

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ



УДК 621.311.1.003

DOI:10.30724/1998-9903-2023-25-3-24-40

ВЫЯВЛЕНИЕ ДОЛЕВОГО ВКЛАДА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ СТОИМОСТЬ

Малафеев А.В.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1471-9764>, malapheev_av@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть проблемы оценки стоимости услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям территориальных сетевых организаций (ТСО), в том числе крупных промышленных предприятий со статусом ТСО и собственной генерацией. Разработать методику расчета стоимости потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения таких предприятий с учетом технико-экономических характеристик источников. Разработать методику определения долевого вклада отдельных источников и потребителей в потери электроэнергии и их стоимость. Провести расчеты стоимости потерь электроэнергии и структуры вклада в нее источников питания промышленного предприятия-ТСО и сделать выводы. *МЕТОДЫ:* При решении поставленных задач использовались методы расчета установившихся режимов систем электроснабжения. *РЕЗУЛЬТАТЫ:* В статье описана актуальность темы, созданы расчетные методики, в условиях крупного промышленного энергоузла рассмотрена система оплаты субабонентами промышленного предприятия услуг по передаче электроэнергии и ее взаимосвязь с потокораспределением. Проанализирована структура вклада источников питания в потери электроэнергии системы электроснабжения. Сформулирован подход к корректировке индивидуального тарифа на покупку потерь электроэнергии с учетом размещения источников питания в системе электроснабжения. Даны рекомендации по снижению степени недокомпенсации стоимости услуг по передаче электроэнергии сторонними потребителями. Предложено использование для этих целей нормативов технологических потерь электроэнергии (НТПЭ), определенных по стоимости потерь. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* При существующей нормативно-правовой базе в интересах предприятия-ТСО распределять субабонентов в схеме таким образом, чтобы их фактический НТПЭ, определенный с учетом адресности потерь, не превышал расчетный НТПЭ. В этом случае не происходит переноса стоимости потерь с субабонентов на собственное потребление предприятия-ТСО. При этом субабоненты не несут дополнительных расходов, поскольку рассчитываются с гарантирующим поставщиком по котловому тарифу. НТПЭ для этих целей необходимо определять по стоимости потерь с учетом характеристик источников. Доля оплаты потерь в сетях предприятия-ТСО, которая идет на собственное потребление и не компенсируется субабонентами, при этом снижается. Следовательно, снижается величина затрат на электроэнергию и их доля в себестоимости готовой продукции предприятия-ТСО.

Ключевые слова: *потребитель-субабонент; собственная электростанция; долевого вклад; стоимость потерь электроэнергии; услуги по передаче; тариф на покупку потерь; необходимая валовая выручка.*

Для цитирования: Малафеев А.В. Выявление долевого вклада источников питания системы электроснабжения в потери электроэнергии и их стоимость // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 3. С. 24-40. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-3-24-40.

IDENTIFICATION OF THE SHARING CONTRIBUTION OF THE POWER SUPPLY SYSTEM POWER SOURCES TO THE ELECTRICITY LOSSES AND THEIR COST

AV. Malafeev

Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1471-9764>, malapheev_av@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Consider the problems of estimating the cost of services for the transmission of electricity through the electric networks of territorial grid organizations (TGOs), including large industrial enterprises with the status of TGOs and their own generation. Develop a methodology for calculating the cost of electricity losses in the elements of the power supply system of such enterprises, taking into account the technical and economic characteristics of the sources. Develop a methodology for determining the share contribution of individual sources and consumers to electricity losses and their cost. Calculate the cost of electricity losses and the structure of the contribution to it of power sources of an industrial TGO enterprise and draw conclusions. *METHODS.* When solving the tasks set, methods for calculating steady-state modes of power supply systems were used. *RESULTS.* The article describes the relevance of the topic, created calculation methods, in the conditions of a large industrial power center, the system of payment by sub-subscribers of an industrial enterprise for services for the transmission of electricity and its relationship with the flow distribution is considered. The structure of the contribution of power sources to the losses of electricity in the power supply system is analyzed. An approach has been formulated to adjust the individual tariff for the purchase of electricity losses, taking into account the placement of power sources in the power supply system. Recommendations are given to reduce the degree of undercompensation of the cost of electricity transmission services by third-party consumers. It is proposed to use for these purposes the norms of technological losses of electricity (NTLE), determined by the cost of losses. *CONCLUSION.* Under the current regulatory framework, it is in the interests of TGO enterprises to distribute sub-subscribers in the scheme in such a way that their actual NTLE, determined taking into account the targeting of losses, does not exceed the calculated NTLE. In this case, there is no transfer of the cost of losses from sub-subscribers to the own consumption of the TGO enterprise. At the same time, sub-subscribers do not incur additional costs, since they pay off with the guaranteeing supplier at the boiler tariff. NTLE for these purposes must be determined by the cost of losses, taking into account the characteristics of the sources. The share of payment for losses in the networks of an TGO enterprise, which goes to its own consumption and is not compensated by sub-subscribers, is reduced. Consequently, the amount of costs for electricity and their share in the cost of finished products of the TGO enterprise is reduced.

Keywords: consumer-sub-subscriber; own power plant; share contribution; the cost of electricity losses; transfer services; tariff for the purchase of losses; required gross proceeds.

For citation: Zatsarinnaya YuN, Reutin GV, Kurilov S S, Isaeva OV, Kovalev GS Forecasting electricity generation from renewable energy using machine learning methods. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023;25(3):24-40. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-3-24-40.

Введение (Introduction)

Расчёт и анализ потерь электроэнергии является одной из наиболее важных задач при управлении эксплуатационными режимами системы электроснабжения. Управление уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная задача. В связи с развитием оптового рынка электроэнергии принято подразделять потери на технологические, коммерческие и небалансные. Наиболее полная классификация отчётных потерь с экономических позиций даётся Ю.С. Железко в [1]. Для определения потерь электроэнергии традиционно используются различные методы расчета, подробно описанные в литературе.

Для снижения фактического уровня потерь электрической энергии до их экономически обоснованного и документально подтвержденного технологического уровня осуществляется нормирование потерь. Норматив потерь электрической энергии включается в тариф на передачу электрической энергии по электрическим сетям и,

следовательно, оплачивается сторонними потребителями электрической энергии, подключенными к электрической сети рассматриваемого потребителя. Для правильной оценки стоимости услуг по передаче необходимо знать расчетный вклад каждого потребителя в суммарные потери электроэнергии, который определяется в настоящее время по инструкции Минэнерго¹, исходя только лишь из уровня напряжения, на котором присоединен тот или иной потребитель. Кроме того, одним из важнейших экономических показателей системы электроснабжения является стоимость потерь электроэнергии. Стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сетях крупного градообразующего предприятия компенсируется за счет включения стоимости услуг по ее передаче в тарифы для сторонних потребителей предприятия. При неполной компенсации стоимости потерь сторонними потребителями разницу вынуждено оплачивать предприятие, это увеличивает себестоимость его продукции. В настоящее время большинство предприятий имеют в своем составе собственные электростанции, а также покупают электроэнергию у различных энергоснабжающих организаций. Стоимость покупной электроэнергии и себестоимость электроэнергии, выработанной на собственных электростанциях, различна. Это значительно усложняет процедуру расчета с потребителями. Для правильной оценки стоимости услуг по передаче электроэнергии необходима разработка методики оценки доли каждого источника электроэнергии и каждого потребителя в потерях активной мощности и в стоимости потерь.

Литературный обзор (Literature Review)

В работе [2] развивается идея построения интегрированных транзактивных энергетических систем – структур, в числе прочего объединяющих свойства оптовых и локальных рынков электроэнергии. Ставится задача взаимодействия различных субъектов – микросетей, агрегаторов, производителей и как дальнейшее направление – учет сетевых затрат и сетевых ограничений при формировании равновесной цены. Вопросам ценообразования в реальном времени для домохозяйств в распределительных сетях с интеллектуальными средствами учета электроэнергии посвящена статья [3]. Предлагается строить прямые отношения между распределительными сетями и бытовыми потребителями. При этом основная решаемая задача – минимизация затрат операторов распределительных сетей на покупку электроэнергии у магистральных сетевых компаний и распределенной генерации с учетом ценовой эластичности спроса потребителей. Методика определения узловых цен рассмотрена в статье [4], задача рассмотрена как оптимизационная с решением ее методом неопределенных множителей Лагранжа. Взаимосвязь режима энергосистемы и узловых цен рассмотрена в работах [5,6]. Влияние электрических сетей на цены часто рассматривается только с позиций учета пропускной способности (например, работа [7], в которой рассматривается взаимодействие локальных рынков электроэнергии, или [8], посвященная стратегии коммерческой и технологической диспетчеризации активной распределительной сети). Таким же образом в [9] учитывается функционирование электрических сетей при взаимодействии поставщика розничного рынка электроэнергии и агрегатора спроса. В основе определения равновесной цены – максимизация целевой функции благосостояния участников рынка, представляющей собой разность заявленных объемов выработки и потребления в стоимостном выражении. Предлагаемый вид функции Лагранжа содержит несколько типов неопределенных множителей, вводимых только для активных ограничений. При этом суммарные потери в электрических сетях входят в балансовое ограничение. В работе [10] предлагается при определении маржинальной равновесной цены учитывать не суммарные (концентрированные), а так называемые распределенные потери, отнесенные к каждому производителю в качестве дополнительной нагрузки, для чего использован начальный генетический алгоритм; при этом вводится понятие коэффициента предельных поставок, пропорционального относительному приросту суммарных потерь для соответствующего генерирующего источника.

В статье [11] рассмотрена разработанная авторами балансовая модель распределения потерь, учитывающая место потребителей в электрической сети, а также методика формирования поправок к тарифам на услуги по передаче электроэнергии, стимулирующих потребителей снижать потери. Вопросам повышения достоверности прогнозирования нагрузок промышленных потребителей при более точном учете потерь посвящена работа [12]. В статье [13] рассматривается рациональное размещение

¹ Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Введ. приказом Минэнерго РФ №326 от 30.12.2008.

теплоэлектроцентралей городского хозяйства на основе их характеристик, но, в первую очередь, с позиций эффективности теплоснабжения. Методика учета режима электрических сетей при выборе размещения распределенных источников предлагается в [14]. В работе [15] анализируются сложности оценки деятельности электросетевых предприятий, связанных с использованием котлового принципа формирования тарифа на передачу электроэнергии. Предлагается показатель оценки эффективности, учитывающий, наряду с передаваемой потребителям мощностью, расстояние передачи (ставящий, однако, потребителей в неравное положение). Методика распределения стоимости услуг по передаче электроэнергии с учетом загрузки элементов сети, участвующих в обеспечении электроэнергией того или иного узла нагрузки, рассмотрена в [16]. Этими же авторами в работе [17] рассмотрены вопросы совершенствования тарифов на технологическое присоединение на основе относительных приростов потерь мощности. Разработанная методика, кроме основной цели, позволяет снизить удельную себестоимость передачи электроэнергии. Специфическим вопросам адресности электропотребления подвижного состава железных дорог посвящена статья [18], разделение потерь мощности по элементам тяговой сети здесь предлагается выполнять пропорционально доле полной мощности поезда в суммарном потреблении от тяговой подстанции.

Определение стоимости потерь электроэнергии с учетом технико-экономических характеристик источников

В качестве исходных данных используются результаты расчета установившегося режима, на основе которых определяются затраты на передачу электроэнергии для каждого элемента схемы сети, после чего эти величины суммируются. Дополнительными данными для расчета величины стоимости потерь является величина стоимости электроэнергии для ее источников. В этом качестве могут использоваться:

– для узлов примыкания к сетям сетевой компании – цена, установленная для данного потребителя на розничном рынке с учетом его ценовой категории, присоединенной мощности и других факторов, либо цена, установленная в результате торгов на РСВ. Поскольку промышленное предприятие с собственными электростанциями является активным потребителем с регулируемой нагрузкой², то цена на электроэнергию для него может устанавливаться на БР;

– для собственных электростанций предприятия – на основе их технико-экономических характеристик.

Функция определения стоимости вызывается для всех элементов, кроме источников электроэнергии и выключателей. Пример схемы замещения, используемой для расчетов, показан на рисунке 1. Обозначения параметров режима в точках связи между элементами даны для случая, когда текущим является «Элемент 1». Для связи текущего элемента определяется ток связи (на рис. 1 – токи $\dot{I}_{14}$, $\dot{I}_{13}$, $\dot{I}_{12}$):

$$\dot{I}_{ij} = (\dot{U}_{\text{вн}i} - \dot{U}_j K_{\text{тр}ij}) \dot{Y}_{ij}, \quad (1)$$

где i – текущий элемент схемы; j – связь текущего элемента с другим элементом; напряжения в точках связей элемента i с элементом j $\dot{U}_j$ – на рисунке 1, $\dot{U}_2$, $\dot{U}_3$, $\dot{U}_4$;

$\dot{U}_{\text{вн}i}$ – фиктивное напряжение в средней точке схемы замещения элемента – на рисунке 1.

$\dot{U}_{\text{вн}1}$, $\dot{U}_{\text{вн}2}$, $\dot{U}_{\text{вн}3}$; параметры ветви схемы замещения элемента i в сторону элемента j – $K_{\text{тр}ij}$ и $\dot{Y}_{ij}$ – соответственно $K_{\text{тр}12}$, $K_{\text{тр}13}$, $K_{\text{тр}14}$ и $\dot{Y}_{12}$, $\dot{Y}_{13}$, $\dot{Y}_{14}$.

При этом определяется знак величины. Если ток направлен по связи к текущему элементу, то определяется комплексный поток мощности по этой связи. Затем потоки мощности для всех элементов схемы суммируются.

$$\dot{S}_{ij} = \dot{U}_j \hat{I}_{ij}; \quad (2)$$

$$\dot{S}_{\Sigma i} = \sum_{j=1}^K \dot{S}_{ij}. \quad (3)$$

где i – текущий элемент схемы;

j – связь текущего элемента с другим элементом;

² Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. №442; с изм. и доп. 28.12.2012–30.04.2020). URL: <http://base.garant.ru/70183216/>

K – количество учитываемых связей.

Стоимость для текущего элемента схемы определяется по активной составляющей потока мощности с помощью рекурсивной функции пропорционально потокам P_{ij} от каждого предыдущего элемента, с которым у текущего элемента есть связь:

$$C_{\Sigma i} = \frac{\sum_{j=1}^K P_{ij} C_{ij}}{P_{\Sigma i}}, \quad (4)$$

здесь C_{ij} – стоимость потерь электроэнергии для связи j элемента i .

Затем стоимости для каждого потребителя M суммируются

$$C_{M\Sigma} = \sum_{i=1}^N C_{M\Sigma i} \Delta P_{Mi}, \quad (5)$$

где N – количество элементов.

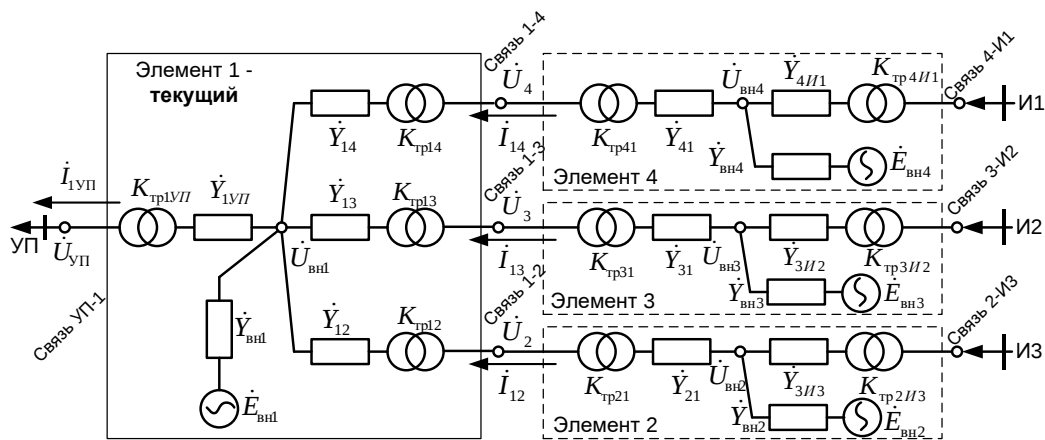


Рис. 1. Схема замещения участка сети

Fig. 1. Network site replacement scheme

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

Расчет стоимости повторяется для следующего элемента сети, источником для которого является только что пройденный элемент. Расчет ведется для каждого из несвязанных участков сети и может начинаться с любого из элементов-источников электроэнергии. За источник электроэнергии для начала расчета берется синхронный генератор или узел связи с энергосистемой. Общая стоимость потерь электроэнергии определяется суммированием стоимостей потерь по каждому элементу.

Вклад источников питания системы электроснабжения промышленного предприятия в потоки активной мощности, потери активной мощности и их стоимость по элементам сети

В системе электроснабжения крупного промышленного предприятия действует, как правило, несколько источников электроэнергии, к которым могут относиться:

1) точки (группы точек, ГТП) поставки электроэнергии с ОРЭМ (только для крупных потребителей – участников оптового рынка); цены и объемы поставки чаще всего определяются по результатам торговой сессии на рынке «на сутки вперед», РСВ, затем цены корректируются по фактическим параметрам режима в процессе торгов на балансирующем рынке (БР). Потребители с собственными электростанциями, являющиеся активными промышленными потребителями (АПП) в связи с возможностью регулирования нагрузки за счет управления местной генерацией, участвуют в ценообразовании не только на РСВ, но и на БР, подавая и на том, и на другом рынке ценовые заявки. Каждая ГТП может характеризоваться своей узловой ценой, учитывающей сетевые ограничения. Коммерческий интервал, используемый в настоящее время, – 1 час;

2) ГТП электроэнергии с розничных рынков электроэнергии (РРЭ), как от гарантирующих поставщиков (ГП), так и от независимых сбытовых компаний (НСК) или сетевых организаций, имеющих право продажи электроэнергии на розничном рынке

(СОПР). В данном случае объем и стоимость определяются двусторонними договорами, фактический объем зависит от реальных режимных параметров, стоимость же зависит от цены на ОРЭМ для субъекта РРЭ с учетом сбытовой надбавки (для ГП устанавливается регламентами РРЭ) и тарифов на услуги по передаче электроэнергии, а также по оперативно-диспетчерскому управлению. Коммерческий интервал на РРЭ – 1 месяц;

3) собственные источники электроэнергии (СИЭ), которыми чаще всего являются теплофикационные (ТЭЦ), газотурбинные, парогазовые и газопоршневые электростанции; ТЭЦ позволяют эффективно утилизировать вторичные энергоресурсы, что определило одно из основных их назначений на предприятиях черной металлургии. На последних основными видами вторичных энергоресурсов являются доменный и коксовый газы; при их использовании на ТЭЦ осуществляется сжигание топливных смесей с различным соотношением видов топлива, зависящим от текущей нагрузки электростанций и их отдельных агрегатов. В таких случаях стоимость выдаваемой электроэнергии будет определяться текущим режимом.

В сетях промышленного предприятия со сложноразветвленными участками с выдачей мощности СИЭ на различных ступенях напряжения и поставкой электроэнергии от нескольких энергоснабжающих организаций стоимость потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения определяется вкладом каждого из источников в потокораспределение с учетом их экономических характеристик. На практике для оценки стоимости потерь чаще всего рассчитывается средневзвешенная цена, учитывающая только лишь долю в вырабатываемой электроэнергии каждого из источников. Это приводит к некорректной оценке стоимости услуг по передаче электроэнергии сторонним потребителям.

Знание вклада каждого из источников необходимо для анализа структуры стоимости потерь, а также для рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сетям предприятия.

Крупные градообразующие предприятия нередко наряду с городскими электрическими сетями, производственными отделениями филиалов МРСК и пр. выполняют функции сетевых компаний (например, ПАО «ММК» входит в реестр зарегистрированных территориальных сетевых организаций Челябинской области). В этом случае, кроме структурных подразделений промышленного предприятия, от его электрических сетей питаются разнородные сторонние потребители, различающиеся как по величине, так и по составу нагрузки. Их электроснабжение осуществляется на различных уровнях напряжения, от 6 кВ до 110 кВ.

В роли таких потребителей могут выступать субъекты розничного рынка – либо потребители, либо сетевые компании. Это могут быть другие собственники промышленных, торговых, сервисных и т.п. объектов (от индивидуальных предпринимателей и мелких ООО до предприятий, сопоставимых по присоединенной мощности с предприятием – собственником электрических сетей (ПСЭС)), городские электросети и другие сетевые компании; подрядные организации, имеющие производственные участки на территории предприятия. В результате того, что многие предприятия избавляются от «непрофильных» активов с выводом их в дочерние структуры, довольно крупные объекты сторонних потребителей могут находиться на территории ПСЭС; точки присоединения таких потребителей могут быть разбросаны практически по всем его сетям 6–10 кВ (иногда и 0,4 кВ).

В связи с этим актуальным является корректное определение вклада каждого из потребителей в потокораспределение и суммарные потери мощности, что необходимо для расчета тарифа на услуги по передаче электроэнергии.

Предлагается следующий способ расчета коэффициентов долевого вклада источника (КДВи) в поток мощности $F_{\text{им}}$ и в потери мощности $F_{\text{ип}}$. На рисунке 2 показан участок электрической сети с тремя генерирующими узлами (1, 2, 3) и тремя нагрузочными узлами (4, 5, 6).

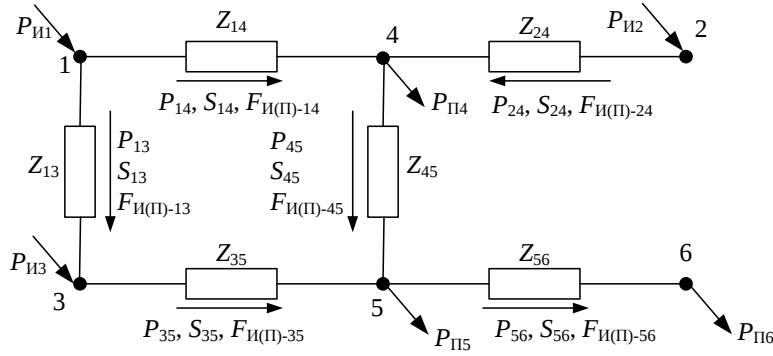


Рис. 2. Участок электрической сети с тремя источниками питания Fig. 2. Electrical grid with three power sources

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

Для источника И1:

– вклад в поток мощности и потери на участке 1–4 (или для узла 1):

$$F_{ИМ1-14} = \frac{P_{И1}}{P_{И1}} = 1; \quad F_{ИП1-14} = \frac{S_{И1}^2}{S_{И1}^2} = 1;$$

вклады от других источников на этом же участке равны нулю, как следует из приведенного на рис. 2 потокораспределения:

$$F_{ИМ2-14} = F_{ИМ3-14} = 0; \quad F_{ИП2-14} = F_{ИП3-14} = 0;$$

– для участка 2–4 (для узла 2):

$$F_{ИМ1-24} = F_{ИП1-24} = 0; \quad F_{ИМ2-24} = F_{ИП2-24} = 1;$$

– для участка 4–5 (для узла 4):

$$F_{ИМ1-45} = \frac{P_{14}}{P_{14} + P_{24}}; \quad F_{ИП1-45} = \frac{S_{14}^2}{S_{14}^2 + S_{24}^2};$$

$$F_{ИМ2-45} = \frac{P_{24}}{P_{14} + P_{24}}; \quad F_{ИП2-45} = \frac{S_{24}^2}{S_{14}^2 + S_{24}^2};$$

– для участка 3–5 (для узла 3):

$$F_{ИМ1-35} = \frac{F_{ИМ1-13}P_{13} + F_{ИМ1-ИМ3}P_{ИМ3}}{P_{13} + P_{ИМ3}} = \frac{F_{ИМ1-13}P_{13}}{P_{13} + P_{ИМ3}},$$

т.к. вклад источника И1 в поток источника И3 отсутствует; при этом

$$F_{ИП1-35} = \frac{F_{ИП1-13}S_{13}^2 + F_{ИП1-ИП3}S_{ИП3}^2}{S_{13}^2 + S_{ИП3}^2} = \frac{F_{ИП1-13}S_{13}^2}{S_{13}^2 + S_{ИП3}^2};$$

– для участка 5–6 (для узла 5):

$$F_{ИМ1-56} = \frac{F_{ИМ1-35}P_{35} + F_{ИМ1-45}P_{45}}{P_{35} + P_{45}}; \quad F_{ИП1-56} = \frac{F_{ИП1-35}S_{35}^2 + F_{ИП1-45}S_{45}^2}{S_{35}^2 + S_{45}^2};$$

В общем виде получаем:

$$F_{ИМi-k} = \frac{F_{ИМi-jk} P_{jk} + F_{ИМi-(j+1)k} P_{(j+1)k} + \dots + F_{ИМi-(n-1)k} P_{(n-1)k} + F_{ИМi-nk} P_{nk}}{P_{jk} + P_{(j+1)k} + \dots + P_{(n-1)k} + P_{nk}}, \quad (6)$$

$$F_{ИПi-k} = \frac{F_{ИПi-jk} S_{jk}^2 + F_{ИПi-(j+1)k} S_{(j+1)k}^2 + \dots + F_{ИПi-(n-1)k} S_{(n-1)k}^2 + F_{ИПi-nk} S_{nk}^2}{S_{jk}^2 + S_{(j+1)k}^2 + \dots + S_{(n-1)k}^2 + S_{nk}^2}, \quad (7)$$

где i – номер источника;

$j, j+1, j+2, \dots, n-1, n$ – номера ветвей, входящих в узел, для которого определяется КДВи;

k – номер узла, для которого определяется КДВи.

Во всех полученных формулах в знаменателе находится сумма потоков мощности по ветвям, имеющим положительное направление (в узел). Полученный коэффициент долевого вклада справедлив для всех ветвей, потоки по которым имеют отрицательное направление (выходят из узла). Числитель для какого-либо определенного узла (или выходящих из него ветвей, что равносильно) может быть определен только тогда, когда найдены КДВи по всем входящим ветвям, т.е. выполнен полный обход схемы от рассматриваемого источника. Программно это реализуется в виде рекуррентной функции *DetectShareSource*, вычисляющей КДВи для одного выбранного источника, и отмечающей пройденную ветвь установкой флага (*IsCalcFS*). На рисунках 3–5 показаны результаты работы функции при обходе схемы от источников И1, И2, И3 соответственно.

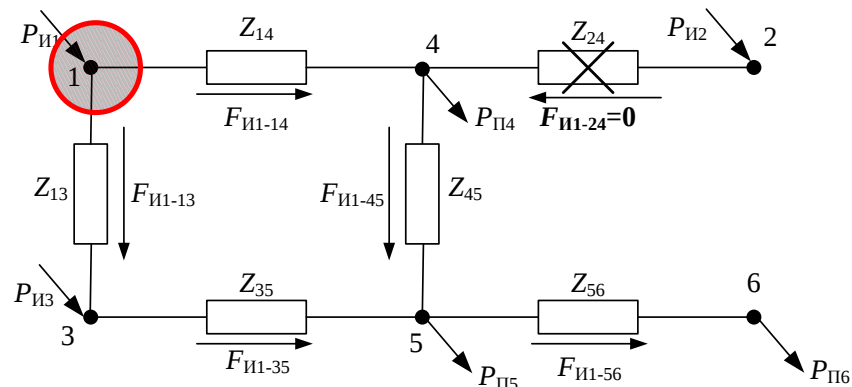


Рис. 3. Результат обхода схемы от источника И1

Fig. 3. Result of circuit bypass from source E1

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

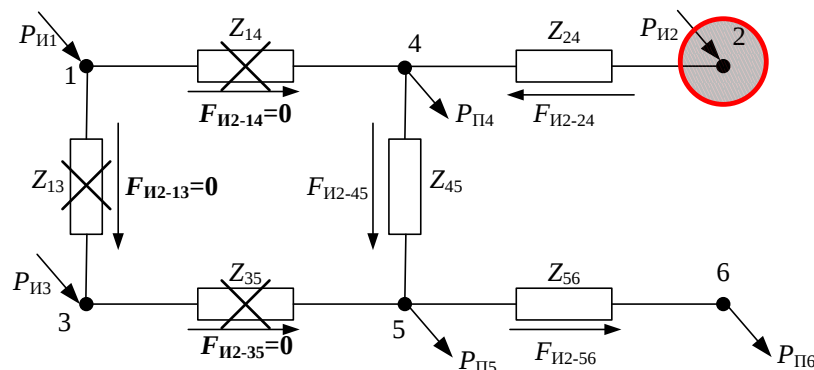


Рис. 4. Результат обхода схемы от источника И2

Fig. 4. Result of circuit bypass from source E2

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

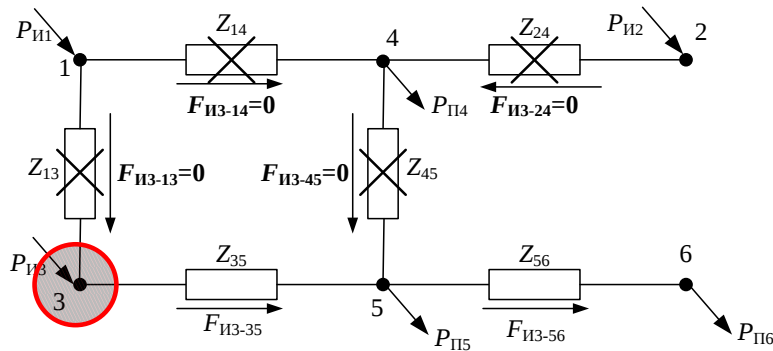


Рис. 5. Результат обхода схемы от источника И3 Fig. 5. Result of circuit bypass from source E3

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

Полученные рассмотренным способом КДВи могут быть использованы для определения доли какого-либо источника i в суммарных потерях мощности:

$$\Delta P_{\text{ИПи}} = \sum_{m=1}^M F_{\text{ИПи-mk}} \Delta P_m, \quad (8)$$

где ΔP_m – потери мощности в ветви m ;

k – узел, в который входит ветвь m ;

M – общее количество ветвей в схеме.

а также для определения доли источника в суммарном потоке мощности, втекающем в некоторый узел k :

$$P_{\text{ИМи-k}} = \sum_{j=1}^n F_{\text{ИМи-jk}} P_{j-k}, \quad (9)$$

где P_{j-k} – поток мощности, втекающий в узел k по ветви j ;

n – количество ветвей, входящих в узел k .

В стоимости $C_{\Sigma i}$ (см. (4); рассчитанной, например, для элемента «сборные шины») значения (9) позволяют определить долю каждого источника:

$$C_{\text{ИМи-k}} = C_{\Sigma i} \frac{P_{\text{ИМи-k}}}{\sum_{j=1}^n P_{j-k}}. \quad (10)$$

Рассмотрим применение изложенного подхода на примере крупного металлургического предприятия, имеющего в своем составе три собственных электростанции с различными технико-экономическими характеристиками и себестоимостью электроэнергии. Упрощенная схема такого промышленного энергоузла приведена на рисунке 6.

В схеме имеют место поставки на предприятие электроэнергии с розничного рынка РРЭ (из сетей региональной энергосистемы и от электростанции розничного рынка ГПЭС) по цене, установленной в договоре, а также от собственных электростанций – по их себестоимости; у каждой электростанции себестоимость электроэнергии различна и определяется характеристиками оборудования и применяемого топлива. Электроснабжение потребителей осуществляется на напряжениях 6, 10, 35, 110 кВ. Наряду с цехами крупного предприятия получают питание сторонние потребители – более мелкие предприятия, городская коммунально-бытовая нагрузка, близлежащие сельские районы.

Ввиду наличия сторонних потребителей и транзита мощности в сети региональных сетевых компаний предприятие имеет статус территориальной сетевой организации (ТСО) и оказывает услуги по передаче электроэнергии и по технологическому присоединению к электрическим сетям. Точки присоединения потребителей на схеме показаны следующим образом: например, ТТП-ЦЭС-110 – точка технологического присоединения потребителей к шинам ЦЭС на напряжении 110 кВ. Тонкими линиями показаны связи внутри системы электроснабжения предприятия на

напряжениях 110-220 кВ. Они участвуют в передаче потребителям электроэнергии как от внешних источников питания, так и от собственных электростанций. Степень участия каждой связи в этом процессе определяется потокораспределением в конкретном режиме. Утолщенными линиями показаны связи, по которым осуществляются поставки электроэнергии извне.

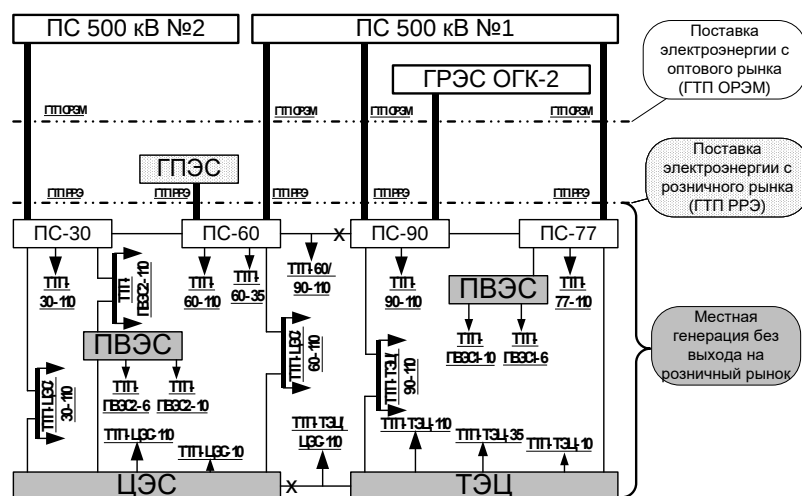


Рис. 6. Упрощенная схема промышленного энергоузла

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

Сторонние потребители, подключенные к сетям предприятия, оплачивают услуги по передаче электроэнергии по котловому тарифу (рис. 7), устанавливаемому региональной службой по тарифам (министерство тарифного регулирования и энергетики, департамент тарифного регулирования и т.д. в зависимости от региона) гарантирующему поставщику, который передает эти средства сетевой организации – котлодержателю (чаще всего МРСК). При этом предприятие-ТСО осуществляет покупку потерь на РРЭ у того же гарантирующего поставщика по индивидуально устанавливаемой цене; компенсация этой суммы производится со стороны котлодержателя также по индивидуальному договору на основе необходимой валовой выручки. Котловой тариф на услуги по передаче электроэнергии дифференцируется только по уровням напряжения, на которых подключены потребители (ВН – 110 кВ и выше, СН-I – 35 кВ, СН-II – 3–10 кВ, НН – ниже 1 кВ)³. При этом не учитывается электрическая удаленность ТПП от собственного источника или точки поставки с розничного рынка. В Инструкции Минэнерго⁴ указывается, что расчет нормативов технологических потерь электроэнергии (НТПЭ) для формирования тарифов на передачу должен вестись для выделенного участка сети, участвующего в электроснабжении субабонентов, с учетом собственной нагрузки предприятия. Отнесение потерь на того или иного потребителя в этом документе предполагается осуществлять пропорционально объемам переданной электроэнергии. В сложнзамкнутой сети с несколькими источниками питания с разной стоимостью электроэнергии (рис. 6) в этом случае необходимо для каждой ТТП вычислять узловую стоимость потерь с учетом вклада каждого из источников.

Тариф на услуги по передаче электроэнергии устанавливается в двух формах: как двухставочный тариф, включающий в себя ставку на содержание электрических сетей и ставку на оплату нормативных потерь электроэнергии; как одноставочный тариф со ставкой на оплату нормативных потерь. Применяемый вариант тарифа выбирается потребителем. Вклад источника питания в узловую стоимость потерь определяет именно ставку на оплату нормативных потерь.

³ Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. №1178 (ред. от 08.12.2018 г.) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основными ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»).

4. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (утв. приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. №326).

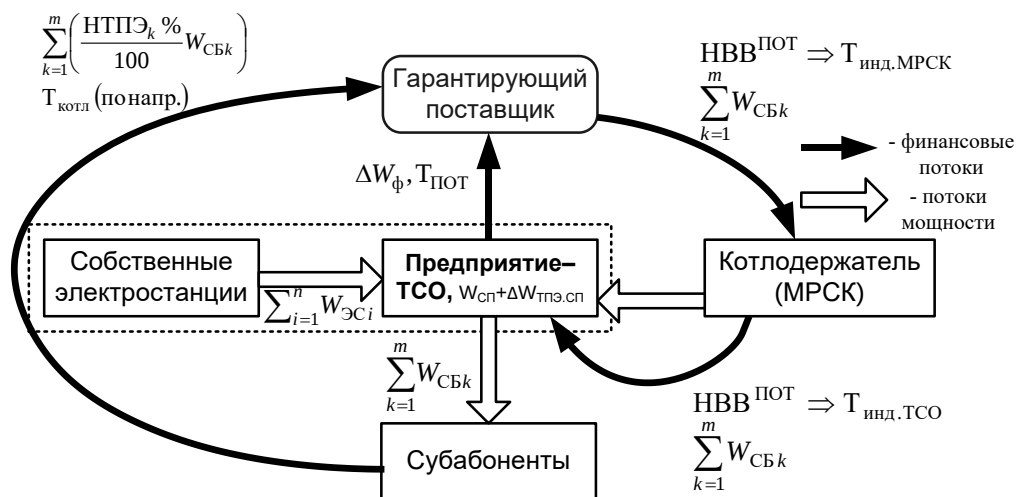


Рис. 7. Направление потоков мощности и финансовых потоков при оплате субабонентами предприятия-ТСО услуг по передаче электроэнергии по котловому тарифу

*Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Fig. 7. Direction of power flows and financial flows when sub-subscribers of TCO enterprise pay for electricity transmission services at boiler rate

Значения узловых цен могут быть использованы для выдачи технических заданий на технологическое присоединение новых сторонних потребителей, а также для определения рациональных схем подключения существующих потребителей при проведении реконструкции системы электроснабжения. Узловые цены для основных точек технологического присоединения потребителей (рис. 6) в порядке убывания приведены в таблице 1.

Таблица 1
Table 1

Результаты расчета узловых цен для объекта исследования
The results of the calculation of the nodal prices for the object of study

Точка технологического присоединения	Узловая цена, руб./кВт·ч
ТПП-90-110	3,04
ТПП-60-110	2,72
ТПП-77-110	2,48
ТПП-30-110	2,41
ТПП-ПВЭС2-10	1,77
ТПП-ТЭЦ-110	1,75
ТПП-ТЭЦ/90-110	1,75
ТПП-ЦЭС/30-110	1,61
ТПП-ЦЭС-110	1,55

*Источник: составлено автором. Source compiled by the author

В расчет задавались значения: для ЭСК и ГПЭС – 3,2 руб./кВт·ч; для ПВЭС – 1,77 руб./кВт·ч; для ТЭЦ – 1,75 руб./кВт·ч; для ЦЭС – 1,55 руб./кВт·ч.

Для ТТП-90-110 узловая цена обусловлена в основном потоком мощности от энергосистемы, доля ТЭЦ невелика в связи с тем, что в расщепку связи ТЭЦ-ПС90 включена крупная подстанция 110/35/6 кВ и, соответственно, точка ТТП-ТЭЦ/90-110, для которой узловая цена существенно ниже и равна 1,75 руб./кВт·ч. На шинах самой ТЭЦ (точка ТТП-ТЭЦ-110) цена такая же, т.к. по всем линиям идет выдача. Для точки ТТП-77-110 узловая цена практически в равной мере обусловлена ТЭЦ и энергосистемой (2,48 руб./кВт·ч), т.к. связь ТЭЦ-ПС77 – прямая, без заходов и отпаек.

Подобная ситуация наблюдается для ТТП-30-110 (2,41 руб./кВт·ч). По мере удаления от шин 110 кВ ЦЭС узловая цена возрастает (ТТП-ЦЭС/30-110 – 1,61 руб./кВт·ч; для ТТП-ПВЭС2-10 – 1,77 руб./кВт·ч; для ТТП-30-110 – 2,41 руб./кВт·ч), поскольку в рассечку одной из линий ТЭЦ-ПС30 включена ПВЭС, выдающая электроэнергию с большей себестоимостью, чем ЦЭС. На шинах ПС60 доля энергосистемы в балансе мощностей больше, чем для ПС30, что обуславливает и

большую узловую цену.

Экономическая целесообразность подключения потребителя к той или иной ТТП (в рамках одного класса напряжения) зависит от способа расчета индивидуального тарифа на покупку потерь электроэнергии у гарантирующего поставщика. По сложившейся практике тариф покупки потерь $T_{\text{пот}}$ у единственного гарантирующего поставщика для промышленного предприятия–ТСО, имеющего собственные электростанции, рассчитывается аналогично ТСО, покупающей потери у нескольких гарантирующих поставщиков (см. Приказ Федеральной службы по тарифам №20-э/2⁵), в виде средневзвешенной величины:

$$T_{\text{пот}} = \frac{T_{\text{ГП}} W_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n C_{\text{ЭС}i} W_{\text{ЭС}i}}{W_{\text{ОС}}} + T_{\text{усл.ГП}}, \quad (11)$$

где $T_{\text{ГП}}$ – ставка оплаты единицы электроэнергии от гарантирующего поставщика;

$W_{\text{ГП}}$ – отпуск в сети предприятия–ТСО от ГП;

$T_{\text{усл.ГП}}$ – ставка, включающая сбытовую надбавку и услуги ГП;

$C_{\text{ЭС}i}$ – себестоимость электроэнергии i -й собственной электростанции;

$W_{\text{ЭС}i}$ – отпуск в сети предприятия–ТСО от i -й собственной электростанции;

n – число собственных электростанций;

$W_{\text{ОС}}$ – суммарный отпуск в сети предприятия–ТСО:

$$W_{\text{ОС}} = W_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n W_{\text{ЭС}i}.$$

При этом имеет место допущение, что долевой вклад i -й электростанции (или ГП) в потери электроэнергии равен долевному вкладу в суммарный отпуск в сеть. В действительности он зависит от расположения точек выдачи мощности электростанций и групп точек поставки электроэнергии с розничного рынка по отношению к точкам присоединения потребителей, а также от потокораспределения в сложносвязанной сети. Расчет по формулам (6)–(10) позволит определить более обоснованное значение $T_{\text{пот}}$.

Если ГТП, точки выдачи мощности электростанций и ТТП субабонентов равномерно (с учетом выдаваемой и потребляемой мощности) распределены по сети, $T_{\text{пот}}$ примерно будет соответствовать величине, полученной по (11). Такая же картина будет наблюдаться, если источники и субабоненты сконцентрированы в одном районе системы электроснабжения, – при этом уменьшается количество элементов схемы, участвующих в передаче электроэнергии субабонентам, и общий объем покупки потерь. В случае, если ГТП и электростанции максимально удалены от всех субабонентов, причем взаимная удаленность отдельных ГТП и электростанций мала, объем покупки потерь будет наибольшим, значительная часть элементов схемы будет участвовать в передаче электроэнергии субабонентам, однако долевой вклад каждого из источников будет практически такой же, как и при концентрированном расположении всех объектов. Во всех других случаях требуется оценка долевого вклада каждого из источников в суммарные потери по (6)–(10) и уточнение формулы (11) введением весовых коэффициентов $K_{\text{ГП}}$ и $K_{\text{ЭС}i}$:

$$T_{\text{пот}} = \frac{T_{\text{ГП}} K_{\text{ГП}} W_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n C_{\text{ЭС}i} K_{\text{ЭС}i} W_{\text{ЭС}i}}{W_{\text{ОС}}} + T_{\text{усл.ГП}}, \quad (12)$$

где

$$K_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ЭС}i} = 1 + n. \quad (13)$$

Расчеты, проведенные для сетей 110 кВ объекта исследования, показали следующее соотношение (рис. 8).

⁵ Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (в ред. от 29 марта 2018 г.).

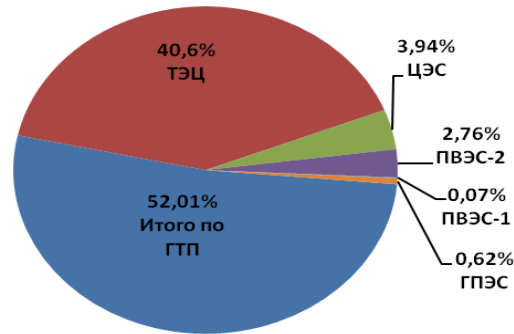


Рис. 8. Вклад источников питания в потери мощности

Fig. 8. Contribution of power sources to power losses

*Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Как видно из рис. 8, вклад ТЭЦ в потери оказывается практически в десять раз больше, чем для ЦЭС, хотя выдаваемая мощность ее превышает аналогичный показатель ЦЭС примерно на 30%, что объясняется незначительной выдачей ЦЭС на 110 кВ по сравнению с 10 кВ. Так же объясняется и незначительный вклад ПВЭС-2 (выдача в основном в сети 6 кВ и 10 кВ). В целом потери в сетях 110 кВ обусловлены, в первую очередь, поставками мощности с РРЭ и отпуском с шин высшего напряжения ТЭЦ. При этом ТЭЦ выдает мощность только в Южное кольцо, связь с Северным кольцом в нормальном режиме отсутствует. Коэффициенты по (13) будут равны (при $1+n=6$): для ТЭЦ $40,6\% \times 6/100 = 2,436$; для ГТП розничного рынка $52,01\% \times 6/100 = 3,1206$; для ЦЭС $3,94\% \times 6/100 = 0,2364$; для ПВЭС-2 $2,76\% \times 6/100 = 0,1656$; для ГПЭС $0,62\% \times 6/100 = 0,0372$; для ПВЭС-1 $0,07\% \times 6/100 = 0,0042$. В сумме $2,436 + 3,1206 + 0,2364 + 0,1656 + 0,0372 + 0,0042 = 6 = 1+n$. В данном случае введение коэффициентов (13) увеличивает долю ТЭЦ и ГТП в $T_{\text{пот}}$.

Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии (при использовании метода долгосрочной индексации НВВ⁶) определяется на основе тарифа покупки потерь электроэнергии в сетях $T_{\text{пот}}$ и объема потерь в сетях ТСО ΔW_{ϕ} :

$$\text{НВВ}^{\text{пот}} = T_{\text{пот}} \Delta W_{\phi} \quad (14)$$

Эффективность компенсации стоимости потерь субабонентами ТСО определяется разностью (15), которая при полной компенсации должна быть равна нулю:

$$\text{ЭК}_{\text{СБ}} = T_{\text{пот}} \Delta W_{\phi} - T_{\text{котл}} \sum_{k=1}^m \left(\frac{\text{НТПЭ}_k \%}{100} W_{\text{СБ}k} \right). \quad (15)$$

Технологические потери электроэнергии в сетях ТСО, обусловленные нагрузкой субабонента (согласно Приказу №32 Минэнерго):

$$\Delta W_{\text{ТПЭ.СБ.Р}} = \Delta W_{\text{ТПЭ.С.Р}} \frac{W_{\text{П.СБ.Р}}}{W_{\text{П.СБ.Р}} + W_{\text{П.СП.Р}}}, \quad (16)$$

где $W_{\text{П.СБ.Р}}$ – объем электроэнергии, передаваемый субабоненту;

$W_{\text{П.СП.Р}}$ – объем электроэнергии, передаваемый предприятием-ТСО собственным потребителям;

$W_{\text{ТПЭ.С.Р}}$ – полные потери электроэнергии в сетях предприятия-ТСО.

Норматив технологических потерь электроэнергии для субабонента, %, равен (также Приказ №32 Минэнерго, величина вклада субабонента при этом считается равной его вкладу в отпуск в сеть):

$$\text{НТПЭ} \% = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ.СБ.Р}}}{W_{\text{ОС.СБ.Р}}} \cdot 100\%, \quad (17)$$

⁶ Приказ ФСТ России от 17.02.2012 №98-э (ред. от 24.08.2017) «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (Зарег. в Минюсте России 29.02.2012 №23367).

здесь отпуск в сеть определяется как

$$W_{\text{OC.CB.P}} = W_{\text{П.CB.P}} + \Delta W_{\text{ПЭ.CB.P}}. \quad (18)$$

Отсюда при $\text{ЭК}_{\text{CB}}=0$ (15) получаем соотношение между $T_{\text{ПОТ}}$ и $T_{\text{КОТЛ}}$, соответствующее полной компенсации со стороны субабонентов при заданных величинах НТПЭ_к%:

$$T_{\text{ПОТ}} = \frac{T_{\text{КОТЛ}}}{\Delta W_{\Phi}} \sum_{k=1}^m \left(\frac{\text{НТПЭ}_k \%}{100} W_{\text{CBk}} \right). \quad (19)$$

Соотношение (19) может быть использовано при заключении договора с гарантирующим поставщиком (при наличии такой возможности) для определения индивидуального тарифа покупки потерь электроэнергии на розничном рынке.

Величина индивидуального тарифа для взаиморасчетов между котлодержателем и предприятием-ТСО при тех же условиях (Приказ ФСТ №20-э/2):

$$T_{\text{инд.ТСО}} = \frac{\text{НВВ}^{\text{ПОТ}}}{\sum_{k=1}^m W_{\text{CBk}}} = \frac{T_{\text{ПОТ}} \Delta W_{\Phi}}{\sum_{k=1}^m W_{\text{CBk}}}. \quad (20)$$

Выражение (20) может быть использовано при заключении договора с региональной сетевой компанией-котлодержателем для определения условий взаиморасчетов в целях компенсации необходимой валовой выручки $\text{НВВ}^{\text{ПОТ}}$ для оплаты потерь электроэнергии.

Вместе с тем важно следующее. Выражение (16) не учитывает место субабонента в схеме предприятия-ТСО. Предположим, что реальный вклад субабонента (с учетом его места в схеме) в потери больше, чем получается по (16), т.е. его НТПЭ расчетный меньше НТПЭ реального. Следовательно, у других субабонентов или собственных потребителей – больше, и они вынуждены компенсировать потери, обусловленные этим субабонентом. Особенно важно, если потери этих субабонентов перекладываются на собственных потребителей предприятия-ТСО (входят в долю ТПЭ на собственное потребление, которое оплачивается предприятием-ТСО уже не по тарифу на покупку потерь, а по нерегулируемым розничным ценам в соответствии с ценовой категорией предприятия).

Таким образом, при существующей нормативно-правовой базе в интересах предприятиях-ТСО распределять субабонентов в схеме таким образом, чтобы их фактический НТПЭ, определенный с учетом адресности потерь, был равен (или не меньше) расчетному НТПЭ. В этом случае не происходит переноса стоимости потерь с субабонентов на собственное потребление предприятия-ТСО. При этом субабоненты рассчитываются с гарантирующим поставщиком в любом случае по котловому тарифу, а следовательно, при одном и том же уровне напряжения в точке присоединения субабоненты не несут дополнительных расходов. НТПЭ должен быть определен по стоимости потерь с учетом стоимостей источников по (4), (5):

$$\text{НТПЭ}_c \% = \frac{C_{\text{МЭ}}}{\sum_{i=1}^N C_{\Sigma i}} 100\%. \quad (21)$$

Надо отметить также, что доля оплаты потерь в сетях предприятия-ТСО (ΔW_{Φ}), которая не компенсируется субабонентами и в результате этого при расчетах с гарантирующим поставщиком переносится на собственное потребление предприятия (что не соответствует физическим процессам в системе электроснабжения), при этом снижается. Следовательно, снижается величина затрат на электроэнергию и их доля в себестоимости готовой продукции предприятия-ТСО. Выявление точек присоединения субабонентов в этом случае зависит от конкретной схемы и технико-экономических характеристик источников питания и должно определяться индивидуально соответствующими расчетами.

Обсуждение результатов (Results and discussions)

Таким образом, в результате проведенных исследований:

1) предложена методика определения стоимости потерь электроэнергии в каждом элементе системы электроснабжения промышленного предприятия, получающего электроэнергию как от гарантирующего поставщика, так и от собственных электростанций, с учетом характеристик источников;

2) разработана методика определения долевого вклада собственных электростанций и групп точек поставки с розничного рынка системы электроснабжения в потери электроэнергии и их стоимость, а также долевого вклада собственных потребителей предприятия и потребителей-субабонентов;

3) применение изложенных методик рассмотрено применительно к условиям крупного промышленного энергоузла с градообразующим предприятием, располагающего несколькими собственными электростанциями имеющего статус территориальной сетевой организации; для объекта исследования проанализирована структура потоков мощности и финансовых потоков при оплате субабонентами услуг по передаче электроэнергии по котловому тарифу и структура вклада источников питания в суммарные потери;

4) предложен подход к корректировке индивидуального тарифа на покупку потерь с учетом взаимного расположения источников питания и потребителей в системе электроснабжения, что позволяет также уточнить необходимую валовую выручку и индивидуальный тариф для взаиморасчетов с сетевой организацией – котлодержателем;

5) даны рекомендации по выбору точек присоединения потребителей-субабонентов к системе электроснабжения предприятия-ТСО;

6) предложенные методики и рекомендации направлены на повышение степени компенсации стоимости услуг потребителями-субабонентами по передаче электроэнергии через сети предприятия-ТСО с целью снижения переноса стоимости потерь электроэнергии с субабонентов на собственное потребление предприятия. Это позволит снизить долю затрат на электроэнергию в себестоимости готовой продукции предприятия и повысить его конкурентоспособность.

Заключение (Conclusions)

В статье изложена разработанная авторами методика определения вклада источников электроэнергии и потребителей системы электроснабжения крупного промышленного предприятия – территориальной сетевой организации в потери электроэнергии и их стоимость. Предложен уточненный подход к расчету тарифа покупки потерь сетевой организацией у гарантирующего поставщика и к расчету нормативов технологических потерь электроэнергии с учетом стоимости потерь. Ожидаемый экономический эффект от внедрения результатов работы обусловлен повышением полноты компенсации затрат на передачу электроэнергии по сетям предприятия со стороны потребителей-субабонентов.

Литература

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. 280 с.
2. Lezama F., Soares J., Hernandez-Leal P., Kaisers M., Pinto T., Vale Z. Local energy markets: paving the path toward fully transactive energy systems // IEEE Trans. on Power Systems. 2019. V. 34. No. 5. P. 4081-4088.
3. Zhang H., Zhao D., Gu C., Li F., Wang B. Economic optimization of smart distribution networks considering real-time pricing // J. Mod. Power Syst. Clean Energy. 2014. V. 2. No. 4. P. 350-356.
4. Mahnitko A., Umbrashko I. Determination of electricity nodal prices using Lagrange method // Journal of Electrical & Electronics Engineering. 2009. V. 2. Iss. 3. P. 43-47.
5. Васьковская Т.А. Показатели разницы узловых цен на оптовом рынке электроэнергии // Электричество. 2007. №2. С. 23-27.
6. Васьковская Т.А., Володин Д.В. Определение зон влияния сетевых ограничений на узловые цены // Изв. РАН. Энергетика. 2014. №1. С. 74-83.
7. Varkani A.K., Seifi H., Sheikh-El-Eslami M.K. Locational marginal pricing-based allocation of transmission capacity in multiple electricity markets // IET Generation, Transmission & Distribution. 2014. V. 8. Iss. 5. P. 983-994.
8. Jin Y., Wang Zh., Jiang Ch., Zhang Y. Dispatch and bidding strategy of active distribution network in energy and ancillary services market // J. Mod. Power Syst. Clean Energy. 2015. V. 3. Iss. 4. P. 565-572.
9. Mohammad N., Mishra Y. Retailer's risk-aware trading framework with demand

response aggregators in short-term electricity markets // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2019. Vol. 13. Iss. 13. P. 2611-2618.

10. Murali M., Sailaja Kumari M., Sydulu M. Estimation of locational marginal price in a restructured electricity market with different loss cases using Seed Genetic Algorithm // *Arabian Journal for Science & Engineering*. 2014. V. 39. Iss. 2. P. 1089-1106.

11. Бартоломей П.И., Паздерин А.А. Задача потокораспределения потерь электроэнергии и поправочные коэффициенты к тарифам на передачу // *Электротехнические системы и комплексы*. 2019. №3(44). С. 4-9.

12. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Альзакаар А., Низамиев М.Ф., Шумихина О.А., Valtchev S. Прогнозирование и анализ электропотребления и потерь электроэнергии на промышленных объектах // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. 2022. № 6(24). С. 3-12.

13. Кикоть Е.А., Газизов Ф.Н. Выбор структуры тепловой генерации в городах РФ при актуализации схем теплоснабжения // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. 2020. №5. С. 71-82.

14. Савенко А.Е., Рыбин А.Г. Оптимизация схемы присоединения рассредоточенных источников электроэнергии к распределительным электрическим сетям Темрюкского района // *Вестник КГЭУ*. 2022. №1(53). С. 76-85.

15. Васильева М.В., Китушин М.Г. Измерение и экономическая оценка услуг электросетевых предприятий // *Известия РАН. Энергетика*. 2012. №4. С. 49-56.

16. 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.

17. Паздерин А.В., Паздерин А.А. Применение принципа равенства относительных приростов потерь в электрических сетях // *Энергия единой сети*. 2018. №1(36). С. 62-70.

18. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Определение потерь электроэнергии и адресности электропотребления в системах тягового электроснабжения по данным АСКУЭ // *Проблемы энергетики*. 2011. №11-12. С. 72-82.

Автор публикации

Малафеев Алексей Вячеславович – канд. техн. наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий (ЭПП) Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (МГТУ им. Г.И. Носова).

References

1. Zhelezko YuS, Artem'yev AV, Savchenko OV. Raschet, analiz i normirovanie poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh: Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov. Moscow.: Izdatel'stvo NTs ENAS, 2004.

2. Lezama F, Soares J, Hernandez-Leal P, et al. Local energy markets: paving the path toward fully transactive energy systems. *IEEE Trans. on Power Systems*. 2019; 34(5):4081-4088. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2833959.

3. Zhang H, Zhao D, Gu C, et al. Economic optimization of smart distribution networks considering real-time pricing. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2014; 2(4):350-356. doi: https://doi.org/10.1007/s40565-014-0086-7.

4. Mahnitko A, Umbrashko I. Determination of electricity nodal prices using Lagrange method. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*. 2009; 2(3):43-47.

5. Vas'kovskaya T.A. Indicators characterizing the difference in nodal prices on the wholesale market of electricity. *Elektrichestvo*. 2007; 2:23-27.

6. Vas'kovskaya TA, Volodin DV. The determination of congestion zones in electricity markets with nodal pricing. *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*. 2014; 1:74-83.

7. Varkani AK, Seifi H, Sheikh-El. Eslami M.K. Locational marginal pricing-based allocation of transmission capacity in multiple electricity markets. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2014;8(5):983-994. doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0544.

8. Jin Y, Wang Zh, Jiang Ch, Zhang Y. Dispatch and bidding strategy of active distribution network in energy and ancillary services market. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2015; 3(4):565-572. doi: https://doi.org/10.1007/s40565-015-0161-8.

9. Mohammad N, Mishra Y. Retailer's risk-aware trading framework with demand response aggregators in short-term electricity markets. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2019; 13(13):2611-2618. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6294.

10. Murali M, Sailaja Kumari M, Sydulu M. Estimation of locational marginal price in a restructured electricity market with different loss cases using Seed Genetic Algorithm. *Arabian Journal for Science & Engineering*. 2014; 39(2):1089-1106. doi: <https://doi.org/10.1007/s13369-013-0699-6>.
11. Bartolomey PI, Pazderin AA. Electric energy loss flow problem and correction factors for transmission tariff. *Electrotechnical Systems and Complexes*. 2019; 44(3):4-9. doi 10.18503/2311-8318
12. Abdullazyanov EYu, Gracheva EI, Alzakkar A, et al. Prediction and analysis of power consumption and power loss at industrial facilities. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2022; 24(6):3-12. doi: 10.30724/1998-9903-2022-24-6-3-12.
13. Kikot EA, Gazizov FN. Selection of the structure of thermal generation in cities of the russian federation when actualizing the heat supply schemes. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 5:71-82. doi: 10.30724/1998-9903-2020-22-5-71-82.
14. Savenko AE, Rybin AG. Optimization of the scheme of connection of reduced electric power sources to the distribution electric networks in Temryuk region. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*. 2022; 53(1):76-85.
15. Vasiliyeva MV, Kitushin MG. Measurement and economic estimation of grid companies service. *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*. 2012; 4:49-56.
16. Pazderin AA, Pazderin AV. Representation of the electric energy distribution process in an electric network by directed energy and cost flows. *Electrotechnical Systems and Complexes*. 2017;34(1):31-36. doi: 10.18503/2311-8318-2017-1(34)-31-36.
17. Pazderin AV, Pazderin AA. Primenenie printsipa ravenstva odnositel'nykh prirostov poter' v ehlektricheskikh setyakh. *Energy of Unified Grid*. 2018; 36(1):62-70.
18. Zakaryukin VP, Kryukov AV. Definition of losses of the electric power and power consumption addressing in systems of a traction electrical supply according to ASCEM. *Problemy energetiki*. 2011; 11-12:72-82.

Author of the publication

Aleksei V. Malafeev –Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia.

*Шифр научной специальности: 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы
Смежные шифры в рамках группы научной специальности:*

Получено 10.05.2023 г.

Отредактировано 29.05.2023 г.

Принято 13.06.2023 г.