

# ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПА РАВЕНСТВА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ПОТЕРЬ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

АВТОРЫ:

А.В. ПАЗДЕРИН,  
Д.Т.Н.,  
ФГАОУ ВО «УРФУ»

А.А. ПАЗДЕРИН,  
ФИЛИАЛ ПАО «ФСК  
ЕЭС» — МЭС УРАЛА

**И**спользование принципа равенства относительных приростов потерь мощности позволяет минимизировать активные потери в электрических сетях. Такой подход предполагает перераспределение нагрузок между узлами

электрической сети с активными потребителями и источниками распределенной генерации. Относительные приросты потерь весьма полезны для коррекции тарифа на присоединение распределенной генерации и на выработку электроэнергии этой генерацией.

**Ключевые слова:** электрические сети; относительные приросты потерь мощности (ОППМ); потери электрической энергии; оптимизация; тарифы на технологическое присоединение; математическая модель.



Современные опоры для ЛЭП

## ВВЕДЕНИЕ

Принцип равенства относительных приростов давно и хорошо известен в электроэнергетике [1–3]. Оптимальное распределение активной нагрузки между электрическими станциями, минимизирующее суммарный расход топлива, обеспечивается при равенстве относительных приростов расхода топлива  $\varepsilon_i$  всех электростанций. Если включить в рассмотрение потери мощности в электрической сети, то данное условие трансформируется в выражение, учитывающее относительные приросты потерь мощности (ОППМ)  $\sigma_i$  на каждой электростанции [2, 3]:

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

В такой трактовке ОППМ определяется производной  $\sigma_i = \partial \Delta P / \partial P_i$  (здесь  $\Delta P$  — это суммарные нагрузочные потери в сети,  $P_i$  — это мощность  $i$ -го узла). Эта производная показывает изменение потерь при изменении мощности  $i$ -го узла на одну единицу.

## ПРИНЦИП РАВЕНСТВА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

Нетрудно получить условие оптимального распределения активных мощностей между нагрузочными узлами электросетевой организации (ЭСО) на основе требования минимума суммарных нагрузочных потерь мощности  $\Delta P$  во всех  $M$  связях с активным сопротивлением  $R_i$ :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^M R_i (P_i^2 + Q_i^2) / U^2 \rightarrow \min \quad (2)$$

В качестве ограничения, исключающего тривиальное решение (когда нагрузки всех узлов равны нулю), следует использовать требование

постоянства суммарного электропотребления  $P_\Sigma$  в сети ЭСО. Данное условие означает, что сумма мощностей всех  $N$  нагрузочных узлов ЭСО равна  $P_\Sigma$ , но мощности могут свободно перераспределяться между узлами схемы:

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_\Sigma \quad (3)$$

Следует заметить, что более корректно условие (3) должно быть написано отдельно по всем классам номинального напряжения. Это гарантирует для ЭСО фиксированный уровень финансовых поступлений за передачу электрической энергии (ЭЭ) при перераспределении мощностей между узлами схемы. Последнее связано с тем, что тарифы на передачу ЭЭ (ТПЭ) дифференцируются по классам номинальных напряжений. Функция Лагранжа для задачи (2) при ограничении (3) может быть представлена как:

$$L = \Delta P + \lambda (\sum_{i=1}^N P_i - P_\Sigma) \quad (4)$$

При этом для всех нагрузочных узлов выполняется условие:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} + \lambda(1) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

Оптимальное распределение суммарного полезного отпуска  $P_\Sigma$  между потребительскими узлами сети, исходя из минимума нагрузочных потерь, определяется условием равенства ОППМ во всех активных нагрузочных узлах:

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \dots = \sigma_n = -\lambda \quad (6)$$

Электросетевая организация оплачивает потери ЭЭ в своих сетях по единому тарифу. Следовательно, условие равенства ОППМ будет обеспечивать минимум потерь, минимум их стоимости и максимум прибыли для данного режима работы электрической сети.

В практических расчетах число узлов  $N$ , участвующих в перерас-

пределении 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 являются возможные диапазоны изменения нагрузки в каждом из активных узлов:

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (7)$$

Максимальное ограничение  $P_i^{\max}$  может быть связано с перегрузочной способностью питающей сети или трансформаторов рассматриваемого узла. Минимальное ограничение  $P_i^{\min}$  обусловлено отсутствием возможности изменения потребления, наличием потребителей высокой категории надежности или технологическими особенностями потребителя. В случае выхода  $i$ -го узла за пределы ограничения (7) в результате перераспределения нагрузки его мощность должна быть зафиксирована на уровне нарушенного ограничения, а сам узел из разряда активных должен быть переведен в разряд пассивных.

В контексте рассматриваемого вопроса уместно напомнить об известном критерии оптимизации режима электрических станций сети по реактивной мощности, который также сводится к равенству относительных приростов потерь активной мощности по реактивной мощности генераторов [2, 3]:

$$\partial \Delta P / \partial Q_i = idem \quad (8)$$

Распределение реактивных мощностей между активными узлами схемы может производиться аналогично описанной выше методике. Число активных по реактивной мощности узлов может быть существенно выше, благодаря наличию в сети средств ее регулирования. Найдя

вектор оптимальных узловых мощностей  $\mathbf{P}^*$ , соответствующий критерию равенства ОППМ, и зная фактические мощности всех узлов  $\mathbf{P}^\Phi$ , можно определить вектор отклонений фактических мощностей от оптимальных  $\mathbf{P}^\Phi - \mathbf{P}^*$  для нагрузочных узлов схемы. Этот 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 % получаемых от оптимизации режима по реактивной мощности. Оптимальное распределение активных нагрузок  $\mathbf{P}^*$  между узлами схемы из условия равенства ОППМ может быть получено из решения системы линейных уравнений:

$$\begin{cases} \sigma_1(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_2(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \sigma_3(\mathbf{P}^*) = \sigma_n(\mathbf{P}^*) \\ \dots\dots\dots \\ P_1^* + P_2^* + P_3^* + \dots + P_n^* = P_\Sigma \end{cases} \quad (9)$$

Количество уравнений в этой системе равно числу активных нагрузочных узлов и равно числу искоемых переменных. Все питающие узлы из рассмотрения исключаются, в том числе балансирующий узел, для которого  $\sigma_0=0$ . Вводя матрицу собственных и взаимных активных сопротивлений  $R$ , ОППМ  $\sigma$  можно представить как линейную комбинацию узловых мощностей [3]:

$$\sigma = \gamma \mathbf{R} \mathbf{P}, \quad (10)$$

где  $\gamma=2/U^2$  — скалярная величина;  $\mathbf{P}$  — вектор-столбец активных мощностей узлов.

Другой способ определения ОППМ связан с использованием коэффициентов токораспределения  $a_{ij}$ , каждый из которых связывает поток

мощности ветви  $l$  с мощностью узла  $i$  [3]:

$$\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} a_{li} P_l = \sum_{l=1}^M \frac{2r_l}{U^2} a_{li} \left( \sum_{j=1}^N a_{lj} P_j \right) \quad (11)$$

Систему линейных уравнений (9) можно представить в матричном виде следующим образом:

$$\mathbf{E} \times \mathbf{P}^* = \mathbf{D} \quad (12)$$

Решение (12) 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 рис. 1 показаны сети простейших топологий, когда из одного центра питания осуществляется снабжение нескольких потребителей с суммарным потреблением в 100 ед. Для упрощения изложения напряжения всех узлов приняты единичными и рассматривается режим сети постоянного тока.

На рис. 1а представлен вариант питания нагрузок по двум параллельным линиям с разными сопротивлениями. С учетом уравнения (2) условие равенства ОППМ узлов 1 и 2 может быть представлено как:  $R_1 P_1 = R_2 P_2$ . Тогда оптимальное распределение мощностей между этими узлами будет обратно пропорционально активным сопротивлениям питающих линий, т.е. здесь действует принцип, аналогичный распределению тока между параллельными проводниками. Оптимальное (пере)распределение нагрузки между питающими фидерами должно быть интересно промышленным предприятиям

для минимизации нагрузочных потерь в собственных сетях.

На рис. 1б представлена схема с двумя последовательными участками. Нагрузочные потери в сети можно записать в виде  $\Delta P = R_1(P_1 + P_2)^2 + R_2 P_2^2$ . Из условия равенства ОППМ получаем  $2R_2 P_2 = 0$ , а вся нагрузка распределяется в первый узел  $P_1=100$ , независимо от соотношения сопротивлений на последовательных участках. Чтобы минимизировать потери на последовательных участках сети, нагрузка должна быть как можно ближе к центру питания.

На рис. 1в представлена кольцевая схема с тремя нагрузочными узлами. Оптимальное распределение нагрузки в ней, полученное на основе выражения (12), приводит к тому, что вся нагрузка распределяется между двумя ближайшими узлами к центру питания с величинами, обратно пропорциональными активным сопротивлениям до этих узлов.

На рис. 1г 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, т.е. нагрузка в них отсутствует, и активными узлами они не являются. Оптимальное распределение нагрузки в такой схеме на основе выражения (12) осуществляется обратно пропорционально сопротивлению от ближайшего к нагрузке питающего узла (узел 1) до нагрузочного узла. Так, для узла 3 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 больше теоретическое значение, нежели практическое. С позиций ЭСО наиболее эффективно присоединение дополнительной нагрузки  $\delta P_i$  в узле с минимальным значением ОППМ:

$$\sigma_i = \partial \Delta P / \partial P_i \rightarrow \min \quad (13)$$

При допущении о линейности процесса изменение нагрузки узла на приведет к изменению нагрузочных потерь на величину:

$$\partial \Delta P_\Sigma = \sigma_i \cdot \delta P_i \quad (14)$$

При отрицательном значении ОППМ присоединение дополнительной нагрузки будет даже снижать потери в сети. Такая ситуация характерна для потребителей, располагающихся вблизи от электрических станций. Уменьшение 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 автоматически выравнивает узловые ОППМ.

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ В СЕТИ ОПТИМАЛЬНЫХ МОЩНОСТЕЙ, ПОЛУЧЕННЫХ ПО КРИТЕРИЮ РАВЕНСТВА ОППМ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ ТОПОЛОГИЙ

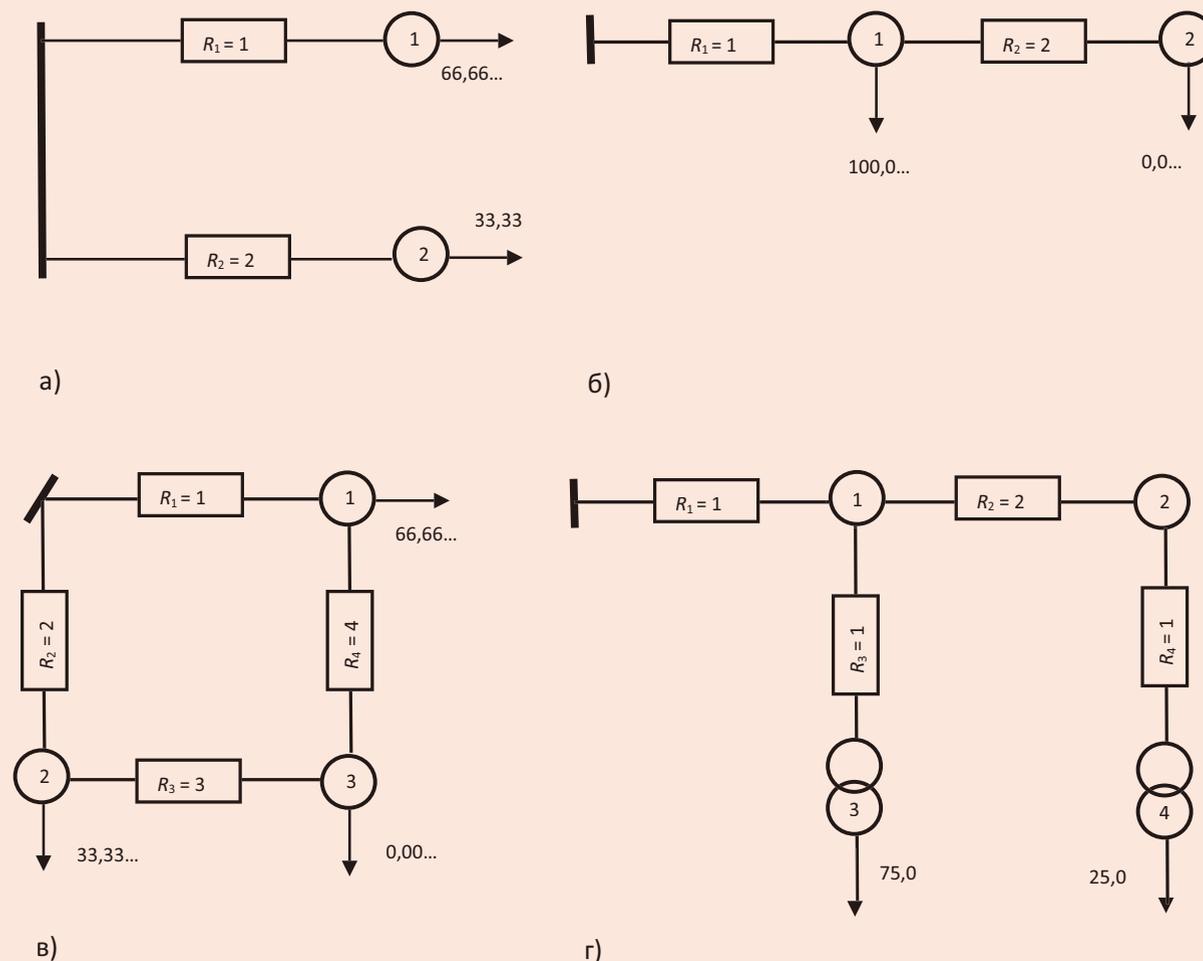


Рис. 1

## РАСЧЕТ ТАРИФОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ С УЧЕТОМ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ПОТЕРЬ

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 (ТТП) для различных узлов (подстанций) ЭСО. Смысл дифференцированного ТТП заключается в стимулировании потребителей за счет низкого ТТП 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 [2, 3]. 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. Такой 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:

$$P_i = W_i^p / T \quad (15)$$

и по ним рассчитать средний режим путем использования программы расчета установившихся режимов (потокораспределения). Затем для такого 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 выражению (15) 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 (ЭР) [4, 5]. Она позволяет учесть схемное многообразие работы сети при наличии информации о времени нахождения любого элемента сети в отключенном состоянии [4]. Режимное многообразие при расчете потерь ЭЭ можно учесть за счет информации о дисперсиях режимных параметров по отношению к их средним значениям за время  $T$  [6]. При этом для суммарных нагрузочных потерь ЭЭ  $\Delta W$  по аналогии с потерями мощности можно найти относительные

приросты потерь электроэнергии (ОППЭЭ) для каждого узла расчетной схемы относительно узлового потока ЭЭ  $W_i$ :

$$\sigma_i^W = \partial \Delta W / \partial W_i \quad (16)$$

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 соответствии с выражением (15) режима выявили, что расхождения между ОППЭЭ и ОППМ одноименных узлов не превышают 5%.

Затраты ЭСО в результате присоединения в узле  $i$  к существующему максимуму нагрузки  $P_i^{max}$  дополнительной новой нагрузки  $\partial P_i^{max}$  определяются двумя основными факторами. Первый фактор связан с разовыми дополнительными капитальными затратами ЭСО на технологическое присоединение  $Z_i^{TP}$  новой нагрузки. При наличии в ЭСО резервов сетевой и трансформаторной мощности эти затраты должны быть минимальными, а по возможности и нулевыми. Единновременная прибыль от присоединения новой нагрузки связана с доходом от оплаты потребителем за заявленный максимум присоединяемой мощности  $\partial P_i^{max}$  по ТТП  $\rho_i$  минус затраты на технологическое присоединение  $Z_i^{TP}$ :

$$\Delta K = \partial P_i^{max} \cdot \rho_i - Z_i^{TP} \quad (17)$$

Второй фактор является долгосрочным и 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 регулиру-

### ИЗ «КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

Полученные экономические оценки показывают потенциальную привлекательность и эффективность вложений в «интеллектуализацию» ЭЭС России и необходимость перехода от стадии поисковых исследований к интенсивной концептуальной проработке и практическому проектированию новой электроэнергетики России, выбору рациональных технических решений, обоснованию оптимальных подходов к системе интеллектуального управления энергосистемой.

ОРГАНИЗАТОР

МИНИСТЕРСТВО ОБОРОНЫ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

# ARMY

## МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ «АРМИЯ-2018»

21–26 АВГУСТА  
ПАТРИОТ ЭКСПО

[WWW.RUSARMYEXPO.RU](http://WWW.RUSARMYEXPO.RU)

ВЫСТАВОЧНЫЙ ОПЕРАТОР

МКВ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ КОНГРЕССЫ И ВЫСТАВКИ

реклама

ующим органом, которая включает расходы на содержание сети и расходы на компенсацию потерь ЭЭ [7]. 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  $\partial P_i^{max}$  прирост потребления ЭЭ в узле составит  $\partial Wi = \partial P_i^{max} \cdot T^{ччим}$ , где  $T^{ччим}$  — число часов использования максимума. При допущении о линейности изменение ежегодных издержек от услуг на передачу будет определяться изменением потерь ЭЭ:

$$\Delta C = \tau^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot \delta P_i^{max} \cdot T_i^{ччим} \quad (18)$$

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

Изменение ежегодных издержек от услуг на передачу является долговременным фактором и должно учитываться в многолетней перспективе [8]. 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 опре-

деляться выражениями (17) и (18) (оплата потерь входит в расходы):

$$PP_i = \delta P_i^{max} \cdot \rho_i - 3_i^{тп} - \sum_{t=1}^{NL} \tau^{\Delta W} \cdot \delta P_i^{max} \cdot \sigma_i^w \cdot T_i^{ччим} \quad (19)$$

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:

$$PP = \delta P_i^{max} \cdot \rho_i - 3_i^{тп} - NL \cdot \tau^{\Delta W} \cdot \delta P_i^{max} \cdot \sigma_i^w \cdot T_i^{ччим} \quad (20)$$

НВВ для ЭСО формируются регулирующим органом с учетом обеспечения ежегодной нормативной прибыли. Таким образом, нулевое значение прибыли ( $PP$ ) в (20) фактически означает обеспечение ЭСО нормативно-регулируемой прибылью за все  $NL$  лет. Исходя из условия  $PP=0$ , узловой тариф на техническое присоединение будет определяться выражением:

$$\rho_i = 3_i^{тп} / \delta P_i^{max} + NL \cdot \tau^{\Delta W} \cdot \sigma_i^w \cdot T_i^{ччим} \quad [руб/кВтм] \quad (21)$$

Первое слагаемое в выражении (21) связано с одновременными затратами на присоединение новой нагрузки в узел  $i$ . Второе слагаемое обусловлено 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, т.е. 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, но его целесообразно принять нулевым, что должно стимулировать потребителей к присоединению новой нагрузки в узлах с наименьшим значением ТТП, где ОППЭЭ минимален.

## ТЕСТОВЫЙ ПРИМЕР

На рис. 2 представлен режим энергораспределения простейшей сети. Данный пример ранее рассматривался авторами в других статьях [9, 10]. Представленный на рис. 2 режим распределения потоков ЭЭ (режим энергораспределения) был получен по модели ЭР на основе показаний счетчиков ЭЭ [9]. Результаты расчета ЭР (в МВт·ч) представлены на рис. 2а. Потоки ЭЭ изображены черным цветом, а потери — красным. Суммарный полезный отпуск ЭЭ в узлах 4–7 составил 14 535,47 МВт·ч, а нагрузочные потери — 191,31 МВт·ч. В работе [9] на основе данного примера была проанализирована 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 [9]. Данные узловые тарифы различаются для конечных потребителей и характеризуют удельную себестоимость передачи ЭЭ до конечных узлов. На рис. 2а рядом с конечными узлами 4–7 синим цветом показаны значения расчетных узловых ТПЭ (в руб./кВт·ч), полученные по модели энерго-стоимостного распределения [9].

Для исходного режима ЭР (см. рис. 2а) на основе выражения (11) 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 всех остальных узлов, 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 рис. 2б представлен режим ЭР с аналогичным полезным отпуском ЭЭ, равным 14 535,47 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 выравняется загрузка параллельных трансформаторов, и происходит перераспределение полезного отпуска в сторону питающего узла 1. На основе выражения (21) можно получить дифференциро-

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ В СХЕМЕ СЕТИ ПОТОКОВ ЭЭ, ПОТЕРЬ ЭЭ, РАСЧЕТНЫХ ТПЭ, РАСЧЕТНЫХ ТТП: ИСХОДНЫЙ РЕЖИМ (А), РЕЖИМ С РАВЕНСТВОМ ОППЭЭ (Б)

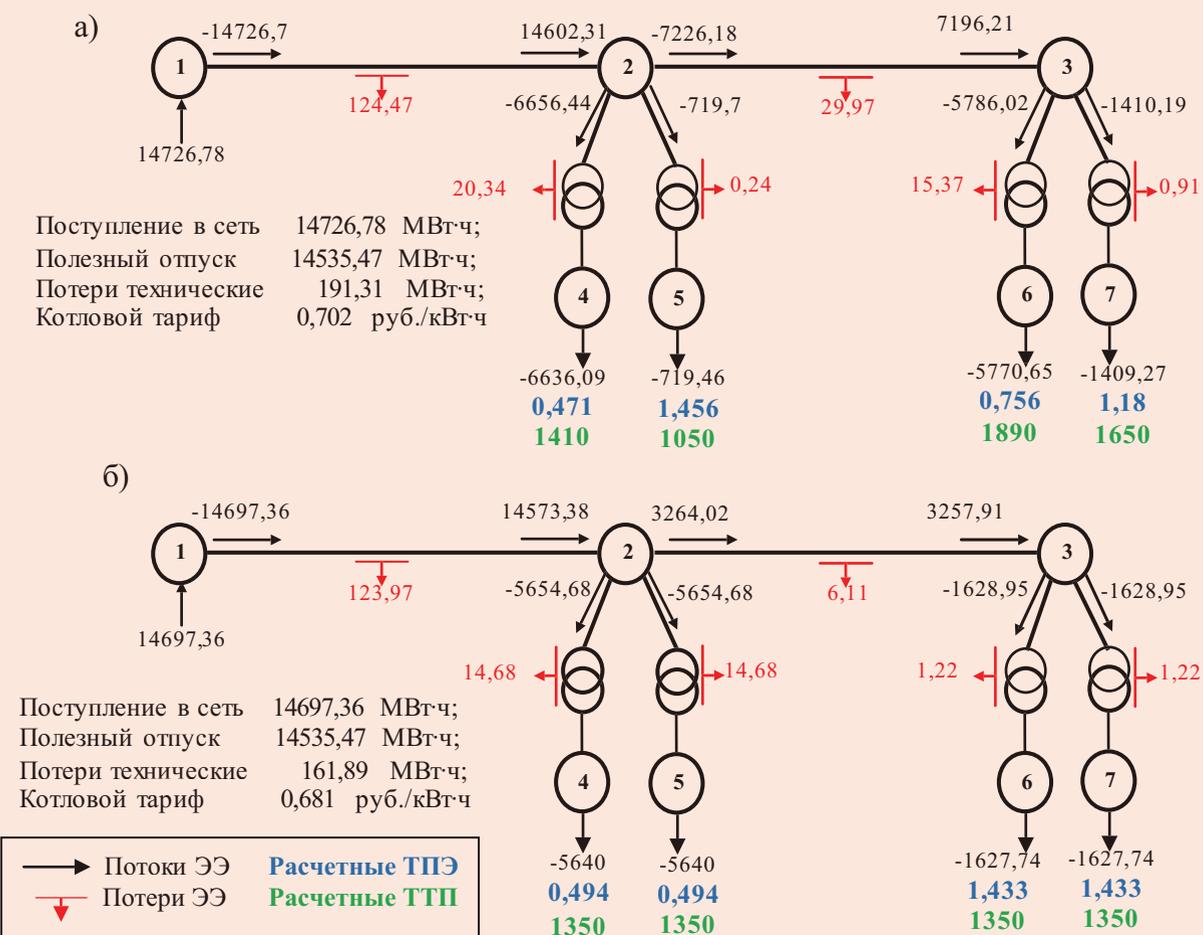


Рис. 2

ванные ТТП для режима на рис. 2а при следующих исходных данных: единовременные затраты на технологическое присоединение во всех нагрузочных узлах схемы  $Z_i^{TP}$  принимаются нулевыми; число расчетных лет  $N_L$  принимается равным 10; тариф на компенсацию потерь  $\tau^{\Delta}$  равен 2 руб./кВт·ч; число часов использования максимума нагрузки  $T_i^{ччм}$  равно 3000 часов. Узловые значения тарифа на технологическое присоединение будут разными только из-за различий в ОППЭЭ, и на рис. 2а они представлены зеленым цветом (в руб./кВт·ч). Самое низкое значение ТТП 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 потеря ЭЭ, изображенное на рис. 2б. Новые значения узловых расчетных ТПЭ между параллельными секциями выравниваются и на рис. 2б они изображены синим цветом. Значения ТТП во всех узлах становятся равными в связи с равенством ОППЭЭ. Таким образом, предлагаемая методика расчета дифференцированного ТТП стимулирует (пере)распределение нагрузок между потребительскими узлами, которое способствует не только снижению потерь, но и выравниванию загрузки сети и 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, и официальные ТПЭ для всех потребителей.

В результате снижения потерь ЭЭ средний (котловой) ТПЭ сни-

зился с 0,702 руб./кВт·ч (рис. 2а) до 0,681 руб./кВт·ч (рис. 2б), то есть почти на 3 %.

## ВЫВОДЫ

1. Принцип равенства относительных приростов потерь обеспечивает оптимальное, с точки зрения нагрузочных потерь, распределение активной потребительской нагрузки в схеме сети. Оптимальное распределение заданного полезного отпуска между узлами нагрузки зависит от топологии сети и определяется прежде всего активными сопротивлениями связей.
2. 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. Относительные приросты потерь целесообразно рассчитывать на основе среднего режима, получаемого по измерениям электроэнергии, но лучше использовать модель энергораспределения, учитывающую схемно-режимное многообразие сети.
3. С использованием относительных приростов потерь можно получить дифференцированные тарифы на технологическое присоединение для различных узлов (подстанций) электрической сети. Чем меньше относительный прирост потерь, тем ниже тариф на технологическое присоединение и тем выгоднее для сетевой компании присоединение новой

нагрузки в данном узле. Низкий тариф на технологическое присоединение возникает в недогруженных узлах с наименьшим значением относительного прироста потерь. Это способствует появлению там дополнительной нагрузки, что к тому же снижает удельную себестоимость передачи электроэнергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. М.-Л.: Госэнергоиздат. 1949.
2. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем. М.: Энергия, 1981.
3. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. М.: Высшая школа, 1983.
4. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния // Электричество. 2004. № 12. С. 2–7.
5. Паздерин А.В., Егоров А.О., Кочнева Е.С., Самойленко В.О. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях // Электричество. 2014. № 10. С. 12–21.
6. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Электрические станции. 2004. № 12. С. 44–49.
7. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
8. Паздерин А.А., Паздерин А.В. Совершенствование системы тарификации услуг на передачу электрической энергии // Научное обозрение. 2016. № 20. С. 207–212.
9. Паздерин А.А., Паздерин А.В., Софьин В.В. Техничко-экономическая модель передачи электрической энергии в сетях энергосистем // Электричество. 2017. № 7. С. 4–12.
10. Паздерин А.А. Применение модели энергостоймостного распределения для оценки эффективности передачи электроэнергии до различных узлов сети // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 6 (45). С. 36–41.



# ТРАВЭК

Международная Ассоциация  
производителей высоковольтного  
электротехнического оборудования

## 25 лет в электротехнике и электроэнергетике

### Приглашаем принять участие в XXVII Международной научно-технической и практической конференции «Силовые и распределительные трансформаторы. Реакторы. Системы диагностики»

5 - 6 июня 2018 г.

Гостиница «Холидей Инн Сокольники»  
г. Москва, ул. Русаковская, 24.

#### Тематическая направленность конференции:

- I. **Перспективы развития электроэнергетики и электрических сетей. Потребности электроэнергетики РФ в трансформаторно-реакторном оборудовании до 2030 года.**
- II. **Исследования и разработки в области совершенствования и создания новых видов трансформаторного и реакторного оборудования.**
  1. Перспективы развития и совершенствования силовых, распределительных, преобразовательных трансформаторов и реакторов (масляные, с силиконовой жидкостью, элегазовые, сухие, сверхпроводящие и т.п.).
  2. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР и УШРТ).
  3. Конструирование трансформаторного и реакторного оборудования. Программно-методическое обеспечение, математическое и физическое моделирование для конструирования трансформаторов и реакторов. Системы САПР. Опыт разработки и применения.
  4. Энергоэффективное трансформаторное и реакторное оборудование. Токоограничители. Распределительные трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали.
  5. Комплектные трансформаторные подстанции.
  6. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.
  7. Вопросы утилизации тепла силовых трансформаторов для обогрева зданий подстанций и применения частотно-регулируемых приводов вентиляторов и маслососов систем охлаждения трансформаторов.
- III. **Системы диагностики и мониторинга трансформаторного оборудования.**
  1. Развитие методологии систем диагностики.
  2. Исследования внешних перенапряжений на трансформаторное и реакторное оборудование. Методы, средства и результаты испытаний оборудования в эксплуатации.
  3. Системы диагностики и релейной защиты трансформаторного и реакторного оборудования.
- IV. **Вопросы производства трансформаторно-реакторного оборудования и их комплектующих.**
  1. Номенклатура производства предприятиями трансформаторно-реакторного оборудования и перспективы его развития.
  2. Трансформаторное оборудование для возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ).
  3. Технологии производства трансформаторно-реакторного оборудования. Технологическое оборудование.
  4. Новые комплектующие и изоляционные материалы, состояние и перспективы производства электротехнической стали.
  5. Устройства регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой.
  6. Высоковольтные вводы силовых и распределительных трансформаторов.
  7. Опыт применения трансформаторных масел и силиконовых жидкостей.
  8. Сервисное обслуживание и ремонт трансформаторного и реакторного оборудования.
- V. **Испытания трансформаторного и реакторного оборудования.**
- VI. **Опыт эксплуатации трансформаторно-реакторного оборудования.**
- VII. **Мировые рынки трансформаторно-реакторного оборудования.**

Оргкомитет  
конференции

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, 21  
Тел./Факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-61)  
E-mail: travek@elektrozavod.ru www.travek.elektrozavod.ru