi_{\phi i}) \cdot \frac{T_{\Delta W} \cdot \Delta W_{pi}^{рас}}{T_{одн} \cdot W_{pi}}, \quad (4.23)$$

где ΔW_{pi}^{pac} - расчетные отпускные потери i -го узла. Данное выражение отличается от (4.22) только тем, что вместо нормативных потерь ЭЭ $0,01\eta \cdot \alpha \cdot \omega_{\%}^{норм}$, в нем используются отпускные потери ЭЭ $\Delta W_{pi}^{pac} / W_{pi}$ в относительном исчислении, как более точно характеризующие возможности по снижению потерь ЭЭ для рассматриваемого узла.

4.5.3 Надбавки/скидки к тарифу на передачу за изменение потребления электроэнергии

Степень загрузки оборудования один из наиболее значимых параметров, определяющих значение узлового ТПЭ в рамках модели ЭСР. В разделе 4.2 для фрагмента сети «Свердловэнерго» было показано, что пониженная загрузка подстанций приводит к увеличению расчетного (узлового) ТПЭ, определяющего себестоимость услуг на передачу. Это вполне поддается логическому объяснению, так как передача ЭЭ конечному потребителю осуществляется по определенному пути и с использованием конкретного оборудования. Степень загрузки оборудования на пути передачи ЭЭ очень незначительно влияет на конечную потоковую стоимость потребителя. При этом следует иметь в виду, что узловые стоимости определяются, в первую очередь, стоимостью содержания каждого элемента сети, так как стоимость потерь, которая имеет квадратичную зависимость от объемов передаваемой ЭЭ, в составе НВВ и элементных стоимостей составляет в среднем 10-20 % от полной стоимости. Особое значение, с точки зрения узлового ТПЭ, имеет степень загрузки последних элементов схемы сети, располагающихся в непосредственной близости к потребителю. Низкая загрузка последних элементов приводит к увеличению узлового ТПЭ. В связи с этим для ЭСО будет выгодно увеличивать отпуск ЭЭ по слабо загруженным подстанциям и себестоимость процесса передачи ЭЭ при увеличении электропотребления этих подстанций практически не увеличится, так как затраты на содержание останутся на прежнем уровне и незначительно увеличатся затраты на покупку потерь. При этом ЭСО может предложить потребителям, которые увеличивают свое электропотребление скидки к ТПЭ [107-108, 125]. Такие скидки должны вводиться на несколько лет, и они должны стимулировать потребителей к наращиванию

электропотребления в слабо загруженных (убыточных) участках сети. Наилучшим критерием выявления этих участков является соотношение узлового и котлового ТПЭ, или введенный в разделе 3.2 коэффициент относительной узловой рентабельности услуг на передачу ЭЭ.

Если пренебречь увеличением стоимости потерь ЭЭ, то увеличение полезного отпуска ЭЭ любому потребителю приведет к снижению котлового тарифа для всех остальных потребителей, так как котловой ТПЭ определяется как отношение суммарной стоимости содержания сети на суммарный полезный отпуск ЭЭ. Для ЭСО увеличение полезного отпуска приведет к увеличению финансовых поступлений и прибыли, так как собственные затраты ЭСО не увеличиваются. Таким образом, увеличение полезного отпуска становится выгодным как ЭСО, так как у нее увеличивается прибыль, так и потребителю, так как у него снижается тариф и создаются стимулы к увеличению объема производства с соответствующим увеличением прибыли. В действующей системе тарифообразования прирост электропотребления δW_i в любом i -ом узле сети приносит ЭСО увеличение финансовых поступлений δC_i в соответствии с котловым ТПЭ T^k

$$\delta C_i = \delta W_i \cdot T^k. \quad (4.24)$$

Если в распоряжении ЭСО от дополнительных поступлений δC_i остается доля η , то доля $1 - \eta$ может направляться на снижение ТПЭ и стимулирование потребителя к дальнейшему увеличению полезного отпуска. Новое значение ТПЭ T_i^+ для потребителя узла i будет равно отношению финансовых поступлений с учетом прироста (4.24) на полезный отпуск ЭЭ с учетом его прироста:

$$T_i^+ = \frac{W_i \cdot T^k + \eta \cdot \delta W_i \cdot T^k}{W_i + \delta W_i} = T^k \cdot \frac{W_i + \eta \cdot \delta W_i}{W_i + \delta W_i} = T^k \cdot \frac{1 + \eta \cdot \delta_i^W}{1 + \delta_i^W}, \quad (4.25)$$

где $\delta_i^W = \delta W_i / W_i$ - относительный прирост электропотребления в узле i . Если принять $\eta = 0,5$, то есть исходить из допущения о том, что 50 % дополнительной прибыли остается в распоряжении ЭСО, а 50 % расходуется на снижение ТПЭ потребителю, то каждый процент прироста электропотребления должен сопровождаться снижением ТПЭ примерно на

пол процента. Поправочный коэффициент к ТПЭ за изменение электропотребления вытекает из (4.25)

$$K_i^\delta = \frac{1 + \eta \cdot \delta_i}{1 + \delta_i}. \quad (4.26)$$

Рассмотренные ранее системы расчета поправочных коэффициентов к ТПЭ за коэффициент формы графика нагрузки и за соотношение потребления активной и реактивной электроэнергии/мощности устанавливали нормативное (предельное) значение контролируемого показателя $(K_{\text{ф норм}}^2, tg^2\varphi_{\text{норм}})$, равное для всех потребителей, и определяющее нулевое значение надбавки/сидки к ТПЭ. Система поощрения увеличения электропотребления ЭЭ должна вводиться по соглашению с потребителем исходя из существующего годового уровня потребления на момент подписания соглашения, которое можно определить как базовое электропотребление $W_i^{\text{баз}}$. В целях страховки ЭСО от возможного кратковременного увеличения электропотребления должна предусматриваться система надбавок к ТПЭ за снижение электропотребления. В этой ситуации ТПЭ для потребителя будет определяться на следующий год $n + 1$ с учетом поправочного коэффициента K_i^δ исходя из соотношения электропотребления текущего года W_i^n и базового года $W_i^{\text{баз}}$

$$\delta_i^W = \frac{\delta W_i}{W_i} = \frac{W_i^{\text{баз}} - W_i^n}{W_i^{\text{баз}}}. \quad (4.27)$$

В случае снижения электропотребления снижается поступление финансовых средств за услуги на передачу ЭЭ. Данное снижение может быть частично компенсировано за счет увеличения ТПЭ. Расчетные выражения для нового повышенного ТПЭ или для поправочного коэффициента к ТПЭ полностью соответствуют (4.25) и (4.26). При этом приращение электропотребления имеет знак минус, так как абсолютный прирост электропотребления δW_i отрицателен.

4.6 Использование относительных приростов потерь и модели энерго-стоимостного распределения при обосновании платы за технологические присоединение потребителей

4.6.1 Принцип равенства относительных приростов потерь и его применение в электрических сетях

Принцип равенства относительных приростов давно и хорошо известен в электроэнергетике и преподается студентам электроэнергетикам на основе [117-119]. Оптимальное распределение активной нагрузки между электрическими станциями исходя из минимума суммарного расхода топлива обеспечивается при равенстве относительных приростов расхода топлива ε_i всех электростанций. При учете потерь мощности в электрической сети данное условие модифицируется с учетом относительных приростов потерь мощности (ОППМ) σ_i каждой электростанции [118, 119]

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = idem. \quad (4.28)$$

ОППМ равен производной $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial P_i$ от суммарных нагрузочных потерь в сети ΔP по мощности i -го узла P_i и он показывает на сколько изменятся потери при изменении мощности узла на единицу.

Не трудно получить условие оптимального распределения активных мощностей между нагрузочными узлами ЭСО [120, 121] исходя из минимума суммарных нагрузочных потерь мощности ΔP во всех M связях с активным сопротивлением R_i

$$\Delta P = \sum_{l=1}^M R_l \cdot \frac{P_l^2 + Q_l^2}{U^2} \rightarrow min. \quad (4.29)$$

В качестве ограничения-равенства, препятствующего тривиальному решению, когда нагрузки всех узлов равны нулю, должно выступать условие неизменного суммарного электропотребления P_Σ в сети ЭСО. Данное условие означает, что сумма мощностей всех N нагрузочных узлов ЭСО равна P_Σ , но мощности могут свободно перераспределяться между узлами схемы

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{\Sigma}. \quad (4.30)$$

Более корректно условие (4.30) записать отдельно по всем классам номинального напряжения. Это гарантирует для ЭСО неизменный объем финансовых поступлений от услуг на передачу электрической энергии (ЭЭ) при перераспределении мощностей между узлами схемы, так как ТПЭ дифференцируются по классам номинальных напряжений. Функция Лагранжа для (4.29) при ограничении (4.30) запишется как

$$L = \Delta P + \lambda \cdot \left(P_{\Sigma} - \sum_{i=1}^N P_i \right). \quad (4.31)$$

При этом для всех нагрузочных узлов справедливо условие

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} + \lambda(1) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (4.32)$$

Оптимальное распределение суммарного полезного отпуска P_{Σ} между потребительскими узлами сети исходя из минимума нагрузочных потерь будет соответствовать условию равенства ОППМ во всех активных нагрузочных узлах

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \dots = \sigma_n = \lambda. \quad (4.33)$$

ЭСО оплачивают потери ЭЭ в своих сетях по единому тарифу. Следовательно, условие равенства ОППМ будет обеспечивать минимум потерь, минимум их стоимости и максимум прибыли с точки зрения режима работы электрической сети. В практических расчетах число узлов N , участвующих в перераспределении нагрузки может быть весьма небольшим по сравнению с общим числом нагрузочных узлов. Это означает, что перераспределение мощностей осуществляется только между ограниченным числом активных узлов. Минимально возможное значение N равно двум. Дополнительными практическими ограничениями могут являться возможные диапазоны изменения нагрузки в каждом из активных узлов

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}. \quad (4.34)$$

Максимальное ограничение P_i^{max} может быть связано с перегрузочной способностью питающей сети или трансформаторов рассматриваемого узла. Минимальное ограничение P_i^{min} может определяться отсутствием возможности по изменению потребления, наличием потребителей высокой категории надежности или технологическими особенностями потребителя. В случае выхода i -го узла, в результате перераспределения нагрузки, за пределы ограничения (4.34) его мощность должна быть зафиксирована на нарушенном ограничении, а сам узел из разряда активных должен перевестись в разряд пассивных.

В контексте рассматриваемого вопроса уместно напомнить про известный критерий оптимизации режима электрических станций сети по реактивной мощности, который также сводится к равенству относительных приростов потерь активной мощности по реактивной мощности генераторов [118, 119]

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} = idem. \quad (4.35)$$

Распределение реактивных мощностей между активными узлами схемы может производиться аналогично описанной выше методике. Число активных по реактивной мощности узлов может быть существенно выше, ввиду наличия в сети средств ее регулирования. Найдя вектор оптимальных узловых мощностей \mathbf{P}^* , соответствующий критерию равенства ОППМ, и зная фактические мощности всех узлов \mathbf{P}^Φ , можно найти вектор отклонений фактических мощностей от оптимальных $\mathbf{P}^\Phi - \mathbf{P}^*$ для нагрузочных узлов схемы. Данный вектор можно рассматривать в качестве целевого направления для (пере)распределения мощностей между нагрузочными узлами. Расчеты показывают, что за счет оптимального перераспределения активных нагрузок потери в сети могут быть снижены на 50%, что дает существенно больший результат по сравнению с 5-10 % от оптимизации режима по реактивной мощности. Поиск оптимального распределения активных нагрузок \mathbf{P}^* между узлами схемы на основе равенства ОППМ может осуществляться на основе решения системы линейных уравнений

$$\begin{cases} \sigma_1(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_2(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_3(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \dots \\ P_1^* + P_2^* + P_3^* + \dots + P_n^* = P_\Sigma \end{cases} \quad (4.36)$$

Число уравнений в данной системе равно числу активных нагрузочных узлов и равно числу искомых переменных. Все питающие узлы из рассмотрения исключаются, в том числе и балансирующий узел, для которого $\sigma_6 = 0$. Используя матрицу собственных и взаимных активных сопротивлений \mathbf{R} , ОППМ можно представить как линейную комбинацию узловых мощностей:

$$\boldsymbol{\sigma} = \gamma \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{P}, \quad (4.37)$$

где $\gamma = 2/U^2$ - скалярная величина; \mathbf{P} - вектор столбец активных мощностей узлов [119]. Другой способ определения ОППМ связан с использованием коэффициентов токораспределения, каждый из которых a_{li} связывает поток мощности ветви l с мощностью узла i [119]

$$\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} \cdot a_{li} \cdot P_l = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} \cdot a_{li} \cdot \left(\sum_{j=1}^N a_{lj} \cdot P_j \right). \quad (4.38)$$

В матричном виде (4.36) можно записать в виде нормальной системы линейных уравнений

$$\mathbf{E} \times \mathbf{P}^* = \mathbf{D}, \quad (4.39)$$

решение которой позволяет определить вектор оптимальных узловых мощностей \mathbf{P}^* . Вектор \mathbf{P}^* зависит от топологии электрической сети и параметров схемы замещения, в первую очередь от активных сопротивлений. Интерес представляет характер распределения оптимальных мощностей \mathbf{P}^* между узлами схемы при различных вариантах топологии сети.

На рисунке 4.3 представлены сети простейших топологий, когда из одного центра питания осуществляется снабжение нескольких потребителей с суммарным потреблением в 100 единиц. Для упрощения напряжения всех узлов приняты единичными и рассматривается режим сети постоянного тока.

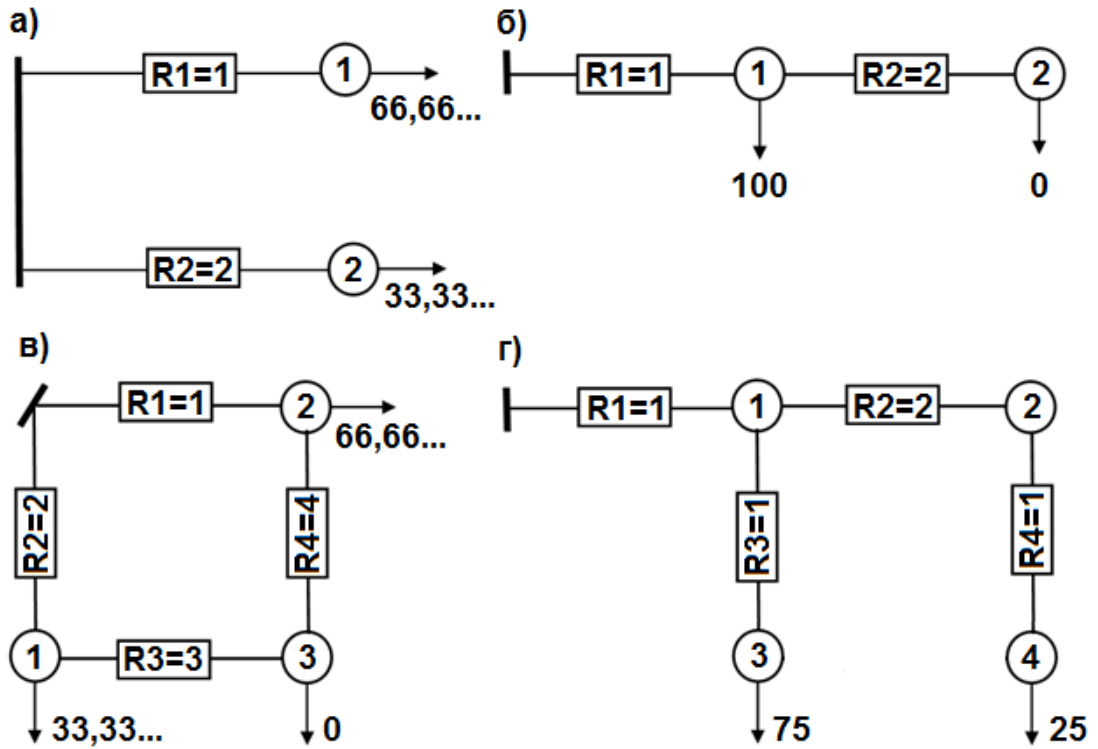


Рисунок 4.3. Распределение в электрической сети оптимальных мощностей, полученных по критерию равенства ОППМ, при различных вариантах топологии.

На рисунке 4.3 а) представлен вариант питания нагрузок по двум параллельным линиям с разными сопротивлениями. С учетом (4.29) 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, то есть действует принцип, аналогичный распределению тока между параллельными проводниками. Оптимальное (пере)распределение нагрузки между питающими фидерами может быть интересно для промышленного предприятия для минимизации нагрузочных потерь в собственных сетях.

На рисунке 4.3 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. С позиции минимума потерь на последовательных участках сети нагрузка должна быть как можно ближе к центру питания.

На рисунке 4.3 в) представлена кольцевая схема с тремя нагрузочными узлами. Оптимальное распределение нагрузки в ней на основе (4.39) приводит к тому, что вся нагрузка распределяется между двумя ближайшими узлами к центру питания обратно пропорционально активным сопротивлениям до этих узлов.

На рисунке 4.3 г) представлена радиальная сеть с двумя последовательными участками и понижающими трансформаторами. Такая топология электрической сети наиболее близка к существующей на практике, потребительских узлов с нулевой нагрузкой в такой схеме нет. Узлы 1 и 2 являются чисто транзитными, то есть нагрузка в них отсутствует и активными узлами они не являются. Оптимальное распределение нагрузки в такой схеме на основе (4.39) осуществляется обратно пропорционально сопротивлению от ближайшего к нагрузке питающего узла (узел 1) до нагрузочного узла. Так для узла 3 это сопротивление ветви 1-3 равно 1 Ом, а для узла 4 полное сопротивление образуют ветви 1-2 и 2-4 в сумме 3 Ом. Вся нагрузка распределяется между узлами 3 и 4 обратно пропорционально этим сопротивлениям.

Принцип равенства ОППМ имеет большее теоретическое значение, нежели практическое. С позиций ЭСО наиболее эффективно присоединение дополнительной нагрузки δP_i в узле с минимальным значением ОППМ

$$\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} \rightarrow \min. \quad (4.40)$$

При допущении о линейности процесса, изменение нагрузки узла на δP_i приведет к изменению нагрузочных потерь на

$$\delta \Delta P_{\Sigma} = \sigma_i \cdot \delta P_i. \quad (4.41)$$

При отрицательном значении ОППМ присоединение дополнительной нагрузки будет даже снижать потери в сети. Такая ситуация характерна для потребителей, располагающихся вблизи от электрических станций. Снижение нагрузки с позиций ЭСО эффективно в узле с максимальным значением ОППМ. Снижение потребления мощности из сети возможно за счет присоединения установок распределенной генерации. С позиции потерь присоединение генерирующих мощностей наиболее эффективно в узле с

максимальным значением ОППМ. Таким образом, подключение нагрузки в узлах с минимальным, а генерации в узлах с максимальным значением ОППМ приводит к снижению потерь и выравниванию узловых ОППМ.

4.6.2 Действующее нормативное регулирование при расчете платы за технологические присоединение

Технологическое присоединение (ТП) - комплексная услуга, оказываемая ЭСО всем заинтересованным лицам для создания технической возможности потребления ЭЭ. Порядок ТП установлен Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. №861 [2].

ТП осуществляется в отношении:

- объектов, впервые вводимых в эксплуатацию;
- ранее присоединенных объектов, максимальная мощность которых увеличивается;
- объектов, у которых изменяется категория надежности электроснабжения;
- объектов, у которых изменяется точка присоединения;
- объектов, у которых изменяется вид производственной деятельности, не влекущий пересмотр величины максимальной мощности, но изменяющий схему внешнего электроснабжения таких энергопринимающих устройств.

Приказом Федеральной антимонопольной службы России от 29.08.2017 года № 1135/17 утверждены методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям [122], согласно которым особенности формирования платы за ТП можно разделить по критерию присоединения к объектам ЕНЭС и к объектам иных ЭСО.

Размер платы за ТП к объектам ЕНЭС устанавливается приказом ФАС России индивидуально для конкретного заявителя на основании документов, подтверждающих затраты организации по управлению ЕНЭС (ФСК ЕЭС) на

реализацию данного ТП при необходимости строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих электрических сетей до энергопринимающих устройств заявителя (мероприятия «последней мили»). В случае отсутствия необходимости осуществления мероприятий «последней мили» размер платы определяется по формуле:

$$P = C_1, \quad (4.42)$$

где C_1 – размер стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов на ТП энергопринимающих устройств к объектам ЕНЭС в расчете за одно присоединение в рублях.

Размер ставки C_1 при ТП к объектам ЕНЭС утверждается соответствующим приказом ФАС России на очередной период регулирования вне зависимости от запрашиваемой категории электроснабжения. Дифференциация указанной ставки осуществляется по трем категориям:

- ТП объектов по производству ЭЭ, присоединяемая мощность которых превышает 5 МВт.
- ТП энергопринимающих устройств и объектов электроэнергетики с присоединяемой мощностью до 5 МВт включительно.
- ТП энергопринимающих устройств, а так же объектов электросетевого хозяйства, присоединяемая мощность которых превышает 5 МВт.

При этом, существует ограничение на ТП новых потребителей к объектам, принадлежащим ФСК ЕЭС на уровне напряжения ниже 110 кВ за исключением ряда случаев, описанных в [2].

Для расчета платы за ТП к территориальным распределительным сетям органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на очередной период регулирования утверждаются единые для всех ТСО по субъекту РФ:

1. Формула расчета платы за ТП.
2. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов ТСО (C_1 – подготовка и выдача ТУ, а так же проверка их выполнения, C_2 – строительство ВЛ, C_3 – строительство КЛ, C_4 – строительство пунктов секционирования, C_5 – строительство трансформаторных подстанций до 35 кВ, C_6 – строительство распределительных трансформаторных подстанций

до 35 кВ, C_7 – строительство распределительных трансформаторных подстанций выше 35 кВ).

3. Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за ТП ($C_1^{maxN} \dots C_7^{maxN}$).

Исходя из указанных ставок, ТСО рассчитывают плату за технологическое присоединение заявителей на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8900 кВт, при этом заявитель вправе осуществить самостоятельный выбор ставки для расчета платы за ТП при условии присоединения на уровне напряжения не выше 20 кВ, максимальной мощности не более 670 кВт и расстояния от границ своего участка до существующих сетей нужного класса напряжения не более 10 км. Для заявителей максимальной мощностью не более 150 кВт значение ставок $C_2 \dots C_7$ и $C_2^{maxN} \dots C_7^{maxN}$ равно нулю, т.е. оплачивается только подготовка и выдача ТУ и проверка их выполнения.

Для заявителей максимальной мощностью не менее 8900 кВт и на уровне напряжения не ниже 35 кВ расчет платы за ТП осуществляется индивидуально органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации на основании описанных выше ставок.

В случае осуществления ТП по индивидуальному проекту, согласно [122], размер платы рассчитывается по формуле:

$$P = P + P_{и} + P_{тп}, \quad (4.43)$$

где P – стоимость мероприятий по подготовке и выдаче ТУ а так же проверки их выполнения, определяемая по стандартизированным тарифным ставкам; $P_{и}$ – расходы на выполнение мероприятий «последней мили», определяемые по смете, выполненной с применением сметных нормативов; $P_{тп}$ – расходы на оплату услуг технологического присоединения к электрическим сетям смежной сетевой организации.

Размер платы за ТП к электрическим сетям ТСО в случае запроса второй или первой категории надежности электроснабжения определяется путем суммирования мероприятий «последней мили» по каждому независимому источнику энергоснабжения на основании выданных сетевой организацией технических условий.

Во всех вышеописанных случаях при расчете платы за ТП не учитываются расходы, связанные с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами ТСО и объектами ЕНЭС.

Для владельцев энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке) плата за ТП устанавливается не более 550 рублей при присоединении по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

Расчет ставок осуществляется уполномоченными органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на основании представленных сетевыми организациями сведений о расходах на соответствующие мероприятия по строительству объектов электросетевого хозяйства и данных о присоединенных объемах максимальной мощности за три предыдущих года.

4.6.3 Использование модели энерго-стоимостного распределения при обосновании платы за технологическое присоединение потребителей

В долгосрочном плане управлять (пере)распределением нагрузок между узлами электрической сети можно в рамках технологического присоединения новых потребителей. На основе ОППМ можно обосновать дифференцированные тарифы на технологическое присоединение (ТПП) для различных узлов (подстанций) ЭСО [123]. Смысл дифференцированного ТПП заключается в стимулировании потребителей за счет низкого ТПП к присоединению в тех узлах сети, где это выгодно ЭСО с точки зрения суммарных затрат.

Известно, что ОППМ зависят от режима работы сети и от ее топологии [118, 119]. Для долгосрочной задачи технологического присоединения схемно-режимное многообразие учесть достаточно сложно, поэтому расчеты

ОППМ для всех активных узлов схемы целесообразно осуществлять на основе среднего режима. Средний режим может быть получен на основе измерений электрической энергии для длительного временного интервала t (несколько месяцев, год). Имея измерения ЭЭ W_i^p , можно получить средние мощности всех узлов расчетной схемы

$$P_i = W_i^p / t, \quad (4.44)$$

и по ним рассчитать средний режим путем использования программы расчета установившихся режимов (потокораспределения). Далее для такого среднего режима можно рассчитать ОППМ и использовать их в задаче технологического присоединения. Для долгосрочных задач интерес представляют прежде всего потери ЭЭ. Используя обратное по отношению к (4.44) преобразование, от средних потоков мощности можно перейти к потокам ЭЭ для расчетного интервала t . Такое преобразование не учитывает схемно-режимное многообразие в электрической сети и приводит к возникновению погрешности расчетов. Особенно большая погрешность будет связана с расчетными потерями ЭЭ. Существенно меньшую погрешность расчета потерь ЭЭ для длительных интервалов обеспечивает применение модели энергораспределения [10, 11, 80]. Она позволяет учесть схемное многообразие работы сети при наличии информации о времени нахождения любого элемента сети в отключенном состоянии [2]. Режимное многообразие при расчете потерь ЭЭ можно учесть за счет информации о дисперсиях режимных параметров по отношению к их средним значениям за время t [11, 12, 70, 71]. При этом для суммарных нагрузочных потерь ЭЭ ΔW по аналогии с потерями мощности можно найти относительные приросты потерь электроэнергии (ОППЭЭ) для каждого узла расчетной схемы относительно узлового потока ЭЭ W_i , то есть

$$\sigma_i^w = \frac{\partial \Delta W}{\partial W_i}. \quad (4.45)$$

В связи с тем, что относительные приросты потерь мощности и электроэнергии являются относительными безразмерными величинами, значения ОППМ и ОППЭЭ практически совпадают. Сопоставительные расчеты ОППЭЭ по модели энергораспределения и расчеты ОППМ по

модели потокораспределения, на основе среднего в смысле (4.44) режима, выявили, что расхождения между ОППЭЭ и ОППМ одноименных узлов не превышает 5 %.

Затраты ЭСО в результате присоединения в узле i к существующему максимуму нагрузки P_i^{max} дополнительной новой нагрузки δP_i^{max} определяются двумя основными факторами.

Первый фактор связан с разовыми дополнительными капитальными затратами ЭСО на технологическое присоединение $Z_i^{ТП}$ новой нагрузки. При наличии в ЭСО резервов сетевой и трансформаторной мощности эти затраты должны быть минимальными, а по возможности и нулевыми. Единовременная прибыль от присоединения новой нагрузки, связана с доходом от оплаты потребителем за заявленный максимум присоединяемой мощности δP_i^{max} по ТТП Π_i , минус затраты на технологическое присоединение $Z_i^{ТП}$

$$\Delta ПР = \delta P_i^{max} \cdot \Pi_i - Z_i^{ТП}. \quad (4.46)$$

Второй фактор является долговременным, и он связан с изменением ежегодных доходов и расходов для обеспечения услуг на передачу ЭЭ. Ежегодные доходы ЭСО от услуг на передачу определяются необходимой валовой выручкой (НВВ), рассчитываемой регулирующим органом, которая включает расходы на содержание сети и расходы на компенсацию потерь ЭЭ [4]. Доходы и расходы на содержание нового оборудования должны совпасть независимо от объема вновь устанавливаемого оборудования, к тому же они не зависят от режима работы сети. Доходы и расходы ЭСО на компенсацию потерь могут не совпасть, и от режима работы сети они зависят существенно. Увеличение нагрузки приводит к изменению потерь ЭЭ и их стоимости. Причем доходы на покупку потерь в составе НВВ не изменятся, так как они определяются нормативной величиной потерь. Расходы определяются фактическими потерями ЭЭ, и с присоединением нагрузки δP_i^{max} прирост потребления ЭЭ в узле составит $\delta W_i = \delta P_i^{max} \cdot t^{ччим}$, где $t^{ччим}$ - число часов использования максимума. При допущении о линейности, изменение ежегодных издержек от услуг на передачу будет определяться изменением потерь ЭЭ:

$$\Delta C = T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{max} \cdot t_i^{ччим}, \quad (4.47)$$

где $T^{\Delta W}$ - тариф на компенсацию потерь ЭЭ (руб./кВт·ч).

Изменение ежегодных издержек от услуг на передачу является долговременным фактором и должно учитываться в многолетней перспективе [66].

Основная идея дифференциации ТТП связана с тем, что за фиксированное число лет NL , каждая вновь присоединяемая нагрузка должна обеспечить нормативную прибыль процесса передачи ЭЭ с учетом дохода от технологического присоединения. В случае увеличения стоимости потерь она должна компенсироваться повышением ТТП. Если стоимость потерь от добавления новой нагрузки снижается, то ТТП может быть минимальным и даже нулевым. За NL лет итоговая прибыль (возможно убытки), связанная с присоединением новой нагрузки в узел i будет определяться (4.46) и (4.47), (оплата потерь входит в расходы)

$$PP_i = \delta P_i^{max} \cdot \Pi_i - 3_i^{ТП} - \sum_{t=1}^{NL} T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{max} \cdot t_i^{ччим}. \quad (4.48)$$

В связи с большой погрешностью прогноза на несколько лет вперед всех переменных под знаком суммы, разумно допущение о приведении суммы к первому году с неизменными параметрами

$$PP = \delta P_i^{max} \cdot \Pi_i - 3_i^{ТП} - NL \cdot T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{max} \cdot t_i^{ччим}. \quad (4.49)$$

НВВ для ЭСО формируются регулирующим органом с учетом обеспечения ежегодной нормативной прибыли. Таким образом, нулевое значение прибыли PP в (4.49) фактически означает обеспечение ЭСО нормативно-регулируемой прибылью за все NL лет. Исходя из условия $PP=0$, узловой тариф на технологическое присоединение будет определяться выражением

$$\Pi_i = \frac{3_i^{ТП}}{\delta P_i^{max}} + NL \cdot T^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot t_i^{ччим}. \quad (4.50)$$

Первое слагаемое (4.50) связано с одновременными затратами на присоединение новой нагрузки в узле i . Второе слагаемое связано с изменением стоимости потерь ЭЭ в результате изменения потребления ЭЭ данным узлом и оно содержит ОППЭЭ узла i . При расчете ОППЭЭ должны учитываться только собственные потери ЭСО, то есть потери в элементах сети, принадлежащих рассматриваемой ЭСО. Если ОППЭЭ меньше нуля, то увеличение нагрузки узла i приводит к снижению потерь мощности ЭСО. При этом ТТП может получиться даже отрицательным, и его целесообразно принять нулевым. Это должно стимулировать потребителей к присоединению новой нагрузки в узлах с наименьшим значением ТТП, где ОППЭЭ минимален.

На рисунке 4.4 представлен режим энергораспределения простейшей сети. Данный пример ранее рассматривался в статьях [92, 95]. Представленный на рисунке 4.4 режим распределения потоков ЭЭ (режим энергораспределения) был получен по модели ЭР на основе показаний счетчиков ЭЭ [92].

Результаты расчета ЭР в МВт·ч представлены на рисунке 4.4 а). Потоки ЭЭ изображены черным цветом, а потери – красным. Суммарный полезный отпуск ЭЭ в узлах 4-7 составил 14535,47 МВт·ч, а нагрузочные потери 191,31 МВт·ч. В [92] на основе данного примера была рассмотрена модель энерго-стоимостного распределения, которая позволяет помимо потоков ЭЭ рассчитать потоки стоимости для каждого участка сети.

Потоки стоимости определяют стоимость услуг на передачу ЭЭ по всем ветвям (линии электропередачи и трансформаторы) и узлам (оборудование подстанций) схемы сети. Стоимость услуг на передачу для каждого элемента сети определяется стоимостью его содержания и стоимостью потерь. На основе потоков стоимости и потоков ЭЭ можно рассчитать узловые тарифы на передачу ЭЭ (ТПЭ) до конечных потребителей путем деления потока стоимости на поток ЭЭ [92]. Данные узловые тарифы различаются для конечных потребителей и характеризуют удельную себестоимость передачи ЭЭ до конечных узлов. На рисунке 4.4 а) рядом с узлами 4-7 синим цветом показаны значения расчетных узловых ТПЭ в руб./кВт·ч, полученные по модели энерго-стоимостного распределения [92].

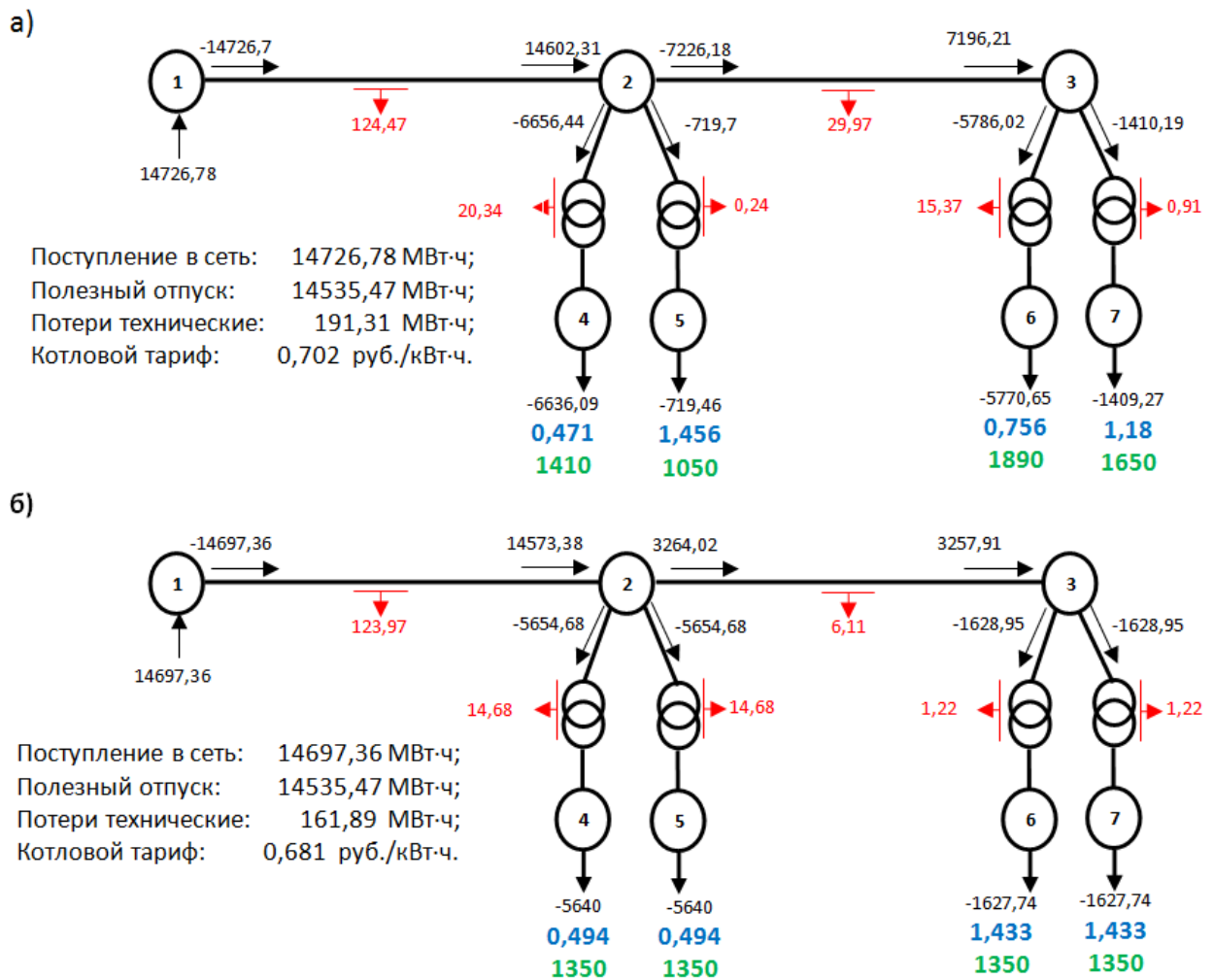


Рисунок 4.4. Распределение в схеме сети:

потоков ЭЭ \longrightarrow (МВт·ч);

потерь ЭЭ ∇ (МВт·ч);

расчетных ТПЭ (руб./кВт·ч);

расчетных ТТП (руб./кВт·ч);

а) исходный режим; б) режим с равенством ОППЭЭ.

Для исходного режима ЭР (рисунок 4.4. а) на основе (4.38) были рассчитаны значения ОППЭЭ в нагрузочных узлах: $\sigma_4 = 0,0235$; $\sigma_5 = 0,0175$; $\sigma_6 = 0,0315$; $\sigma_7 = 0,0275$. Минимальное значение ОППЭЭ наблюдается в узле 5, который является лучшим для присоединения новой нагрузки, с точки зрения потерь ЭЭ. В данном узле наблюдается наибольший расчетный узловой ТПЭ равный 1,456 руб./кВт·ч, так как узел 5 загружен меньше остальных и удельная себестоимость передачи ЭЭ для него наибольшая. Данная ситуация является достаточно типичной, так как наименьшее

значение ОППЭЭ возникает в узлах питающихся по недогруженным связям или трансформаторам.

На рисунке 4.4 б) представлен режим ЭР с аналогичным полезным отпуском ЭЭ 14535,47 МВт·ч, однако нагрузка перераспределена между нагрузочными узлами 4-7 в соответствии с равенством ОППЭЭ. Значение ОППЭЭ для всех нагрузочных узлов в этом режиме равно $\sigma_4 = \sigma_5 = \sigma_6 = \sigma_7 = 0,0225$

Оптимальное перераспределение нагрузок 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. На основе (4.50) можно получить дифференцированные ТПЭ для режима на рисунке 4.4 а) при следующих исходных данных: единовременные затраты на технологическое присоединение во всех нагрузочных узлах схемы Z_i^{TP} принимаются нулевыми; число расчетных лет NL принимается равным 10; тариф на компенсацию потерь $T^{\Delta W}$ равен 2 руб./кВт·ч; число часов использования максимума нагрузки $t_i^{ччим}$ равно 3000 часов. Узловые значения тарифа на технологическое присоединение будут различаться только из-за различий в ОППЭЭ и на рисунке 4.4 а) они представлены зеленым цветом в руб./кВт·ч. Самое низкое значение ТПЭ наблюдается в узле 5, который имеет наименьшее значение ОППЭЭ и наибольший резерв на присоединение дополнительной нагрузки. При этом в узле 5 значение узлового ТПЭ наибольшее, так как он слабо загружен.

В результате перераспределения нагрузки между узлами 4-7 по равенству ОППЭЭ происходит перераспределение потоков ЭЭ и потерь ЭЭ, изображенное на рисунке 4.4 б). Новые значения узловых расчетных ТПЭ между параллельными секциями выравниваются и на рисунке 4.4 б) они изображены синим цветом. Значения ТПЭ во всех узлах становятся равными, в связи с равенством ОППЭЭ. Таким образом, предлагаемая методика расчета дифференцированного ТПЭ стимулирует (пере)распределение нагрузок между потребительскими узлами, которое способствует 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 результате снижения потерь ЭЭ средний (котловой) ТПЭ снизился с 0,702 руб./кВт·ч (рисунок 4.4 а) до 0,681 руб./кВт·ч (рисунок 4.4 б), то есть почти на 3 %.

4.7 Выводы по главе 4

1. Расчеты энерго-стоимостного распределения для реальных фрагментов электрических сетей показали хорошее совпадение расчетных узловых тарифов на передачу, которые характеризуют узловую себестоимость передачи электроэнергии, с официальными котловыми значениями. Вариативность расчетных узловых тарифов на передачу может достигать до 100 раз. Наибольшее значение на уровень расчетных узловых тарифов оказывает степень загрузки ближайших к потребителю электросетевых элементов и удаленность от центров питания.

2. Расчетные значения узловых тарифов, полученные на основе решения задачи энерго-стоимостного распределения, позволяют оценить себестоимость и рентабельность передачи электроэнергии до различных узлов сети, что может использоваться для выполнения технико-экономических расчетов электросетевыми организациями.

3. Модель энерго-стоимостного распределения может использоваться для разделения ответственности между узлами отпуска электроэнергии из сети за суммарные технические и/или коммерческие потери электроэнергии, что может применяться для совершенствования механизмов тарифообразования услуг на передачу электроэнергии.

4. На основе модели энерго-стоимостного распределения возможно введение системы надбавок и скидок к тарифам на передачу электроэнергии (поправочных коэффициентов), дополняющих действующую систему тарифообразования для услуг на передачу электроэнергии. Введение экономических стимулов в рамках тарифной системы в виде поправочных коэффициентов должно стимулировать сетевые предприятия и потребителей к повышению эффективности передачи электроэнергии. Выгода от повышения эффективности должна распределяться между потребителем и сетевой организацией и способствовать общему снижению тарифов на передачу.

5. В целях снижения потерь электроэнергии могут вводиться поправочные коэффициенты к тарифу на передачу за коэффициент формы графика нагрузки и соотношение активной и реактивной энергии/мощности. Стимулирование увеличения электропотребления может осуществляться понижающими коэффициентами к тарифу на передачу.

6. Модель энерго-стоимостного распределения может найти применение для обоснования дифференцированной платы за технологическое присоединение новых потребителей. Значения дифференцированного по узлам схемы тарифа на технологическое присоединение должно стимулировать потребителей к увеличению нагрузки в тех узлах сети, которые способствуют снижению потерь электроэнергии.

7. На основе принципа равенства относительных приростов потерь мощности может быть получено оптимальное распределение нагрузки между узлами потребления электроэнергии с точки зрения минимума нагрузочных потерь. Это распределение нагрузки может использоваться для присоединения новой и перераспределения между узлами потребления старой нагрузки. При выборе мест размещения в сетях активных потребителей, установок распределенной генерации и накопителей электроэнергии с позиции сетевой компании целесообразно дополнительную нагрузку подключать в узлах с минимальным, а дополнительную генерацию в узлах с максимальным значением относительного прироста потерь, что приводит к снижению потерь и выравниванию узловых относительных приростов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационной работы сделаны выводы и получены следующие основные результаты.

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 адресного и апостериорного анализа энергораспределения. Потоки стоимости определяются элементными стоимостями узлов и ветвей электрической сети. Распределение потоков стоимости в узлах схемы 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.

б. 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.

Перспективы развития данной работы связаны с возможностью использования модели энерго-стоимостного распределения сетевыми организациями для оценки индивидуальных удельных показателей стоимости оказания услуг на передачу ЭЭ различным потребителям и оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса в различных участках сети. Она может применяться для обоснования строительства и реконструкции отдельных сетевых объектов. Данная модель позволяет обосновать стоимость транзитных перетоков и индивидуальных тарифов при энергообмене между смежными сетевыми организациями. Кроме того, она позволяет осуществить разделение ответственности между узлами отпуска электроэнергии из сети за суммарные технические и/или коммерческие потери электроэнергии, что может применяться для совершенствования механизмов тарифообразования услуг на передачу электроэнергии.

Модель энерго-стоимостного распределения может использоваться для обоснования надбавок и скидок к тарифу на передачу электроэнергии при оптимизации потребителями режима своего электропотребления. На её основе может быть выполнено обоснование дифференцированной платы за технологическое присоединение новых потребителей. Значения дифференцированного по узлам схемы тарифа на технологическое присоединение должно стимулировать потребителей к увеличению нагрузки в тех узлах сети, которые способствуют минимизации ежегодных эксплуатационных затрат ЭСО.

Для органов регулирования разрабатываемая модель интересна прежде всего с позиций определения удельных нормативов различных составляющих затрат на передачу ЭЭ для сетевых организаций, имеющих технологические и режимные отличия.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АИИС КУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
ВН	– высший класс напряжения 110 кВ;
СН1	– средний класс напряжения 35 кВ;
СН2	– средний класс напряжения 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ;
НН	– низший класс напряжения 0,4 кВ;
ЕНЭС	– единая национальная (общероссийская) электрическая
ЕС	– европейский союз;
ИКЭЭ	– измерительный комплекс электрической энергии;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МРСК	– межрегиональная сетевая компания;
НВВ	– необходимая валовая выручка;
ОППМ	– относительный прирост потерь мощности;
ОППЭЭ	– относительный прирост потерь электрической энергии;
ОС	– оценивание состояния;
ПК	– программный комплекс;
ПС	– электрическая подстанция;
РО	– регулирующие органы;
РСК	– региональная сетевая компания;
РЭК	– региональная энергетическая комиссия;
ТП	– технологическое присоединение;
ТПЭ	– тарифы на передачу электроэнергии;
ТСО	– территориальная сетевая организация;
ТТП	– тариф на технологическое присоединение;
УрФУ	– Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина;
ФАС	– Федеральная антимонопольная служба России;
ФСК ЕЭС	– Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы;
ЦП	– центр питания;
ЭР	– энергораспределение;
ЭСО	– электросетевая организация;
ЭСР	– энерго-стоимостное распределение;
ЭЭ	– электрическая энергия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 31.03.2003. – № 13. – С. 1177.
2. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 // Собрание законодательства РФ. – 27.12.2004. – № 52 (часть 2). – С. 5525.
3. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 // Собрание законодательства РФ. – 04.04.2011. – № 14. – С. 1916.
4. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике: Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – № 4. – С. 504.
5. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 // Собрание законодательства РФ. – 04.06.2012. – № 23. – С. 3008.
6. Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 № 530 // Собрание законодательства РФ. – 11.09.2006. – № 37. – С. 3876.

7. Суюнчев М. Межрегиональная дифференциация тарифов на электрическую энергию в российской федерации/ М. Суюнчев, С. Репетюк, Б. Файн, О. Темная, О. Мозговая, Д. Агафонов // Экономическая политика. – 2014. – № 1. – С. 90-104.
8. Зубарев В.С. 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.
9. ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2016 - официальный сайт Европейского сообщества операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity) [www.entsoe.eu].
10. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния / А.В. Паздерин // Электричество. – 2004. – № 12. – С. 2-7.
11. Паздерин А.В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети / А.В. Паздерин // Электричество. – 2004. – № 10. – С. 2-8.
12. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А.В. Паздерин // Электрические станции. – 2004. – № 12. – С. 44-49.
13. Голуб И.И. Адресность потокораспределения для электроэнергетиков / И.И. Голуб, А.З. Гамм, А.Г. Русина, Т.А. Филиппова // Новосибирск. – 2016.
14. Гамм А.З. Апостериорный анализ потокораспределения для построения финансово-технологических моделей ЭЭС / А.З. Гамм, И.И. Голуб // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: межрегиональный научно-технический семинар с возможностью заочного участия. – Сыктывкар : Коми научный центр УрО РАН, – 2004. – С. 82–91.

15. Войтов О.Н. Элементы методики расчета тарифа на услуги по передаче электроэнергии / О.Н. Войтов, А.З. Гамм, И.И. Голуб, Ю.А. Гришин, В.М. Соболевский // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – № 11–12/1. – С. 57–65.
16. Низаева А.Р. Сравнение существующих методов регулирования тарифов на передачу электроэнергии на розничных рынках // В сборнике: современный российский менеджмент: состояние, проблемы, развитие. Сборник статей 20 Международной научно-практической конференции. Под редакцией Б.Н. Герасимова. – 2014. – С. 97-102.
17. Непомнящий В.А. Методика формирования тарифа на передачу электроэнергии и определения эффективности инвестиций в развитие электрических сетей / В.А. Непомнящий // Проблемы прогнозирования. – 2008. – № 2. – С. 59-71.
18. Долматов И.А. Регулирование тарифов на услуги по передаче электроэнергии с применением метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала / И.А. Долматов, И.О. Волкова, М.А. Шутова // Финансовый менеджмент. – 2008. – № 5. – С. 89-98.
19. Фраер И.В. Формирование и пути внедрения дифференцированного по надежности тарифа на услуги по передаче электроэнергии в ЕНЭС / И.В. Фраер, В.И. Эдельман // Энергетик. – 2009. – № 9. – С. 01-06.
20. Оклей П.И. Внедрение метода RAB: проблемы и стратегия электросетевых компаний / П.И. Оклей // Менеджмент в России и за рубежом. – 2010. – № 1. – С. 53-60.
21. Кузнецов А.В. Уточнение методики расчета тарифа на передачу электроэнергии в связи с применением повышающих коэффициентов за потребление реактивной мощности / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2014. – № 3 (43). – С. 131-138.
22. Перова М.Б. Управление тарифами в электроэнергетике на основе имитационных моделей // В сборнике: Теория активных систем. Труды международной научно-практической конференции. Общая редакция - В.Н.Бурков, Д.А.Новиков. – 2011. – С. 204-207.

23. Туякова З.С. Роль и значение амортизационной политики электросетевых компаний в формировании тарифов на электроэнергию / З.С. Туякова, Е.А. Сафронова // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 14 (175). – С. 404-408.
24. Родин А.В. Зарубежный опыт государственного регулирования тарифной политики на рынках электроэнергии / А.В. Родин // Проблемы современной экономики (Новосибирск). – 2010. – № 2-3. – С. 313-318.
25. Даудова З.А. Управление процессом ценообразования в отрасли электроэнергетики / З.А. Даудова // Историческая и социально-образовательная мысль. – 2014. – Т. 6. – № 6-2 (28). – С. 230-233.
26. Зуев С.С. Разработка системы раздельного учета для целей формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям по электрическим сетям ОАО «РЖД» / С.С. Зуев // Вестник Университета (Государственный университет управления). – 2012. – № 14-1. – С. 51-55.
27. Носовский А.П. Услуги сетевых электроэнергетических компаний / А.П. Носовский // Экономика и управление: анализ тенденций и перспектив развития. – 2014. – № 13. – С. 271-279.
28. Борталевич С.И. К вопросу эффективности системы тарифоприменения в сфере электроэнергетики / С.И. Борталевич // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2011. – № 1. – С. 91-94.
29. Вдовин И.В. Формирование договорных тарифов на электроэнергию с учетом качества электроснабжения / И.В. Вдовин // Омский научный вестник. – 2014. – № 2 (126). – С. 73-76.
30. Зуева А.В. Факторы, оказывающие влияние на рост тарифов и себестоимость электроэнергии / А.В. Зуева // Учет, анализ и аудит: проблемы теории и практики. – 2014. – № 13. – С. 63-65.
31. Непомнящий В.А. Современные тарифы на электроэнергию и возможные пути их снижения / В.А. Непомнящий // Академия энергетики. – 2011. – № 3 (41). – С. 6-18.

32. Никитина О.Л. Система цен и тарифов на электроэнергию и управление рисками / О.Л. Никитина // Вестник алтайской науки. – 2015. – № 3-4 (25-26). – С. 409-412.
33. Тихомирова О.В. Новый механизм дифференциации тарифов на передачу электрической энергии по группам потребителей / О.В. Тихомирова, И.В. Виноградов // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2007. – № 4. – С. 40-45.
34. Нагамова М.С. К расчету тарифов на услуги по передаче и распределению электрической энергии в интегрированных образованиях / М.С. Нагамова, Т.Н. Толстых // Социально-экономические явления и процессы. – 2011. – № 1-2 (23-24). – С. 176-180.
35. Park Y.M. An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system / Y.M. Park, J. B. Park, J.U. Lim, J.R. Won // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998, – № 13(4), – pp. 1407-1412.
36. Lima J.W.M. An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System / J.W.M. Lima, M.V.F. Pereira, J.L.R. Pereira // IEEE Transactions on Power Systems – 1995. – Vol.10. – № 2, – pp. 971-977.
37. Lima D.A. An overview on network cost allocation methods / D.A. Lima, A.P. Feltrin, J.Contreras. // Internal research report, ISSN – 2009. – vol. 3.
38. Green R. Electricity transmission pricing: an international comparison / R. Green // Utilities Policy. – 1997. – Vol. 6. – №.3. – pp. 177-184.
39. Strbac G. Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of individual generations and loads to flows / G. Strbac, D. Kirschen, S. Ahmed // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – vol. 13. – № 2. – pp. 527-534.
40. Yuen Y.S.C. Simulations of bilateral energy markets using MATLAB / Y.S.C. Yuen, K.L. Lo // International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering. – 2003. – vol. 22. – № 2. – pp. 424-443.
41. Kharbas B. Transmission tariff allocation using combined MW-mile & postage stamp methods / B. Kharbas, M. Fozdar, H. Tiwari // IEEE PES

- International Conference on Innovative smart grid Technologies – India. Dec. 2011. – pp.6-11.
42. Lo K.L Positive and negative aspects of MW-mile method for costing transmission transaction / K.L. Lo, M.Y. Hassan // 37th Int. Universities Power Engineering Conf. (UPEC). September 2002, – vol.1. – pp. 358-362.
 43. Avinash D. MW-Mile method considering the cost of loss allocation for transmission pricing / D. Avinash, B. Chalapathi // 2015 Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth. PCCCTSG 2015. 7503892. – pp. 128-131.
 44. Lo K.L. Assessment of MW-mile method for pricing transmission services: A negative flow-sharing approach / K.L. Lo, M.Y. Hassan, S. Jovanovic // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2007. – 1(6). – pp. 904-911.
 45. Lima M. Allocation of transmission fixed charges: An Overview / M. Lima // IEEE Transactions on Power Systems. – 2002. – vol. 11. – № 3. – pp. 1409-1418.
 46. Barcia P. Tracing the flows of electricity / P. Barcia, R. Pestana // Electrical Power and Energy Systems. – 2010, – № 32(4). – pp. 329-332.
 47. Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (Приложение 1 к Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти – 20.04.2009. – № 16.
 48. Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ от 07.08.2014 № 506 // Российская газета. – № 220. – 26.09.2014.
 49. Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций: Приказ Минэнерго РФ от 26.09.2017 № 887 // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>. – 19.10.2017.

50. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Свердловской области: Постановление Региональной энергетической комиссии Свердловской области от 28.12.2017 № 218-ПК // Официальный интернет-портал правовой информации Свердловской области [<http://www.pravo.gov66.ru>]. – 29.12.2017.
51. Официальный сайт РЭК Свердловской области [<http://rek.midural.ru/>]
52. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – № 44. – 01.11.2004.
53. Идельчик В.И. Определение полной погрешности при расчетах установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик, С.И. Паламарчук // Электричество. – 1977. – № 2. – С. 51-54.
54. Бердин А.С. Адаптивные методы идентификации эквивалентных параметров электрической сети / А.С. Бердин, А.А. Суворов, С.Н. Шелюг // Материалы пятой всероссийской конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность». Томск: ТПУ, 1999. С. 48-49.
55. Симакин И.О. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38-110 кВ распределительных сетевых компаний (АО-Энерго) России / И.О. Симакин, В.И. Пятигор, В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина // Международный научно-технический семинар «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004»: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2004.
56. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: учебно-методическое пособие./ В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. – М.: ИПК Госслужбы, 2000.
57. Загорский Я.Т. Рекомендации по определению метрологической составляющей коммерческих потерь электроэнергии в условиях эксплуатации // Международный научно-техн. семинар. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004.: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2004.

58. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2003. – № 11. – С. 18-22.
59. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А.В. Паздерин // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9 – С. 6-20.
60. Воротницкий В.Э. Измерение, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Международный научно-техн. Семинар. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002.: Сб. докл. – М.: ЭНАС, 2002.
61. Ерошенко С.А. Научные проблемы распределенной генерации / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетика. – 2011. – № 11-12. –С. 126-133.
62. Lopes, J. A. P. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. / Lopes, J. A. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N. // Electric Power Systems Research. – 2007. – 77(9). – p. 1189-1203.
63. Бабушкин Г.А. Анализ котлового принципа построения тарифов на современном рынке электроэнергии / Г.А. Бабушкин, Р.А. Ильин // Путь науки. – 2016. – № 1(23). – С. 8-10.
64. Коршунова Л.А. Формирование тарифов на передачу и распределение электрической энергии в России / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина, Е.В. Кузьмина // Вестник томского государственного университета. – 2011. – № 4 (16). – С. 124-133.
65. Демина О.В. Дифференциация цен на электроэнергию: роль пространства и институтов / О.В. Демина, П.А. Минакир // Пространственная Экономика. – 2016. – № 1. – С. 30-59.
66. Паздерин А.А. Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии / А.А. Паздерин, А.В. Паздерин // Научное обозрение. – 2016. – № 20. – С. 207-213.
67. 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.

68. 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.
69. 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.
70. Кононов Ю.Г. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях / Ю.Г. Кононов, В.М. Пейзель // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2008. – № 3. – С. 63-69.
71. Степанов А.С. Анализ потерь мощности и энергии на основе уравнений длинной линии / А.С. Степанов, Р.А. Калина, А.А. Степанова // Электротехника. – 2016. – № 7. – С. 30-34.
72. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9. – С. 6-20.
73. Бартоломей П.И. Решение комплексной задачи распределения электроэнергии в энергосистеме / П.И. Бартоломей, А.О. Егоров, Е.В. Машалов, А.В. Паздерин // Электричество. – 2007. – № 2. – С. 8-13.
74. Pazderin A.V. Solution of energy flow problem using state estimation technique / A.V. Pazderin, S.E. Kokin, A.O. Egorov, E.S. Kochneva // В сборнике: IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference) 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON 2009. University of Porto. Universidade Nova de Lisboa. Porto. – 2009. – С. 1736-1741.
75. Бартоломей П.И. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях / П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2004. – № 9-10. – С. 24-33.

76. Егоров А.О. Расстановка измерительных комплексов электроэнергетики в сетях на основе теории наблюдаемости / А.О. Егоров, Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин, Е.В. Шерстобитов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. –2008. – № 7-8. – С. 53-59.
77. Pazderin A.V. The energy meters allocation in electric systems on the basis of observability theory / A.V. Pazderin, A.O. Egorov, S.A. Eroshenko // В сборнике: 2010 9th Conference on Environment and Electrical Engineering. EEEIC 2010 Prague. – 2010. – pp. 167-170.
78. Егоров А.О. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии / А.О. Егоров, Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин, П.Г. Скворцов // Электрические станции. – 2011. – № 11. – С. 42-46.
79. Паздерин А.В. Способы повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии / А.В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. –2004. – № 11-12. – С. 76-85.
80. Паздерин А.В. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях / А.В. Паздерин, А.О. Егоров, Е.С. Кочнева, В.О. Самойленко // Электричество. – 2014. – № 10. – С. 12-21.
81. Plesniaev E.A. Data acquisition system faults detection / E.A. Plesniaev, A.V. Pazderin // Proceedings of the IEEE Conference on Control Applications. –2003. –p. 1390.
82. Гольберг Ф.Л. Система объемобразующих показателей и ее применение в ЕНЭС / Ф.Л. Гольберг // Энергетик. – 2008. – № 4. – С. 7-11.
83. Об утверждении методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической

- сети (договорам энергоснабжения): Приказ ФСТ России от 31.08.2010 г. № 219-э/6 // Российская газета. – № 231. – 13.10.2010.
84. Об утверждении методических указаний по учету степени загрузки объектов электросетевого хозяйства при формировании тарифов и (или) их предельных минимальных и (или) максимальных уровней на услуги по передаче электрической энергии: Приказ ФСТ России от 24.12.2014 № 2390-э // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>. – 27.02.2015.
85. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.
86. Баламетов А.Б. Об адресном распределении мощностей в электрических сетях / А.Б. Баламетов, Э.Д. Халилов, Т.М. Исаева, Ф.Г. Исгендеров // Программные продукты и системы. – 2016. – № 1. – С. 126-133.
87. Русина А.Г. Разработка модели электрического эквивалента и принципов адресного распределения потоков и потерь мощности электроэнергетической системы: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: 05.14.02. Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск, 2006. – 20 с.
88. Русина А.Г. Особенности расчета режимов ЭЭС в современных условиях электроэнергетического рынка России / А.Г. Русина, Ю.М. Сидоркин // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 5. – С. 171-175.
89. Русина А.Г. Задачи адресного распределения потоков и потерь электроэнергии и методы их решения // Вестник Уральского государственного технического университета - УПИ. – 2004. – № 12. – С. 210.
90. Гамм А.З. Использование адресности при вычислении узловых цен на электроэнергию / А.З. Гамм, И.И. Голуб, А.А. Гамм, А.В. Батюнин // Вестник Уральского государственного технического университета - УПИ. – 2004. – № 12. – С. 35.
91. Гамм А.З. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе / А.З. Гамм, И.И. Голуб // Электричество. – 2003. – № 3. – С. 9.

92. 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.
93. Кузнецов А.В. Правовые аспекты применения повышающих коэффициентов к тарифам за потребление реактивной энергии / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова // Промышленная энергетика. – 2013. – № 7. – С. 17-20.
94. Заславец Б.И. Снижение тарифов на передачу электроэнергии за счет компенсации реактивной мощности / Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова // Вестник МГТУ им. Г.И.Носова. – 2013. – №2. – С.75-79.
95. Паздерин А.А. Применение модели энергостоймостного распределения для оценки эффективности передачи электроэнергии до различных узлов сети / А.А. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2017. – № 6 (45). – С. 36-41.
96. Зубарев В.С. Расчет тарифов на передачу электрической энергии в сетях энергосистем на основе технико-экономической модели / В.С. Зубарев, А.В. Паздерин, Д.А. Фирсова, И.В. Шевелев // В сборнике: Электроэнергетика глазами молодежи - 2017. Материалы VIII Международной научно-технической конференции. – 2017. – С. 155-158.
97. Воротницкий В.Э. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях с применением современных измерительных систем / В.Э. Воротницкий, А.В. Севостьянов // Мир измерений. – 2013. – № 8. – С. 11-19.
98. Уланов А.Б. Умный учёт электрической энергии - направление снижения коммерческих потерь / А.Б. Уланов, С.П. Анисимов // Энергетик. – 2014. – № 10. – С. 3-6.
99. Пейзель В.М. Анализ коммерческих потерь энергии в электрических сетях и пути их снижения./ В.М. Пейзель // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2007. – № 37. – С. 79-82.
100. Атанов И.В. Методические рекомендации по сокращению технологических и коммерческих потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях Учебное пособие / И.В.

- Атанов, В.Я. Хорольский, А.В. Ефанов, В.А. Кобозев, В.Г. Жданов // Ставрополь. – 2016. – 72 с.
101. Косолапов А.М. Повышение точности анализа коммерческих потерь электроэнергии / А.М. Косолапов, Д.Н. Франтасов, Ю.В. Кудряшова // Вестник СамГУПС. – 2014. – № 1 (23). – С. 86-91.
102. Паздерин А.В. Математический метод контроля достоверности измерительной информации о потоках энергетических ресурсов на основе теории оценивания состояния / А.В. Паздерин, В.В. Софьин, В.О. Самойленко // Теплоэнергетика. – 2015. – № 11. – С. 26.
103. Ерохин П.М. Проблемы распределения ответственности за потери электрической энергии между участниками энергообмена / П.М. Ерохин, А.А. Карпенко, А.В. Паздерин, Т.Ю. Паниковская // Вестник УГТУ-УПИ. – 2005. – № 12(64). – С. 54-60.
104. Аюев Б.И. Алгоритм распределения потерь между участниками оптового рынка электроэнергии / Б.И. Аюев, П.М. Ерохин, А.В. Паздерин, Т.Ю. Паниковская // Вестник УГТУ-УПИ. – 2005. – № 12(64). – С. 61-69.
105. Бартоломей П.И. Новые процедуры распределения потерь мощности и электроэнергии / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, С.А. Тихонов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – № 11-12/1. – С. 50-56.
106. Зубарев В.С. Применение модели энерго-стоимостного 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. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н. И. (1945–2015) – Даниловских чтений. УрФУ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. – 2017. – С. 184-188.
107. 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.

108. 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.
109. Капустин С.Д. Выравнивание графиков электрических нагрузок энергосистем / С.Д. Капустин, И.А. Поляков // В сборнике: Электроэнергетика. Транспорт, надежность и учет. Сборник статей научно-технической конференции. 2012. Барнаул. – 2012. – С. 100-103.
110. Четошникова Л.М. Выравнивание графика нагрузки в умной микросети / Л.М. Четошникова, С.А. Четошников // В сборнике: Наука. Южно-Уральский государственный университет. Материалы 65-ой Научной конференции. – 2013. – С. 210-213.
111. Обоскалов В.П. Ценовые надбавки и скидки за профиль графика нагрузки / В.П. Обоскалов, Т.Ю. Паниковская // Электричество. – 2012. – № 7. – С. 9-17.
112. Маляренко В.А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы его выравнивания / В.А. Маляренко, И.Д. Колотило, И.Е. Нечмоглод // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – № 5 (87). – С. 19-22.
113. Аксёнов В.В. Компенсация реактивной мощности с фильтрацией токов высших гармоник - реальный путь повышения энергоэффективности передачи и распределения электроэнергии / В.В. Аксёнов, Д.В. Быстров, В.Э. Воротницкий, Г.Г. Трофимов // Электрические станции. – 2012. – № 3. – С. 53-60.
114. Солонина Н.Н. Опережающая компенсация реактивной мощности, потребляемой электроприемником из питающей сети / Н.Н. Солонина, К.В. Суслов, А.С. Смирнов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2012. – № 11 (70). – С. 204-208.
115. Галимова А.А. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях 6-10 кВ / А.А. Галимова // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 28-31.

116. Максимов А.В. Компенсация реактивной мощности - актуальная задача энергосбережения / А.В. Максимов, В.К. Паули, М.П. Бычкова, Р.А. Воротников // Специальная техника. – 2009. – № 3. – С. 7-10.
117. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1949. – 255 с.
118. Горнштейн В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев, [и д.р.] – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
119. Арзамасцев Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высшая Школа, 1983. – 208 с.
120. 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.
121. 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.
122. Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям: Приказ ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>. – 20.10.2017.
123. 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.
124. Гительман Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников // – М.:, 2006. – 600 с.

125. Гительман Л.Д. Электроэнергетика: умное партнерство с потребителем / Л.Д. Гительман, Л.М. Гительман, М.В. Кожевников // – М.;, 2016. – 160 с.
126. 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.
127. 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.
128. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Таблица 1.3.2. Особенности формирования платы за транспорт ЭЭ в странах ЕС

	Доля платы за передачу		Ценовые сигналы		Потери ЭЭ включены в тариф?	Системные услуги включены в тариф?
	Генерация	Потребление	Сезонные, дневные	Место-положение		
Австрия	43%	57%	Нет	Нет	Да	Да
Бельгия	7%	93%	Нет	Нет	для сети ≥ 150 кВ	Тариф на вспом. услуги
Босния и Герцеговина	0%	100%	Нет	Нет	Нет	Нет
Болгария	0%	100%	-	-	Да	Да
Хорватия	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Кипр	0%	100%	-	-	Да	Да
Чешская Республика	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Дания	5%	95%	Нет	Нет	Да	Да
Эстония	0%	100%	Да	Нет	Да	Да
Финляндия	18%	82%	-	-	Да	Да
Франция	2%	98%	-	Нет	Да	Да
Германия	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Велико-британия	TNUoS 27% BSUoS 50%	TNUoS 73% BSUoS 50%	Нет	TNUoS-да BSUoS-нет	Нет	включены в BSUoS
Греция	0%	100%	-	Нет	Нет	тариф на вспом. услуги
Венгрия	0%	100%	Нет	Нет	Да	тариф на вспом. услуги
Исландия	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Ирландия	25%	75%	Нет	генерация	Нет	Да
Италия	0%	100%	Нет	Нет	Нет	Да
Латвия	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Литва	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Люксембург	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
FYROM	0%	100%	-	-	Да	Да
Черногория	0%	100%	-	Нет	Да	Да
Нидерланды	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Северная Ирландия	25%	75%	-	генерация	Нет	Нет
Норвегия	40%	60%	-	-	Да	Да
Польша	0%	100%	Нет	Нет	Да	Да
Португалия	9%	91%	-	Нет	Нет	Нет
Румыния	19%	81%	Нет	-	Да	Да
Сербия	0%	100%	-	Нет	Да	Да
Словакия	3%	97%	Нет	Нет	Да	Да
Словения	0%	100%	-	Нет	Да	Тариф на вспом. услуги
Испания	10%	90%	-	Нет	Нет	Нет
Швеция	39%	61%	Нет	Да	Да	-
Швейцария	0%	100%	Нет	Нет	Тариф на вспом. услуги	Тариф на вспом. услуги

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Таблица 1.4. Основные принципы формирования ТПЭ и платы за подключение к распределительным сетевым компаниям стран ЕС.

Страна	Ценоотражающие параметры в ТПЭ	Разделение по видам деятельности	Структура ТПЭ	Зависимость ТПЭ от времени	Географическая однородность ТПЭ	Плата за подключение	Социальный тариф/социальный на ТПЭ	Разделение доходов на передачу от видов потребителя: частный/средний/крупный, %
Австрия	напряжение, мощность, энергия	обслуживание, учет	энергия, мощность, ставка за содержание	да, только для крупных потребителей	да, только для высокого напряжения	высокая	нет/нет	7/24/69
Бельгия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Босния и Герцеговина	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Кипр	зависит от платы за подключение и типа потребителя	н/д	фиксированная ставка на содержание + энергия	да, (освещение и насосы нет)	да	низкая, но зависит от условий	нет/нет	37/43/20
Чешская Республика	напряжение, мощность, энергия	нет	месячный максимум, энергия	да	нет (однороден)	покрывает 50% затрат	нет/нет	42/29/29
Германия	напряжение, мощность, энергия, время	обслуживание, учет, биллинг	энергия, мощность, годовая ставка за содержание	нет, только для нетипичных потребителей	в каждом ЭСП свои ТПЭ	высокая	нет/нет	н/д
Дания	напряжение, энергия	нет	абонентская плата, энергия	да, только для крупных потребителей	в каждом ЭСП свои ТПЭ	низкая	нет/нет	н/д
Эстония	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Испания	напряжение, мощность, энергия	да	месячный максимум, энергия	да	да	низкая, пост. для мелких потребителей	да/нет	52/23/25
Финляндия	напряжение, мощность, энергия	н/д	энергия, мощность, ставка за содержание	да	да	низкая для бытовых потребителей, высокая для генерации и крупных потребителей	нет/нет	н/д

Страна	Ценоотражающие параметры в ТПЭ	Разделение по видам деятельности	Структура ТПЭ	Зависимость ТПЭ от времени	Географическая однородность ТПЭ	Плата за подключение	Социальный тариф/социальный на ТПЭ	Разделение доходов на передачу от видов потребителя: частный/средний/крупный, %
Франция	напряжение, время обслуживания, мощность	учет, администрирование	энергия, мощность, фиксированная ставка	да	да	высокая, зависит от условий	да/нет	68/14/18
Греция	напряжение, мощность	н/д	установленная мощность, энергия	да	да	высокая, зависит от условий	да/да	53/38/9
Хорватия	нет, зависит от категории потребителей и тарифной модели	нет	учет, энергия, мощность, избыток реактивной мощности	да, две компоненты для пика и непика	да	высокая	да/нет	47/38/15
Венгрия	напряжение, энергия	стоимость сети, потери	максимум мощности, энергия, ставка на содержание	нет	да	низкая на низком напряжении	нет/нет	н/д
Ирландия	нет, затраты распределены равномерно	нет	энергия, фиксированная ставка, мощность для промышленных потребителей	день/ночь	нет, город/село для домовладений	низкая для малых потребителей	нет/нет	н/д
Италия	напряжение, мощность, энергия	да, учет, коммерческое обслуживание	энергия, мощность, фиксированная ставка	нет	да	низкая, зависит от условий	да/да	н/д
Литва	напряжение, мощность, энергия	нет	энергия, мощность	да, одно или двухзонный тариф	да	высокая	нет/нет	33/26/41
Люксембург	напряжение	нет	годовой максимум, энергия	нет	в каждом ЭСП свои ТПЭ	низкие для малых, высокие для крупных потребителей	нет/нет	34/66

Страна	Ценоотражающие параметры в ТПЭ	Разделение по видам деятельности	Структура ТПЭ	Зависимость ТПЭ от времени	Географическая однородность ТПЭ	Плата за подключение	Социальный тариф/социальный на ТПЭ	Разделение доходов на передачу от видов потребителя: частный/средний/крупный, %
Латвия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Мальта	н/д	н/д	максимум мощности, энергия, ставка на содержание	день/ночь	да	зависит от параметров	нет/нет	н/д
Нидерланды	мощность, энергия	учет, присоединение	договорная P, пиковая P, энергия	нет	да	низкая	нет/нет	51/18/31
Польша	мощность, энергия	н/д	энергия, транзитная плата, ставка на содержание	да	нет	низкая	нет/нет	39/30/31
Португалия	напряжение, договорная и средняя мощность	нет	месячный максимум, энергия, фиксированная ставка	да	да	высокая	да/нет	73/10/17
Румыния	напряжение, энергия	н/д	энергия	нет	нет	высокая для большой генерации и малая для малой	нет/нет	н/д
Швеция	мощность, энергия	по инициативе ТСО	по инициативе ТСО	да	нет	высокая	нет/нет	н/д
Словения	напряжение, энергия	нет	мощность, энергия	зима/лето	да	низкие	нет/нет	52/32/16
Словакия	напряжение	потери	месячный максимум, энергия, потери	да, зависит от ЭСП	нет	высокая	нет/нет	35/27/38
Великобритания	напряжение, мощность, энергия	н/д	энергия, ежедневная плата, превышение мощности	да	нет	высокая	нет/нет	51/18/31

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Схема Сысертского РЭС филиала «МРСК Урала» - «Свердловэнерго».

