

Технико-экономическая модель передачи электрической энергии в сетях энергосистем

ПАЗДЕРИН А.А., ПАЗДЕРИН А.В., СОФЬИН В.В.

Рассматривается экономическое развитие модели энергораспределения, описывающей основной технологический процесс электроэнергетики – процесс распределения потоков электрической энергии в схеме сети. Экономическая модель, связанная с услугами на передачу электроэнергии, представляется в виде стоимостных потоков в схеме сети, которые совпадают по направлениям с потоками электроэнергии. В основе технико-экономической модели, получившей название «модель энергостоймостного распределения», лежат уравнения балансов для потоков электроэнергии и потоков стоимости в узлах и ветвях схемы сети. Эта модель позволяет представить процесс передачи электроэнергии в виде двух направленных на графе электрической сети потоков – потоков электроэнергии и зависящих от них потоков стоимости.

Ключевые слова: электрические сети, энергораспределение, потоки электроэнергии, потери, стоимость электроэнергии, математическая модель

Либерализация электроэнергетики привела к выделению транспорта и распределения электроэнергии (ЭЭ) в самостоятельный вид деятельности, выполняемый электросетевыми организациями (ЭСО), которые осуществляют передачу ЭЭ до потребителей при отсутствии конкуренции, поэтому государство через свои регулирующие органы определяет тарифы на услуги по передаче электроэнергии (ТПЭ). В конечной цене ЭЭ для потребителей сетевая составляющая может находиться в диапазоне от 25 до 70% и она тем больше, чем на более низком уровне напряжения находится потребитель, так как ТПЭ дифференцированы по уровням напряжения [1]. Одноставочный ТПЭ предполагает оплату услуг на передачу только по полученной потребителем ЭЭ за месяц. В двухставочном ТПЭ плата за ЭЭ меньше, но дополнительно существует ставка за мощность, которая взимается на основе усредненной мощности потребителя в часы наибольшей загрузки [1, 2].

Обзор зарубежной литературы показывает, что в мире не найдено единой и оптимальной системы оплаты услуг на передачу ЭЭ. В разных странах существует большое разнообразие в принципах и схемах оплаты услуг за передачу, зависящих от правил функционирования оптового и розничного рынков ЭЭ [3, 4]. Наиболее общие черты связаны с дифференциацией тарифов на передачу по уровням напряжения, с отдельной оплатой за энергию и за мощность, с оплатой потерь ЭЭ.

Отечественная система формирования ТПЭ соответствует общемировым тенденциям, 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; оплату обслуживания средств учета ЭЭ. У бытовых потребителей отсутствует абонентская плата [5]. Для обеспечения равенства ТПЭ для потребителей используется котловый принцип их формирования, предусматривающий расчет стоимости услуг на передачу для всех ЭСО субъекта РФ и определение единых ТПЭ для различных категорий потребителей [2]. Система формирования котловых ТПЭ должна быть достаточно простой, что затрудняет создание стимулов повышения эффективности передачи ЭЭ для ЭСО и для потребителей [5].

В статье рассматривается технико-экономическая модель, которая позволяет связать технические и экономические параметры процесса передачи ЭЭ единой системой уравнений. Она позволяет представить процесс передачи ЭЭ в виде двух направленных на графе электрической сети потоков – потоков ЭЭ и потоков стоимости. Технологическая часть модели определяется распределением в схеме сети потоков ЭЭ и позволяет учесть потери ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы замещения. Экономическая часть модели представляется в виде направленных стоимостных потоков на графе электрической сети [6]. Стоимостные потоки определяются затратами ЭСО на обеспечение процесса передачи ЭЭ и включают затраты на содержание электрической сети и затраты на покупку потерь ЭЭ. Направления стоимостных потоков в

схеме сети совпадают с направлениями потоков ЭЭ, а распределение стоимостных потоков определяется распределением потоков ЭЭ, так как модель учитывает пути протекания потоков ЭЭ в сети от источников до потребителей и загрузку всего электросетевого оборудования [6]. В результате полную стоимость услуг на передачу ЭСО, которую рассчитывает регулирующий орган, можно распределить между всеми узлами отпуска ЭЭ из сети. Помимо потребителей отпуск ЭЭ из сети осуществляется через точки соприкосновения смежных ЭСО, которые также оплачивают услуги на передачу ЭЭ по индивидуальным тарифам. Такое распределение полной стоимости услуг на передачу между различными потребителями этой услуги наиболее точно учитывает механизм формирования себестоимости ЭСО на различных участках сети, так как учитывает технологию процесса транспорта ЭЭ и формирование затрат на содержание и компенсацию потерь ЭЭ.

Таким образом, рассматриваемая технико-экономическая модель позволяет провести распределение на графе (схеме) сети потоков ЭЭ и потоков стоимости, поэтому она была названа нами модель «энергостоймостного распределения» (ЭСР). Авторы допускают, что котловой принцип тарифообразования и равенство ТПЭ для потребителей является более приоритетной целью, обеспечивающей социально-экономическую справедливость, по сравнению с повышением обоснованности в ТПЭ индивидуальных затрат на передачу ЭЭ. Поэтому работа не ставит своей целью коренного изменения системы формирования ТПЭ. 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 [5]. Модель ЭСР может применяться для решения большого числа частных задач, связанных с развитием электрических сетей и требующих технико-экономического обоснования.

Технологическая модель передачи ЭЭ по электрическим сетям привязана к временным интервалам, на которых осуществляется сбор измерений от систем учета ЭЭ. Тарифы и цены на рынках ЭЭ изменяются с часовой дискретностью, и этот временной интервал в перспективе должен сократиться. Измерительная информация о потоках ЭЭ в сетях энергосистем может приводиться к часовым, суточным, месячным и даже годовым интервалам времени. Так часовые и месячные измерения ЭЭ используются непосредственно для финансовых взаиморасчетов. Измерения ЭЭ на суточных и го-

довых интервалах могут использоваться для решения внутренних технико-экономических задач ЭСО, в частности, для составления балансов ЭЭ. Годовые измерения интересны для задач перспективного развития и планирования, а также для обоснования ТПЭ.

Для всех интервалов времени интерес связан с получением математической модели, описывающей распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме сети. Такая математическая модель была описана в ряде предшествующих работ и получила название модель энергораспределения [7–9]. В [8] была показана неадекватность использования закона Ома, закона Джоуля–Ленца и второго закона Кирхгоффа для моделирования энергетических режимов на интервалах 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 [8]. Данные уравнения, в отличие от классических уравнений установившегося режима, сохраняют свою адекватность при любых схемных и режимных изменениях в течение рассматриваемого интервала времени. Эти уравнения дополняются формулами для расчета потерь ЭЭ в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети.

В [9–11] описаны различные аспекты повышения точности расчета технических потерь ЭЭ, а в [12] – методика локализации коммерческих потерь ЭЭ на основе решения задачи энергораспределения. Развитие модели связано с формулировкой комплексной задачи энергораспределения, позволяющей рассчитывать активные и реактивные потоки ЭЭ [13]. Основные научно-методические проблемы энергораспределения связаны с анализом наблюдаемости потоков ЭЭ в схеме сети на основе имеющихся измерений [15] и расстановкой измерительных комплексов ЭЭ для обеспечения наблюдаемости и оптимального уровня информационной избыточности измерительной системы [16, 17]. Именно за счет информационной избыточности удается обеспечить контроль достоверности измерений, выявлять сбойные измерения и осуществлять диагностику АИИС КУЭ [18–21].

Модель ЭСР можно представить в виде двух параллельных процессов. Технологический процесс – это передача ЭЭ по элементам электрической сети от источников до потребителей, а экономический процесс – это передача стоимости в аналогичных направлениях. Для получения общей алгебраической системы уравнений модели ЭСР предварительно представим уравнения, описывающие технический процесс, т.е. модель энергораспределения [8]. Ос-

нову 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 будут записываться в дальнейшем 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 следует признать недостатком [22]. Принципиальная возможность учета реактивных потоков и потерь ЭЭ существует как в рамках модели энергораспределения [13], так и в рамках экономической модели. Это предполагает, что для реактивной энергии должна вводиться стоимость передачи или система надбавок и скидок к ТПЭ [22]. Далее уравнения модели ЭСР будут рассматриваться только в отношении активных потоков ЭЭ и их стоимостных значений, и дополнительно это условие не оговаривается.

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 технических потерь ЭЭ ΔW_i узла i :

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

Вторая группа уравнений 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:

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

Системы уравнений (1) и (2) записываются для единого расчетного интервала времени T , в течение которого могут происходить 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, т.е. вытекающий из узла поток ЭЭ отрицателен (нагрузка), а втекающий в узел поток ЭЭ положителен (генерация). При этом уместно отметить, что современные счетчики ЭЭ позволяют проводить 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 (1) и (2) должны быть дополнены формулами для расчета технических потерь ЭЭ, которые можно найти в [8–11]. При этом необходимо так сформировать расчетную схему замещения электрической сети, чтобы она корректно учитывала потери ЭЭ в продольных и поперечных элементах. В рассматриваемой модели ЭСР процесс распределения стоимостных потоков должен осуществляться на той же схеме электрической сети, для которой решается задача энергораспределения.

Экономическая модель передачи ЭЭ по электрическим сетям первоначально предполагает распределение полной стоимости услуг на передачу ЭСО между отдельными элементами схемы. 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} .

Полная стоимость услуг C_{Σ}^c на содержание ЭСО рассчитывается регулирующим органом на основе нормативных документов и публикуется на каждый календарный год. Полную стоимость содержания целесообразно разделить между всеми N узлами (подстанциями) и между всеми M ветвями (линиями электропередачи или трансформаторами) пропорционально числу условных единиц электрооборудования $K_i^{y,e}$, относящихся к i -му элементу сети:

$$C_i^c = \left(K_i^{y,e} / \sum_{i=1}^{N+M} K_i^{y,e} \right) C_{\Sigma}^c. \quad (3)$$

Система условных единиц электрооборудования разработана и повсеместно применяется в электроэнергетике для определения трудоемкости работ по техническому обслуживанию разнородного электрооборудования ЭСО (трансформаторы, линии электропередачи, коммутационное оборудование и т.д. [23]). Условные единицы электротехнического оборудования учитывают затраты труда на выполнение планового технического обслуживания и текущих ремонтов, оперативного обслуживания. Суммарное число условных единиц в ЭСО (структурном подразделении) является численной характеристикой размеров сетевой организации, позволяющей сравнивать между собой ЭСО. В настоящее время разработана и находится в стадии опытного внедрения новая усовершенствованная система объемобразующих единиц [24].

Стоимость потерь ЭЭ определяется значением фактических потерь ЭСО, умноженной на тариф для компенсации потерь T^Δ . Распределение затрат на компенсацию потерь между узлами и ветвями целесообразно провести пропорционально годовым техническим потерям $\Delta W_i^{\text{тех}}$ каждого элемента:

$$C_i^\Delta = \Delta W_i^{\text{тех}} T^\Delta. \quad (4)$$

Таким образом, 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 в дальнейшем будет называться «элементная стоимость услуг на передачу электроэнергии» εC_i :

$$\sum_{i=1}^{N+M} \varepsilon C_i^{\text{год}} = \sum_{i=1}^{N+M} (C_i^c + C_i^\Delta) = C_\Sigma^c + C_\Sigma^\Delta = C_\Sigma. \quad (5)$$

Сумма всех элементных стоимостей εC_i определяет полную стоимость услуг на передачу C_Σ и должна совпадать с необходимой валовой выручкой ЭСО, которую рассчитывает регулирующий орган на год. Если расчетный отрезок времени $T^{\text{рас}}$ задачи ЭСР не равен продолжительности года $T^{\text{год}}$, то элементные стоимости должны приводиться к $T^{\text{рас}}$:

$$\varepsilon C_i = \varepsilon C_i^{\text{год}} (T^{\text{рас}} / T^{\text{год}}). \quad (6)$$

На следующем этапе задачи ЭСР осуществляется последовательный перенос элементной стоимости εC_i с предшествующих элементов схемы на последующие в соответствии с физическими направлениями потоков ЭЭ. В результате на всех элементах сети формируются новые значения стоимости передачи ЭЭ, названные «потокостоймости» узлов \bar{C}_i и ветвей \bar{C}_{ij} . Потокостоймости 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 нагрузкой оборудования, используемого в процессе электрообеспечения. Именно такой подход к формированию ТПЭ рекомендуют нормативные документы [24]. Каждый узел и каждая ветвь являются источником (генератором) элементной стоимости εC_i . Далее эта стоимость перетекает в последующие элементы сети в соответствии с фактическими направлениями потоков ЭЭ. Таким образом, потокостоймости имеют направления, которые совпадают с

направлениями потоков ЭЭ. По аналогии с потоками ЭЭ, данные направления можно характеризовать положительными или отрицательными знаками. Так, если потокостоймость и соответствующий ей поток ЭЭ вытекают из узла (отдача), то знак потокостоймости является отрицательным, если потокостоймость и поток ЭЭ втекают в узел (прием), то знак потокостоймости положительный. Таким образом, знаки потоков ЭЭ и потоков стоимости совпадают.

Распределение потоков стоимости на схеме электрической сети можно описать системой алгебраических уравнений. Каждое уравнение узлового стоимостного баланса определяет, что нулю равна сумма всех втекающих и вытекающих из узла стоимостных потоков, т.е. узловой потокостоймости \bar{C}_i и всех потокостоймостей \bar{C}_{ij} по смежным ветвям из множества ω_i :

$$\sum_{j \in \omega_i} \bar{C}_{ij} + \bar{C}_i + \varepsilon C_i = 0, \quad i=1,2,\dots,N. \quad (7)$$

Кроме того, в уравнении узлового стоимостного баланса присутствует элементная стоимость εC_i узла i , которая увеличивает выходящие стоимостные потоки. Аналогично можно записать уравнения баланса стоимостных потоков для всех M ветвей схемы. Сумма потокостоймостей в начале ветви \bar{C}_{ij} и в конце ветви \bar{C}_{ji} равна элементной стоимости ветви εC_{ij} , что эквивалентно

$$\bar{C}_{ij} + \bar{C}_{ji} - \varepsilon C_{ij} = 0, \quad ij=1,2,\dots,M. \quad (8)$$

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. Этим экономическая подзадача ЭСР отличается от технической, так как в ветви по направлению движения потока потери ЭЭ всегда положительные, а потери стоимости всегда отрицательные.

Сопоставление балансовых уравнений технологической модели (1)–(2) с балансовыми уравнениями экономической модели (7)–(8) показывает их структурную схожесть, а у процесса распределения потоков ЭЭ между элементами схемы (процесса энергораспределения) и у процесса распределения потоков стоимости много общего: для обоих процессов выполняются условия узловых и линейных балансов, т.е. сумма втекающих в элемент потоков равна сумме вытекающих.

Для формирования единой системы уравнений модели ЭСР необходимо установить связь между потоками ЭЭ и потоками стоимости. Эта связь оп-

ределяется тем, что сумма втекающих в узел потоковых стоимостей \bar{C}_i^{BT} полностью переходит в потоковые стоимости смежных ветвей пропорционально вытекающим потокам ЭЭ. Последнее означает, что в каждом узле равномерно перемешиваются втекающие в него потоки ЭЭ и потоки стоимости, а по ветвям вытекания потоки стоимости уходят прямо пропорционально потокам ЭЭ. Поточковая стоимость \bar{C}_{ij} любой ветви вытекания, смежной узлу i , определяется выражением

$$\bar{C}_{ij} = (W_{ij} / \sum_{j \in \beta_i} W_{ij}) \bar{C}_i^{BT}, \quad i=1,2,\dots,N, \quad (9)$$

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

Экономическая часть ЭСР может рассчитываться на базе сбалансированного расчетного режима энергораспределения. В этом случае используются выражения (3)–(9) на базе расчетного режима энергораспределения. При некоторых допущениях режим энергораспределения можно заменить средним режимом потокораспределения, в координатах мощностей (установившимся электрическим режимом). Все потоки ЭЭ можно получить при умножении соответствующих потоков мощности на расчетный интервал времени $T^{рас}$. Под средним режимом понимается электрический режим, полученный на основе решения традиционных уравнений установившегося режима электрической сети по программам расчета потокораспределения [25].

На заключительном этапе ЭСР можно получить оценки тарифов на передачу ЭЭ в любой точке схемы сети путем деления потоковой стоимости \bar{C}_ε на поток ЭЭ в соответствующей точке ε :

$$T_\varepsilon = \bar{C}_\varepsilon / W_\varepsilon. \quad (10)$$

Данной величине целесообразно поставить в соответствие термин «точечный тариф на передачу ЭЭ», так как во всех точках сети значения точечных тарифов на передачу ЭЭ будут различаться. Кроме того, значения точечных ТПЭ будут различны в начале и в конце каждого узла и каждой ветви. Точечные 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 различных потребителей в различных режимах работы.

Тестовый пример расчета энергостоймостного распределения потоков ЭЭ и стоимости для про-

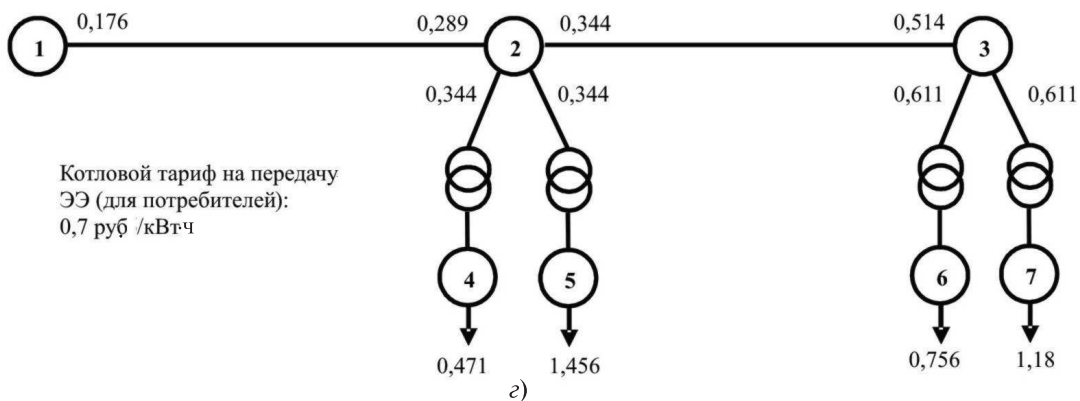
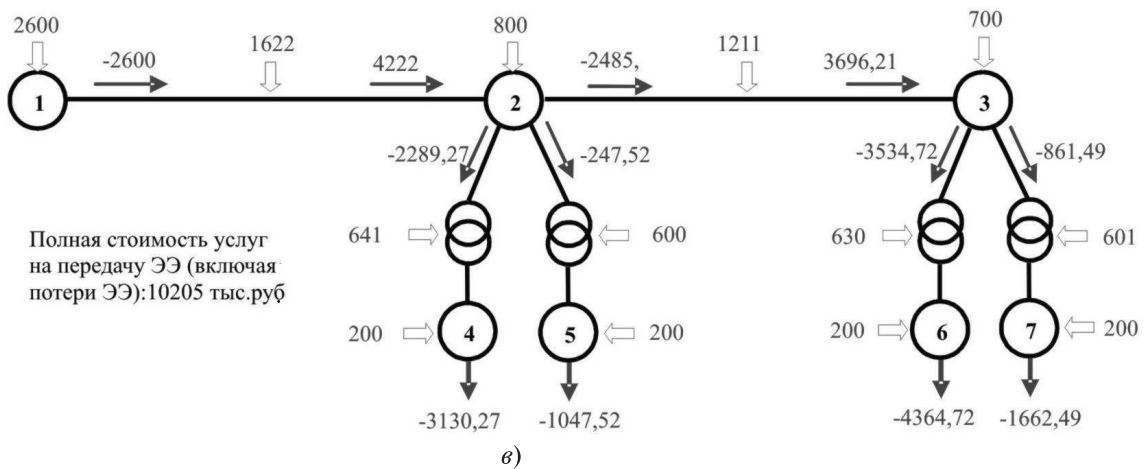
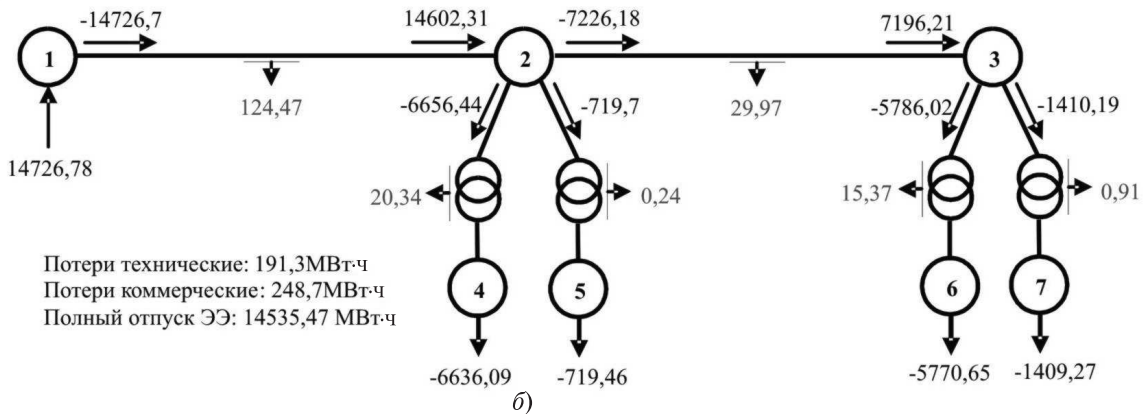
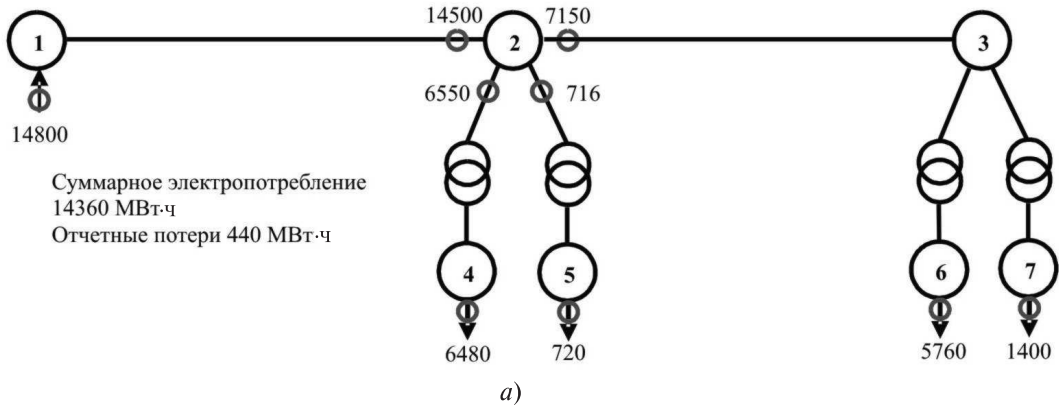
стейшей радиальной сети из семи узлов представлен на рисунке.

На рисунке, *а* приведены точки установки приборов учета ЭЭ и сами измерения ЭЭ в МВт·ч для месячного интервала (720 ч). 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, т.е. 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, т.е. 2,97%.

На рисунке, *б* представлены расчетные потоки ЭЭ и значения потерь ЭЭ на всех участках сети, полученные в результате расчета энергораспределения на основе методов оценивания состояния [7]. Втекающие в узел потоки ЭЭ положительны, а вытекающие – отрицательны. Физические направления потоков ЭЭ отмечены стрелками. Расчетные потоки ЭЭ отличаются от своих измерений (рисунок, *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, *а*) и его расчетным аналогом (рисунок, *б*).

Коммерческие потери питающего узла 1 равны 73,22 МВт·ч. В нагрузочных узлах они равны: 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, *в* представлены стоимостные потоки (тыс. руб.) с учетом их знаков (направлений) в уравнениях (7) и (8). Элементарная стоимость (\Rightarrow) узлов (подстанций) и ветвей (линий электропередачи и трансформаторов) получена как сумма стоимости содержания и стоимости потерь каждого элемента на основе (3)–(6). Сумма всех элементарных стоимостей, т.е. полная стоимость услуг на передачу ЭЭ по всей сети (включая стоимость потерь ЭЭ), равна 10205 тыс. руб. Простыми стрелками обозначены направления стоимостных потоков, совпадающие с направлением потоков ЭЭ, и указаны их численные значения. Полная стоимость услуг на передачу в точности распределена между нагрузочными узлами 4–7 на основе модели ЭСР в



Распределение измерений на схеме электрической сети: а – электроэнергия (O), МВт·ч; б – расчетных потоков (→) и потерь (↓) электроэнергии (МВт·ч); в – элементной (↓) и потоковой стоимости (→), тыс. руб.; г – точечных тарифов на передачу электроэнергии руб./кВт·ч

соответствии с потоками ЭЭ (рисунок, б). Распределение стоимостных потоков в узлах 2 и 3 между ветвями «вытекания» определяется потоками ЭЭ в соответствии с выражением (9). Во всех ветвях и узлах схемы выполняются балансы потоков стоимости (рисунок, в), уравнения (7) и (8) и балансы потоков ЭЭ (рисунок, б), уравнения (1) и (2) с учетом знаков.

На рисунке, г представлены значения точечных ТПЭ, полученных путем деления потоков стоимости (рисунок, в) на потоки ЭЭ на основе выражения (10). По мере движения от источника ЭЭ к узлам потребления происходит увеличение точечных ТПЭ, так как на каждом элементе схемы поток стоимости увеличивается на величину элементной стоимости εC_i , а поток ЭЭ уменьшается на значение потерь ΔW_i . Из рисунка, г видно, что снижение загрузки понижающих трансформаторов узлов 5 и 7 приводит к увеличению точечных ТПЭ. Средний (котловой) ТПЭ равен отношению полной стоимости услуг на передачу 10205 тыс. руб. на полный отпуск ЭЭ из сети 14535,47 МВт·ч, т.е. 0,7 руб./кВт·ч. По этому тарифу услуги на передачу оплачивают все потребители. Расчеты показывают, что во всех узлах, кроме четвертого, точечные тарифы выше котлового и за счет этого узла, происходит выравнивание ТПЭ до котлового уровня в 0,7 руб./кВт·ч для всех остальных узлов схемы. Наиболее убыточным для ЭСО является узел 5, в котором точечный тариф более чем в 2 раза превышает котловой.

Выводы. 1. Предложенная модель энергостоймостного распределения связывает единой системой уравнений потоки электрической энергии на всех участках сети со стоимостью их передачи. Модель позволяет распределить полную стоимость услуг на передачу между узлами отпуска электрической энергии с учетом потерь и степени использования всех элементов сети, что дает оценки индивидуальных тарифов на передачу, пропорциональных затратам сетевой организации.

2. Математическую основу модели энергостоймостного распределения образует система балансовых уравнений, которая определяет, что сумма втекающих и вытекающих потоков электроэнергии и потоков стоимости для каждого узла и для каждой ветви расчетной схемы равна нулю.

3. Предложенная модель энергостоймостного 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 получения точечных тарифов на передачу электроэнергии и оценки экономической эффективности электросе-

тевого бизнеса на различных участках сети и в различных режимах работы, а также для обоснования стоимости транзитных перетоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Суюнчев М., Репетюк С., Файн Б., Темная О., Мозговая О., Агафонов Д. Межрегиональная дифференциация тарифов на электрическую энергию в Российской Федерации. — Экономическая политика, 2014, № 1, с. 90–104.
2. Бабушкин Г.А., Ильин Р.А. Анализ котлового принципа построения тарифов на современном рынке электроэнергетики. — Путь науки, 2016, № 1(23), с. 8–10.
3. Родин А.В. Зарубежный опыт государственного регулирования тарифной политики на рынках электроэнергии. — Проблемы современной экономики (Новосибирск), 2010, № 2–3, с. 313–318.
4. 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/Pages/default.aspx
5. Паздерин А.А., Паздерин А.В. Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии. — Научное обозрение, 2016, № 20, с. 207–213.
6. Паздерин А.А., Паздерин А.В. Представление процесса передачи электроэнергии направленными потоками электроэнергии и стоимости в схеме сети. — Электротехнические системы и комплексы, 2017, №1(34).
7. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния. — Электричество, 2004, № 12, с. 2–7.
8. Паздерин А.В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети. — Электричество, 2004, № 10, с. 2–8.
9. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. — Электрические станции, 2004, № 12, с. 44–49.
10. Кононов Ю.Г., Пейзель В.М. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях. — Известия вузов (Северо-Кавказский регион). Серия: Технические науки, 2008, № 3, с. 63–69.
11. Степанов А.С., Калина Р.А., Степанова А.А. Анализ потерь мощности и энергии на основе уравнений длинной линии. — Электротехника, 2016, № 7, с. 30–34.
12. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. — Промышленная энергетика, 2004, № 9, с. 6–20.
13. Бартоломей П.И., Егоров А.О., Машалов Е.В., Паздерин А.В. Решение комплексной задачи распределения электроэнергии в энергосистеме. — Электричество, 2007, № 2, с. 8–13.
14. Pazderin A.V., Kokin S.E., Egorov A.O., Kochneva E.S. Solution of energy flow problem using state estimation technique. — Proc. (Industrial Electronics Conference) 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2009). University of Porto, Universidade Nova de Lisboa. Porto, 2009, pp. 1736–1741.
15. Бартоломей П.И., Паздерин А.В. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях. — Известия вузов. Проблемы энергетики, 2004, № 9–10, с. 24–33.
16. Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Шерстобитов Е.В. Расстановка измерительных комплексов электроэнергии в сетях на основе теории наблюдаемости. — Известия вузов. Проблемы энергетики, 2008, № 7–8, с. 53–59.
17. Pazderin A.V., Egorov A.O., Eroshenko S.A. The energy meters allocation in electric systems on the basis of observability theory. — Proc. of 9th Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2010). Prague, 2010, pp. 167–170.

18. Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Скворцов П.Г. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергетики. — Электрические станции, 2011, № 11, с. 42–46.

19. Паздерин А.В. Способы повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии. — Известия вузов. Проблемы энергетики, 2004, № 11–12, с. 76–85.

20. Паздерин А.В., Егоров А.О., Кочнева Е.С., Самоиленко В.О. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях. — Электричество, 2014, № 10, с. 12–21.

21. Plesniaev E.A., Pazderin A.V. Data acquisition system faults detection. — Proc. of the IEEE Conference on Control Applications, 2003, 1390 p.

22. Заславец Б.И., Малафеев А.В., Ягольникова Е.Б. Снижение тарифов на передачу электроэнергии за счет компенсации реактивной мощности. — Вестник МГТУ им. Г.И. Носова, 2013, № 2, с. 75–79.

23. Гольберг Ф.Л. Система объемообразующих показателей и ее применение в ЕНЭС. — Энергетик, 2008, № 4, с. 7–11.

24. Приказ Федеральной службы по тарифам от 24 декабря 2014 г. № 2390-э «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».

25. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем/Под ред. В.А. Веникова. — М.: Энергия, 1977, 192 с.

[07.03.2017]

Авторы: Паздерин Андрей Андреевич окончил в 2006 г. электротехнический факультет Уральского государственного технического университета (ныне Уральский Федеральный университет — УрФУ). Соискатель кафедры автоматизированных электрических систем УрФУ, начальник отдела филиала ПАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети Урала.

Паздерин Андрей Владимирович окончил в 1982 г. электротехнический факультет Уральского политехнического института (ныне УрФУ). В 2005 г. защитил докторскую диссертацию «Разработка моделей и методов расчета и анализа энергораспределения в электрических сетях». Заведующий кафедрой, проф. УрФУ.

Софьин Владимир Владимирович окончил в 1991 г. электротехнический факультет Уральского государственного технического университета (ныне УрФУ). Директор департамента ПАО «Россети».

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 7, pp. 4–12

DOI:10.24160/0013-5380-2017-7-4-12

Technical and economic model of electric energy transmission in power grid

PAZDERIN Andrey A. (Urals Branch of Public Joint Stock Company «Federal Grid Company of United Energy System» — Electrical grids of the Urals, Ekaterinburg, Russia) — Head of the Department

PAZDERIN Andrey V. (Urals Federal University Ekaterinburg, Russia) — Head of the Department, Dr. Sci. (Eng.)

SOF'IN Vladimir V. (Public Joint Stock Company «Rosseti», Ekaterinburg, Russia) — Director

The paper presents economic development of the energy flow model, which describes a basic technological process of electric power industry — a process of electric energy flows transmission in power grid. The economic part of the model, concerning to electric energy transmission tariff, is represented by directed cost flows in a network equivalent circuit. The base of technical and economic model, which has received the name «the energy-cost flows model», form the balance equations for electric energy flows and cost flows in nodes and branches of network equivalent circuit. This model presents a process of electric energy transmission as two connected and directed flows processes. The first one is an electric energy flows process and the second one is a cost flows process.

Key words: electric networks, energy balance, electric energy flows, losses, distribution tariffs, mathematical model

REFERENCES

1. Suyunchev M., Repetyuk S., Fain B., Temnaya O., Mozgovaya O., Agafonov D. *Ekonomicheskaya politika — in Russ. (Economic policy)*, 2014, No. 1, pp. 90–104.

2. Babushkin G.A., Il'in R.A. — *Put' nauki — in Russ. (The Way of Science)*, 2016, No. 1(23), pp. 8–10.

3. Rodin A.V. *Problemy sovremennoi ekonomiki — in Russ. (Problems of modern economy (Novosibirsk))*, 2010, No. 2–3, pp. 313–318.

4. 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/Pages/default.aspx

5. Pazderin A.A., Pazderin A.V. *Nauchnoye obozreniye — in Russ. (Scientific Review)*, 2016, No. 20, pp. 207–213.

6. Pazderin A.A., Pazderin A.V. *Elektrotekhnicheskiye sistemy i komplekсы — in Russ. (Electrotechnical systems and complexes)*, 2017, No. 1(34).

7. Pazderin A.V. *Elektrichestvo — in Russ. (Electricity)*, 2004, No. 12, pp. 2–7.

8. Pazderin A.V. *Elektrichestvo — in Russ. (Electricity)*, 2004, No. 10, pp. 2–8.

9. Pazderin A.V. *Elektricheskkiye stantsii — in Russ. (Power Stations)*, 2004, No. 12, pp. 44–49.