

Паздерин А.А., Паздерин А.В.

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

## ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НАПРАВЛЕННЫМИ ПОТОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СТОИМОСТИ В СХЕМЕ СЕТИ

В статье рассматривается графовый подход, позволяющий представить процесс передачи электроэнергии (ЭЭ) в виде направленных потоков ЭЭ и потоков стоимости в схеме электрической сети. Основная идея связана с распределением стоимости услуг на передачу ЭЭ между узлами отпуска ЭЭ из электрической сети с учетом загрузки электрооборудования, задействованного в электроснабжении каждого узла. Суть методики можно описать двухэтапной процедурой. На первом этапе суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ распределяется между узлами (подстанциями) и ветвями (линии электропередачи) схемы электрической сети пропорционально вкладу каждого элемента в суммарные затраты сетевого предприятия на передачу ЭЭ. На втором этапе, используя результаты расчетов по математической модели энергораспределения, связывающей потоки ЭЭ в узлах и ветвях электрической сети, стоимости услуг на передачу ЭЭ из узлов и ветвей транслируются (разносятся) до узлов потребления пропорционально потокам ЭЭ, протекающим через каждый элемент схемы сети. В результате получается распределение стоимостей на передачу между всеми узлами и ветвями схемы сети, включая узлы потребления ЭЭ, то есть определяются потоки стоимости. Методика позволяет оценить индивидуальную стоимость передачи ЭЭ до каждого узла потребления и индивидуальные тарифы на передачу электроэнергии.

**Ключевые слова:** транспорт электроэнергии, стоимость услуг на передачу электроэнергии, модель энергораспределения, потоки электроэнергии, потоки стоимости, тарифы на передачу.

### ВВЕДЕНИЕ

Обзор зарубежной практики показывает, что в разных странах существует большое разнообразие в принципах и схемах формирования тарифов на передачу электроэнергии (ТПЭ), которые зависят от правил функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности [1,2]. Так, из 35 стран европейского союза:

- в 21 стране услуги на транспорт ЭЭ оплачивают только потребители, а в 14 странах – и потребители ЭЭ, и производители (генераторы);
- в 19 странах ТПЭ зависят от расположения (удаленности) потребителя;
- в 12 странах ТПЭ дифференцируются во времени и 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 [3]. Например в Италии ТПЭ определяется только в зависимости от объемов переданной ЭЭ, а в Голландии – только от мощности. Во многих странах ТПЭ зависят от показателей надежности. Кроме того, во многих странах в ТПЭ включены составляющие, которые не связаны с прямыми затратами ЭСП. 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.

Стоимость услуг на передачу ЭЭ для электросете-

вого предприятия (ЭСП) обычно определяется двумя составляющими – суммарными затратами на содержание электрических сетей  $C_{\Sigma}^C$ , а также платой за потери ЭЭ  $C_{\Sigma}^A$ . Эти составляющие ежегодно утверждаются регулирующими органами в области формирования ТПЭ на основе нормативных документов. ТПЭ для потребителей формируются на основе котловой модели, уравнивающей тарифы для всех потребителей одного номинального напряжения на территории каждого субъекта Российской Федерации [4,5]. Данные по тарифам и другим экономическим показателям для каждого ЭСП являются открытой публичной информацией, и они формируют необходимую валовую выручку предприятия  $C_{\Sigma}$  на каждый год [6,7].

### ГРАФОВАЯ МОДЕЛЬ ОПИСАНИЯ ПРОЦЕССА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Рассматриваемая в статье модель дает возможность оценить индивидуальную стоимость услуг на передачу ЭЭ для каждого потребителя и смежного ЭСП, что позволяет оценить экономическую эффективность электросетевого бизнеса на различных участках сети и в различных режимах ее работы. На начальном этапе вся необходимая валовая выручка ЭСП  $C_{\Sigma}$  распределяется между  $N$  узлами и  $M$  ветвями схемы электрической сети пропорционально затратам на передачу ЭЭ соответствующих элементов схемы [8,9]. Ветви схемы сети ассоциируются с линиями электропередачи, а узлы схемы с подстанциями. Данные доли  $C_{\Sigma}$  далее называются «элементные стоимости» услуг на передачу  $\epsilon C_i$ . При делении  $C_{\Sigma}$  между  $\epsilon C_i$  затраты на потери  $C_{\Sigma}^A$  распределяются между отдельными элементами сети пропорционально техническим потерям на каждом элементе. Затраты на содержание электросетевого оборудования  $C_{\Sigma}^C$  делятся между элементами сети пропорционально условным единицам оборудования. Сумма всех элементных стоимостей в узлах и ветвях схемы равна суммарной необходимой валовой выручке ЭСП

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

Далее производится распределение элементных стоимостей  $\varepsilon C_i$  по графу электрической сети до узлов отдачи (потребления) в соответствии с направлениями фактических потоков ЭЭ и пропорционально этим потокам, то есть с учетом загрузки электрооборудования. Предполагается, что потоки ЭЭ для всех узлов и всех ветвей схемы электрической сети рассчитаны с учетом потерь на основе модели энергораспределения и являются сбалансированными [10,11]. Потоки и потери ЭЭ в схеме сети рассчитываются для анализируемого интервала времени, в качестве которого может приниматься год или месяц. Если анализируемый временной интервал относится к прошедшим отрезкам времени, то расчетная модель энергораспределения основывается на измерениях от счетчиков ЭЭ. Если анализируемый временной интервал относится к будущему, то для расчета энергораспределения используются прогнозные расходы электроэнергии [12,13].

По мере перемещения по графу электрической сети элементные стоимости предшествующих элементов схемы прибавляются к элементным стоимостям текущих элементов и получают новые значения стоимостей, которые называются «потоковые стоимости» от услуг на передачу  $\vec{C}_i$ .

Если проводить аналогию с транспортировкой грузов, то полная стоимость транспортировки определяется стоимостью 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 рассматриваемого ЭСП или узлы генерации, а места отгрузки – узлы отпуска ЭЭ из сети или узлы потребления. Таким образом, в процессе транспорта ЭЭ на каждом элементе в схеме электрической сети происходит увеличение удельной стоимости передачи каждого киловатт-часа переданной электроэнергии. Процесс распределения потоковых стоимостей заканчивается, когда на всех элементах сети произошло перемещение потоковых стоимостей до конечных узлов отпуска ЭЭ из рассматриваемой сети, и дальнейшие пути перемещения стоимостных потоков в схеме сети отсутствуют.

Важно отметить, что при завершении процедуры распределения потоков стоимости суммарная стоимость услуг на передачу  $C_{\Sigma}$  (необходимая валовая выручка) в точности равна сумме узловых потоковых стоимостей  $\vec{C}_i^{\text{отп}}$  по всем  $K$  узлам отпуска ЭЭ из сети

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

Часть электроэнергии, отпускаемой из сети, приходится на сети смежных ЭСП, а часть ЭЭ является полезным отпуском. Узловая потоковая стоимость в пограничном узле, разделяющем сети смежных ЭСП, в действующей терминологии имеет название «индивидуальная стоимость услуг на передачу» между ЭСП.

Описываемая модель позволяет наглядно представить процесс передачи ЭЭ в виде двух направленных на графе электрической сети потоков: потоков электроэнергии и потоков стоимости. В рамках рассматриваемой модели процесс распределения потоков ЭЭ и потоков стоимости должен осуществляться на единой схеме электрической сети. Процесс распределения стоимости услуг на передачу ЭЭ в графическом виде представляется как последовательный перенос элементных стоимостей передачи ЭЭ на графе электрической сети. В результате такого переноса определяются потоковые стоимости для каждого узла  $\vec{C}_i$  и для каждой ветви  $\vec{C}_{ij}$  схемы сети. При этом определяется стоимость передачи ЭЭ до каждого нагрузочного узла электрической сети в соответствии с участием и загрузкой используемого электрооборудования. Описываемый 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  $\varepsilon C_i$ . 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 и формирует потоки стоимости. Потоки стоимости имеют направления, которые совпадают с направлениями потоков ЭЭ.

Наиболее интересным моментом в рассматриваемой задаче является распределение узловой стоимости услуг на передачу  $\vec{C}_i$  между ветвями (линиями электропередачи), по которым ЭЭ отдается из узла  $i$ . Логично допустить, что из узла  $i$ , его потоковая узловая стоимость  $\vec{C}_i$  переходит в смежные ветви пропорционально вытекающим из рассматриваемого узла потокам ЭЭ по отношению к суммарной отдаче ЭЭ данного узла  $W_i^{\text{отд}}$ . При этом для определения потоковой стоимости  $\vec{C}_{ij}$  любой ветви, смежной узлу  $i$  может использоваться следующее выражение:

$$\vec{C}_{ij} = \frac{W_{ij}}{\sum_{j \in \beta_i} W_{ij}} \cdot \vec{C}_i = \frac{W_{ij}}{W_i^{\text{отд}}} \cdot \vec{C}_i, \quad (3)$$

где  $\beta_i$  – список присоединений (ветвей) по которым ЭЭ вытекает (отдается) из узла  $i$ . В энергетическом балансе узла должна обязательно учитываться собственная узловая инъекция ЭЭ  $W_{io}$ . Сумма входящих в узел потоков ЭЭ (прием ЭЭ в узел) может превышать сумму выходящих потоков ЭЭ (отпуск ЭЭ из узла) на величину потерь в данном узле. При использовании выражения (3) возможны следующие ситуации:

1. Узел  $i$  является генераторным (узловая инъекция ЭЭ  $W_{io}$  втекает в узел), тогда вся его потоковая узловая стоимость  $\vec{C}_i$  переходит в ветви, по которым ЭЭ вытекает из рассматриваемого узла;
2. Узел  $i$  является транзитным (нулевая узловая

инъекция  $W_{io}$ ), тогда вся его узловая потоковая стоимость  $\vec{C}_i$  переходит в ветви, по которым ЭЭ вытекает из рассматриваемого узла;

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  $\vec{C}_i^{\text{опт}}$  определяется пропорционально нагрузочному потоку относительно суммарного отпуска узла. Оставшаяся часть узловой стоимости  $\vec{C}_i$  переходит в ветви вытекания ЭЭ.

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  $\vec{C}_i$  переходит в искомую стоимость отпуска  $\vec{C}_i^{\text{опт}}$ .

Описываемый подход целесообразно проиллюстрировать простейшим гипотетическим примером. На **рисунке, а** представлена электрическая сеть с нанесенными на нее потоками ЭЭ. Узел номер 1 является питающим, а через три оставшихся узла (подстанции) осуществляется отпуск электроэнергии потребителям. Физические направления потоков ЭЭ на **рисунке, а** отмечены стрелками. Суммарные потери ЭЭ в трех линиях электропередачи составляют 60 кВт·ч, таким образом, уровень суммарных потерь по отношению к поступающей в сеть ЭЭ – 6 %. На **рисунке, б** отмечены фигурными стрелками значения элементарных стоимостей услуг на передачу  $\varepsilon C_i$ , и они расположены выше изображения схемы электрической сети. Узловые элементарные стоимости (затраты на подстанции) составляют 200, 250, 200, и 180 руб., а элементарные стоимости трех ветвей (линий электропередачи) – 220, 200 и 180 руб. соответственно.

Ниже схемы электрической сети на **рисунке, б** простыми стрелками обозначены направления и значения потоковых стоимостей для каждого элемента схемы сети. Потоковые стоимости получены в соответствии с описанным выше алгоритмом. Так, 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  $\vec{C}_{1,2}=200$  руб. Далее в середине ветви 1-2 к ней добавляется элементарная стоимость ветви 1-2 в 220 руб., таким образом, в конце ветви 1-2 потоковая стоимость составит  $\vec{C}_{1,2}=420$  руб. Далее она суммируется с элементарной стоимостью второго узла, которая равна  $\varepsilon C_2=250$  руб. Таким образом, потоковая стоимость второго узла составит  $\vec{C}_2=670$  руб. Данная потоковая стоимость распределяется между двумя потоками ЭЭ, выходящим из узла 2, на основе выражения (3) пропорционально вытекающим потокам ЭЭ относительно суммарной отдачи узла 970 кВт·ч. Так, 580 кВт·ч отдается по ветви 2-3 и 390 кВт·ч – в качестве полезного отпуска ЭЭ потребителям второго узла. Значения потоковых стоимостей, соответствующих вытекающим из узла 2 потокам ЭЭ, будут определяться в соответствии с выражением (3), и они равны соответственно  $\vec{C}_{2,3}=400,62$  руб., а  $\vec{C}_2=269,38$  руб. Таким образом, сумма выходящих из узла 2 потоковых стоимостей равна потоковой стоимости узла 2, то есть 670 руб.

Дальнейшее распределение потоковых стоимостей производится аналогично и представлено на **рисунке, б**.

Следует отметить, что суммарная стоимость услуг на передачу для рассматриваемого примера равна сумме всех элементарных стоимостей (в узлах и ветвях), и эта стоимость равна 1430 руб., что соответствует выражению (1). На **рисунке, б** это сумма исходных элементарных стоимостей для четырех узлов и трех ветвей, обозначенных фигурными стрелками. Данная стоимость в точности распределена между тремя узлами под номерами 2, 3, 4, через которые осуществляется отпуск ЭЭ из сети, что соответствует уравнению (2):  $1430=269,38+428,9+731,72$  руб.

Таким образом, представленный пример наглядно показывает, как суммарная стоимость услуг на передачу ЭЭ 1430 руб. распределяется между узлами отпуска ЭЭ из сети. Представленные на **рисунке, б** значения узловых потоковых стоимостей  $\vec{C}_i^{\text{опт}}$  можно считать стоимостями передачи ЭЭ до соответствующих узлов отпуска ЭЭ из сети (узлов нагрузки).

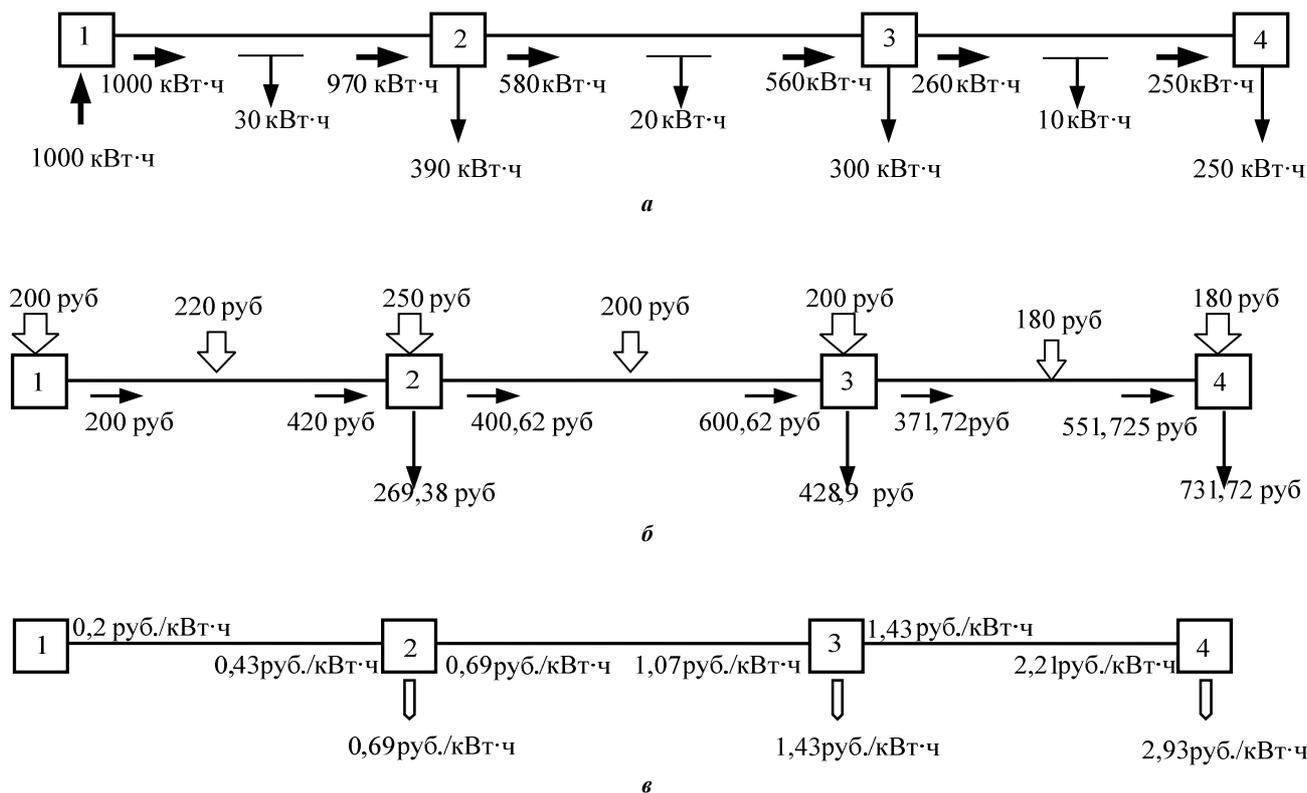
На **рисунке, в** представлены значения тарифов на передачу ЭЭ для всех участков сети, полученные путем деления значения потоковой стоимости на значение потока ЭЭ для соответствующей точки электрической сети  $\varepsilon$ :

$$\vec{T}_\varepsilon = \vec{C}_\varepsilon / W_\varepsilon . \quad (4)$$

Данному тарифу целесообразно поставить в соответствие термин «точечный тариф на передачу ЭЭ», так как для каждой точки электрической сети значения точечных тарифов на передачу ЭЭ будут различаться. Кроме того, значения точечных тарифов будут различны в начале и конце каждого узла и каждой ветви.

Как следует из **рисунка, в**, по мере перемещения по схеме электрической сети в направлении фактических потоков ЭЭ происходит последовательное увеличение точечных тарифов на передачу ЭЭ. Данное утверждение легко доказывается тем, что на каждом элементе электрической сети, то есть для ветви и для узла, происходит увеличение значения точечного тарифа на передачу ЭЭ. Данное увеличение обусловлено тем, что к потоковой стоимости в начале каждого элемента  $\vec{C}_i^{\text{нач}}$  добавляется элементарная стоимость данного элемента  $\varepsilon C_i$  и потоковая стоимость в конце элемента  $\vec{C}_i^{\text{кон}}$  больше, чем в начале. Кроме того, суммарный поток ЭЭ на выходе из элемента не больше (равен или меньше), чем на входе в элемент из-за наличия потерь ЭЭ.

Таким образом, суммарный стоимостной поток на выходе каждого элемента больше, чем на входе, а поток ЭЭ, наоборот, меньше или равен. Это неизбежно приводит к тому, что точечный тариф в конце элемента больше, чем в начале. Следовательно, по мере движения по элементам схемы сети в направлении фактических потоков ЭЭ точечные тарифы увеличиваются. Последнее утверждение справедливо для радиальных схем с одним источником питания. В сложносвязанных и кольцевых схемах данное утверждение не всегда выполняется, так как в узел по ветвям могут попадать потоки ЭЭ с существенно различными точечными тарифами. В узле происходит перемешивание потоков



- ➔ - потоки электрической энергии
- ⌄ - потери электрической энергии
- ➔ - потоковые стоимости услуг на передачу электроэнергии
- ⌄ - элементные стоимости услуг на передачу электроэнергии

**Распределение для простейшей схемы электрической сети:**  
**а – потоков и потерь электрической энергии (кВт·ч);**  
**б – элементных стоимостей и потоковых стоимостей услуг на передачу (руб.);**  
**в – точечных тарифов на передачу ЭЭ (руб./кВт·ч)**

ЭЭ и потоков стоимости, и точечные тарифы по ветвям отдачи ЭЭ будут определяться суммарными значениями потоков ЭЭ и потоков стоимости.

Таким образом, рассматриваемая потоковая модель передачи ЭЭ и стоимости позволяет связать технические и экономические параметры процесса транспорта ЭЭ. Если проводить сопоставление между технической и экономической частью модели, то можно отметить схожесть и различие между потоками ЭЭ и потоками стоимости:

- направления потоков ЭЭ и потоков стоимости совпадают, и они двигаются от питающих узлов к узлам нагрузки;

- при движении по указанным направлениям численные значения потоков ЭЭ на каждом элементе сети уменьшаются ввиду наличия потерь ЭЭ, а численные значения стоимостных потоков увеличиваются, ввиду добавления элементных стоимостей на каждом участке сети;

- при движении по указанным направлениям значение напряжения в каждой точке сети обычно уменьшается, а значение тарифа – увеличивается.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная технико-экономическая модель передачи ЭЭ может использоваться, прежде всего, электросетевыми предприятиями для получения точечных тарифов на передачу ЭЭ для различных потребителей и оценки экономической эффективности электросетевого бизнеса на различных участках сети и в различных режимах работы. Для органов регулирования эта модель интересна с позиций разработки удельных нормативов для формирования тарифов на передачу ЭЭ для сетевых организаций, имеющих технологические и режимные отличия. Предложенная модель позволяет обосновать стоимость транзитных потоков и индивидуальных тарифов при энергообмене между смежными сетевыми предприятиями. Кроме того, она может использоваться для обоснования надбавок и скидок к тарифу на передачу электроэнергии при оптимизации потребителями режима своего электропотребления [14].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Reneses J., Ortega M.P.R. Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, vol. 8. no.10, p. 1645-1655.
2. Shirmohammadi D., Filho X.V., Gorenstin B., Pereira M.V.P. Some Fundamental Technical Concepts about cost based transmission pricing. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, vol. 11, no.2, p. 1002-1008.
3. Silva da A.M.L., Costa J.G. de C., Lima L.H.L. A new methodology for cost allocation of transmission systems in interconnected energy markets. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, vol. 28, no. 2, p. 2013.
4. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 04.09.2015). М., 2012.
5. Бабушкин Г.А., Ильин Р.А. Анализ котлового принципа построения тарифов на современном рынке электроэнергии // Путь науки. 2016. № 1(23). С. 8-10.
6. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г., Кузьмина Е.В. Формирование тарифов на передачу и распределение электрической энергии в России // Вестник Томского государственного университета. 2011. № 4 (16). С. 124-133.
7. 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. Демина О.В., Минакир П.А. Дифференциация цен на электроэнергию: роль пространства и институтов // Пространственная Экономика. 2016. № 1. С. 30-59.
9. Определение вклада потребителей предприятия в затраты на передачу электроэнергии / А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова, М.И. Болтенкова, Т.В. Рылова // Актуальные проблемы современной науки, техники и образования. 2010. № 2. С. 95-97.
10. 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. Самоиленко // Электричество. 2014. № 10. С. 12-21.
11. Pazderin A.V., Kokin S.E., Egorov A.O., Kochneva E.S. Solution of Energy Flow Problem using State Estimation Technique. IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference) 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2009. Сер. "Proceedings - IECON 2009, 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society", 2009, p. 1736-1741.
12. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Электрические станции. 2004. № 12. С. 44.
13. 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.
14. Паздерин А.А., Паздерин А.В. Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии // Научное обозрение. 2016. № 20. С. 207-213.

Поступила в редакцию 13 января 2017 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

## REPRESENTATION OF THE ELECTRIC ENERGY DISTRIBUTION PROCESS IN AN ELECTRIC NETWORK BY DIRECTED ENERGY AND COST FLOWS

Andrey V. Pazderin

D.Sc. (Engineering), Professor, Head of the Automated electric systems department, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia.

Andrey A. Pazderin

part-time Ph.D. student of the of Automated electric systems department, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Head of technological connection department, PJSC Federal Grid Company of Unified Energy System" – Urals branch, Yekaterinburg, Russia.

The paper describes graph-based approach of electric energy distribution by means of directed energy flows and cost flows in an electric network. The basic idea is connected to allocation of electric utilities' energy transport costs between output nodes of an electric network. The methodology proposed can be described as a two-stage procedure. At first, total costs are allocated between nodes (substations) and branches (power lines) proportionally to the contribution to the total electric utilities' energy transport costs of each element of the network. The results are obtained via energy flow model, which interconnects energy flows in nodes and branches. At the second stage, energy distribution costs are divided proportionally to the energy flows at each element of the network in order to quantify distribution costs for each consumer. As a result, it is possible to allocate distribution costs between nodes and branches, including electricity consumption nodes, to calculate energy-cost flows. Using the approach proposed, individual costs of electric energy transport to each particular consumption node can be easily assessed. As a result, individual distribution tariffs can be estimated.

**Keywords:** Electric energy distribution, energy flow model, energy flows, cost flows, distribution tariff.

## REFERENCES

1. Reneses J., Ortega M.P.R. Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, vol. 8. no.10, p. 1645-1655.
2. Shirmohammadi D., Filho X.V., Gorenstin B., Pereira M.V.P. Some Fundamental Technical Concepts about cost based transmission pricing. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, vol. 11, no.2, p. 1002-1008.
3. Silva da A.M.L., Costa J.G. de C., Lima L.H.L. A new methodology for cost allocation of transmission systems in interconnected energy markets. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, vol. 28, no. 2, p. 2013.
4. Russian Federation Government Resolution dated 04.05.2012 N 442 (ed. From 04.09.2015). About the function of retail electricity markets, the full and (or) partial restriction mode electric power consumption.
5. Babushkin G.A., Ilin R.A. Analysis of the principle of construction of the boiler tariffs at present electricity market.

- Put` nauki* [The way of science], 2016, no. 1(23), pp. 8-10. (In Russian)
6. Korshunova L.A., Kuzmina N.G., Kuzmina E.V. Tariff model for transmission and distribution of electric energy in the Russian Federation. *Vestnik tomskogo gosudarstvennogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk State University, 2011, no. 4 (16), pp. 124-133. (In Russian)
  7. Suiunchev M., Repetiuk S., Fain B., Temnaia O., Mozgovaia O., Agafonov D. Inter-regional differentiation of tariffs for electric energy in the Russian Federation. *Ekonomicheskaiia politika* [Economic policy], 2014, no. 1, pp. 90-104. (In Russian)
  8. Demina O.V., Minakir P.A. Differentiation of electricity prices: the role of space and institutions. *Prostranstvennaia Ekonomika* [Spatial Economics], 2016, no. 1, pp. 30-59. (In Russian)
  9. Malafeev A.V., Iagolnikova E.B., Boltenkova M.I., Rylova T.V. Calculation of the enterprise consumer's contribution to the cost of electricity transmission. *Aktualnye problemy sovremennoi nauki, tekhniki i obrazovaniia* [Current problems of modern science, technology and education], 2010, no. 2, pp. 95-97. (In Russian)
  10. Pazderin A.V., Egorov A.O., Kochneva E.S., Samoilenko V.O. Application of methodological approaches of the state estimation theory for calculation and verification of power flows. *Elektrichestvo* [Electricity], 2014, no. 10, pp. 12-21. (In Russian)
  11. Pazderin A.V., Kokin S.E., Egorov A.O., Kochneva E.S. Solution of Energy Flow Problem using State Estimation Technique. IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference) 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2009. Ser. "Proceedings - IECON 2009, 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society", 2009, p. 1736-1741.
  12. Pazderin A.V. Calculation of technical electricity losses by solving the energy flow problem. *Elektricheskie stantsii* [Electrical stations], 2004, no. 12, pp. 44. (In Russian)
  13. Bartolomei P.I., Egorov A.O., Mashalov E.V., Pazderin A.V. Solution of complex energy flow problem in an electrical network. *Elektrichestvo* [Electricity], 2007, no. 2, pp. 8-13. (In Russian)
  14. Pazderin A.A., Pazderin A.V. Improving of the tariff model for electric power transmission. *Nauchnoe obozrenie* [Scientific Review], 2016, no. 20, pp. 207-213. (In Russian)

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). С. 31-36. doi: 10.18503/2311-8318-2017-1(34)-31-36

Pazderin A.A., Pazderin A.V. Representation of the Electric Energy Distribution Process in an Electric Network by Directed Energy and Cost Flows. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2017, no.1(34), pp. 31-36. (In Russian) doi: 10.18503/2311-8318-2017-1(34)-31-36