

Economic Incentives for the Modernization of the Electricity Distribution System Operators' Network Infrastructure

Serebrennikov B.S.

Institute of Economics and Forecasting of Ukraine's National Academy of Sciences
Kyiv, Ukraine

Petrova K.H., Serebrennikov S.V., Savelenko I.V.

Central Ukrainian National Technical University
Kropyvnytskyi, Ukraine

Abstract. The paper aimed at improving an economic mechanism for incentivizing distribution system operators to retrofit electricity networks and provide better services. The suggested approach envisages setting up operators' profitability relating to their rating scores, which were calculated considering essential criteria, in particular technical level of networks, efficiency, congestion, reliability, innovativeness, and quality of electricity. For this purpose, operators were ranked by the rating scores that allowed to elaborate methodology for distribution tariffs calculation individually. The essential findings: comprehensive assessment and ranking were based on an analysis of 20 key performance indicators of the networks' technical level; application of additive convolution considering the significance of indicators by Fishburn's weighting approach ensured their proper aggregation; using the principles of fuzzy logic, the aggregated values for the technical level of network infrastructure were calculated. The minimum tariff rates were computed for each operator according to the break-even point, with the maximum tariff rate being equal for the whole sample. A linear functional transformation provided a transition from the aggregated scores to specific tariff rates. Consequently, the best-rated operators received the maximum tariff rate, and the less-rated operators received relevantly lower rates. By varying the slope of the suggested tariff function, one can adjust the dynamics of the tariff rate change. The assessment of 24 operators allowed to verify the elaborated methodology for distribution tariff setting. The application of unbiased rating assessment by a set of designed sector-specific indicators allowed setting up adequate and efficient tariff rates aimed at incentivizing network upgrades.

Keywords: distribution system operator, electricity network, tariff policy, ranking criteria, ranking score, tariff function.

DOI: 10.5281/zenodo.4018972

UDC: 621.311:351.824.11

JEL: L94, L51

Stimulente economice pentru operatorii sistemului de distribuție a energiei electrice întru modernizarea tehnică a infrastructurii rețelei

Serebrennikov B.S.

Institutul de Economie și Prognoză al Academiei Naționale de Științe din Ucraina
Kiev, Ucraina

Petrova E.G., Serebrennikov S.V., Savelenko I.V.

Universitatea Națională Tehnică Centrală din Ucraina
Kropyvnytskyi, Ucraina

Rezumat. Scopul lucrării constă în îmbunătățirea mecanismului de stimulente economice pentru operatorii sistemului de distribuție prin formarea profitabilității acestora în funcție de evaluarea ratingului conform unui set de criterii de bază: starea tehnică a rețelelor electrice, eficiența, sarcina, fiabilitatea, inovația, calitatea energiei electrice. Pentru a atinge acest obiectiv, a fost asigurată o clasificare adecvată a companiilor de distribuție și a fost elaborată o metodologie pentru calcularea tarifelor individuale pentru transportul energiei electrice în funcție de numărul de puncte de rating. Cele mai semnificative rezultate: evaluarea ratingului a fost efectuată pe baza analizei a 20 de indicatori principali ai stării tehnice a rețelelor electrice; agregarea corectă a indicatorilor și criteriilor a fost efectuată prin metoda convoluției aditive, luând în considerare nivelul semnificației acestora determinat de coeficienții de pondere Fishburne; un singur indicator integral al stării infrastructurii de rețea a fost calculat folosind principiile logicii fuzzy. A fost elaborată o metodologie pentru formarea tarifelor de stimulare individuale, funcțional legată de indicatorul integral al stării tehnice a rețelelor de distribuție. Valoarea teoretică a tarifului minim diferențiat este determinată pentru fiecare operator din condiția activității sale de rentabilitate; tariful maxim de stimulare rămâne același pentru toți actorii. Semnificația rezultatelor cercetării constă în faptul că utilizarea unei evaluări obiective a ratingului operatorilor de sisteme de distribuție bazată pe un singur

indicator integral al stării tehnice a infrastructurii de rețea a făcut posibilă stabilirea unor tarife eficiente care să motiveze modernizarea rețelelor electrice și crearea de noi active.

Cuvinte-cheie: operator de sistem de distribuție, rețele electrice, politica tarifară, criteriu de clasare, scor de rating, funcție tarifară.

Экономическое стимулирование операторов системы распределения электрической энергии к технической модернизации сетевой инфраструктуры

Серебренников Б. С.

Институт экономики и прогнозирования Национальной академии наук Украины
Киев, Украина

Петрова Е. Г., Серебренников С. В., Савеленко И. В.

Центральноукраинский национальный технический университет
Кропивницкий, Украина

Аннотация. Целью работы является усовершенствование механизма экономического стимулирования операторов системы распределения за счет формирования их прибыльности в зависимости от рейтинговой оценки по комплексу основных критериев: технического состояния электрических сетей, экономичности, загруженности, надежности, инновационности, качества электроэнергии. Для достижения поставленной цели обеспечивалось адекватное рейтингу ранжирование распределительных компаний и разрабатывалась методика расчета индивидуальных тарифов на электропередачу в функциональной зависимости от количества рейтинговых баллов. Наиболее существенные результаты: рейтинговое оценивание проведено на основе анализа 20 основных показателей технического состояния электросетей; осуществлено корректное агрегирование показателей и критериев методом аддитивной свертки с учетом уровня их значимости, определяемой весовыми коэффициентами Фишберна; рассчитан единый интегральный показатель состояния сетевой инфраструктуры с применением принципов нечеткой логики. Разработана методика формирования индивидуальных стимулирующих тарифов, функционально связанных с интегральным показателем технического состояния распределительных сетей. Теоретическое значение минимального дифференцированного тарифа определено для каждого оператора из условия его безубыточной деятельности; максимальный же стимулирующий тариф остается одинаковым для всех. Переход от интегрального показателя к конкретному тарифу реализован линейным функциональным преобразованием рейтингового балла в тарифную шкалу. В результате, лучший по рейтингу оператор получает максимальный тариф, а для операторов с низким рейтингом – устанавливается значительно меньшая тарифная ставка. Динамику тарифного шага можно регулировать варьированием крутизны графика тарифной функции. Реализация разработанной тарифной модели показана на примере 24 реальных энергораспределительных компаний. Значимость результатов исследований состоит в том, что использование объективного рейтингового оценивания операторов системы распределения по единому интегральному показателю технического состояния сетевой инфраструктуры позволило установить эффективные тарифы, мотивирующие к модернизации электрических сетей и созданию новых активов.

Ключевые слова: оператор системы распределения, электрические сети, тарифная политика, критерий ранжирования, рейтинговый балл, тарифная функция.

LIST OF ABBREVIATIONS

ЕС – Европейский Союз; ЭЭ – электрическая энергия; ОСР – оператор системы распределения; RAB – Regulatory Asset Base; НКРЭКУ – национальная комиссия по регулированию энергетики и коммунальных услуг; ГЭН – график электрических нагрузок; ЛЭП – линии электропередачи; ТП – трансформаторная подстанция; АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета.

INTRODUCTION

Европейский Союз (ЕС) создал международную организацию Energy Community с целью интеграции стран-соседей в общеевропейский энергетический рынок на условиях полного реформирования внутренних энергетических рынков и приведения их нормативно-правовой базы в соответствие с законодательством ЕС [1]. Для

многих стран, находящихся на начальных этапах формирования конкурентной модели рынка, характерно то, что сетевая инфраструктура систем электроснабжения является критически изношенной и морально устаревшей. Например, в Украине более 17 % оборудования подстанций и 67 % линий передачи электрической энергии (ЭЭ) эксплуатируются более 40 лет [2]. Это приводит к повышенным затратам на их

обслуживание, потерям ЭЭ, низкой надежности электроснабжения. Так, количество и продолжительность отключений электроэнергии в Украине в несколько раз превышают нормы в ЕС – условный украинский потребитель недополучил услуг по электроснабжению более 1100 минут за год; в то время, как в Нидерландах этот показатель составил 27, Германии – 23, Дании – 19 [2].

Энергокомпании, которые транспортируют ЭЭ, в отличие от тех, что выполняют функции ее производства и продажи, являются природными монополистами. Объективно, такого рода монополия приводит к необходимости государственного регулирования тарифов на транспортировку ЭЭ. Рынок Украины насчитывает 32 энергораспределяющие компании, для которых установлены тарифы на услуги по распределению ЭЭ в пределах 256.9 – 982.4 грн/МВт·ч, различающиеся почти в 4 раза. На регулируемом сегменте рынка ЭЭ Украины действуют ограничения цены на ЭЭ: в пиковые часы – максимальная цена $C_{D,MAX} = 2.048$ грн/кВт·ч, в ночные внепиковые часы – $C_{N,MAX} = 0.9589$ грн/кВт·ч. Единственным без регулирования остается сегмент двусторонних договоров. Для покрытия "зеленого" тарифа по регулируемым ценам нормируется продажа "Гарантированному покупателю" 85% электроэнергии Энергоатома по цене 0.567 грн/кВт·ч и 50% Укрэнерго – по цене 0.674 грн/кВт·ч. НКРЭКУ с 01.01.2020 года установила для 24 областных операторов системы распределения (ОСР) на услуги по передаче ЭЭ весьма отличающиеся тарифы: для 1 класса напряжения тарифы меняются в пределах от 0.0831 грн/кВт·ч до 0.2284 грн/кВт·ч (в 2.75 раза), а для 2 класса напряжения – от 0.5356 грн/кВт·ч до 0.9824 грн/кВт·ч (почти в 2 раза).

Несовершенная регуляторно-тарифная политика приводит к разбалансированности энергорынка и дестабилизации энергетической отрасли.

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для интенсификации процесса модернизации сетевой инфраструктуры до приемлемого для ЕС уровня, следует обеспечить объективное рейтинговое оценивание распределительных компаний по

комплексу показателей технического состояния сетей и разработать методику расчета стимулирующих тарифов на передачу ЭЭ в функциональной зависимости от рейтинговых баллов.

II. АНАЛИЗ ПОСЛЕДНИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Международный опыт свидетельствует [3 – 7], что в странах ЕС отсутствует единая тарифная политика на услуги распределения электроэнергии, а взаимодействие регулятора рынка с ОСР определяют национальные законодательства.

Консалтинговая компания IHS Energy из США утверждает, что в регуляторной системе ЕС норма доходности на старые и новые активы ОСР одинакова или мало отличается, потому, что это не влияет на коммерческие риски и на выгоды от эксплуатации актива. Однако, необходимо учесть, что сетевая инфраструктура ЕС пребывает практически в идеальном состоянии, в то время, как в постсоветских странах износ элементов электросетей достигает 60-85%, что требует внедрения переходной тарифной политики, стимулирующей интенсивную модернизацию сетей. Отчет CEER [8] содержит обзор регуляторных систем стран ЕС, Исландии и Норвегии относительно компаний-операторов электрических сетей. Проанализированы подходы к расчёту нормы доходности на инвестиции, оценке регуляторной базы активов (RAB – Regulatory Asset Base). Отмечено, что в силу значительной сложности регуляторных тарифных механизмов, прямое сравнение их параметров затруднительно и должно рассматриваться в более широком контексте механизма регулирования. При этом, не рассматривается аспект операционных издержек компаний-операторов сетей. В отчете Еврокомиссии [9] рассмотрены европейские механизмы тарифообразования для ОСР. Отмечены существенные различия в структуре тарифов по странам ЕС; так, доля издержек на распределение электроэнергии в тарифах варьирует от 33% до 69%. С другой стороны, отмечается высокая эффективность влияния финансовых стимулов на повышение качества и надежности электроснабжения потребителей и минимизацию расходов компаний-операторов сетей. Также отмечается, что эффективные тарифы на

распределение должны давать корректные сигналы относительно долгосрочных затрат на развитие сетей. Большинство регуляторов европейских стран используют сочетание двух систем регулирования: нормы прибыли от капитальных затрат (CAPEX) и верхнего предела доходности для операционных расходов (OPEX). Регулирование базового тарифа применяют только в Норвегии и Нидерландах, а регулировка по результату принята в Великобритании [3-6]. Новая методика тарифообразования для распределительных компаний устанавливает прибыльность в процентах от стоимости регуляторной базы актива – RAB-регулирование [10, 11]. В Великобритании и Австралии модель RAB появилась после приватизации основных отраслей с расширенной инфраструктурой (в первую очередь – сетей), это обеспечило защиту от ретроспективного "изъятия активов" [12]. В Великобритании в условиях стимулирующего тарифообразования за 15 лет расходы ОСР сократились вдвое. В работе [13] в результате сравнительного анализа моделей RAB и PPP (Public-Private Partnerships) выявлены их основные недостатки и преимущества. В частности, предостерегается, что подход RAB может привести к чрезмерным капитальным расходам на увеличение базы, с которой определяют прибыль. Одновременно RAB является достаточно гибкой в отношении экономического регулирования. Опыт инвестиционной деятельности Германии, с разветвленной сетью ОСР (109 компаний), подтверждает, что после перехода к RAB-регулированию с 2009 года, объемы инвестиций в развитие электрических сетей увеличились в 1,5 раза [14]. В работе [15] освещены преимущества интеграции региональных рынков отдельных стран, в межгосударственные и международные рынки. Приведен пример Португалии и Испании, которые создали общий региональный рынок – MIBEL. Такая система позволяет наиболее гармонично сбалансировать генерацию и потребление электрической энергии во времени. Но нерешенной остается проблема технического состояния распределительных сетей, которые в разных странах существенно отличаются. Такое положение дел требует дополнительных экономических механизмов стимулирования региональных операторов к улучшению состояния их хозяйств. Еще

одним вариантом стимулирующего регулирования с целью заинтересовать ОСР в сокращении потерь является разработка шкалы скидок и надбавок [16, 17]. Однако, в погоне за сокращением потерь, такой подход может спровоцировать резкое ухудшение качества предоставляемых услуг, поэтому очень важно отслеживать стандарты работы ОСР. В работе [18] в качестве механизма стимулирующего регулирования, предложена стратегия бенчмаркинга, предполагающая сопоставление эффективности компании с эталонной и расчет соответствующих вознаграждений и штрафов. В качестве критериев эффективности компании выбрано: объем проданной энергии, число новых подключений, длину линий, количество подстанций, территориальную характеристику, а также эксплуатационные расходы. С другой стороны, авторы [19] доказывают неэффективность бенчмаркинга, аргументируя это наличием чрезмерного субъективизма. Авторы [20] акцентируют внимание на инфраструктуре сетей, обосновывая, что при управлении, важным является количество распределенной генерации, существенно влияющей на экономичность и надежность всей системы распределения. Исследования [21] посвящены определению индекса энергоэффективности системы распределения электрической энергии. В качестве исходных данных использовано: количество потребления энергии, объем энергетических услуг, выбросы CO_2 , промышленная прибыль. Доказано, что технологические показатели и показатели управления системой распределения являются основными факторами, влияющими на энергоэффективность.

В работе [22] рассмотрены рейтинговое оценивание и регулирование функционирования распределительных электросетей по индексам снабжения и потребления ЭЭ, нормативных и фактических потерь, по состоянию оплаты ЭЭ, но не учтены другие важные показатели. В [23] рассмотрено 4 критерия оценивания систем распределения электроэнергии для повышения эффективности управленческих решений, однако – без функциональной привязки критериальных показателей к тарифной системе.

На выполнение Директивы 2009/72/ЕС, в Украине принят Закон «О рынке электрической энергии» от 13.04.2017 года,

которым предусмотрен переход к стимулирующему тарифообразованию. НКРЭКУ разработала нормативную базу по внедрению RAB-регулирующего в энергетике с установлением одинаковых ставок прибыли на новые и на старые активы компаний – по 12.5% годовых. Однако, в последнее время, дискутируется вопрос о дифференциации базы актива каждой ОСР на новую и старую части и назначения для них разного процента прибыльности.

Таким образом, стремление стран-соседей ЕС интегрироваться в общеевропейский энергетический рынок требует разработки более действенных рыночных механизмов стимулирования операторов к улучшению технического состояния системы распределения ЭЭ.

Целью работы является усовершенствование механизма экономического стимулирования операторов системы распределения за счет формирования их прибыльности в зависимости от рейтинговой оценки, соответствующей техническому состоянию электрических сетей. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: обеспечить корректное многокритериальное ранжирование ОСР по комплексу показателей текущего состояния сетевой инфраструктуры; разработать методику расчета индивидуальных стимулирующих тарифов на передачу ЭЭ в функциональной зависимости от рейтинговых баллов энергокомпании.

III. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследования проводили с использованием принципов нечеткой логики для рейтинговой оценки распределительных компаний; агрегирование частных критериев выполняли с учетом уровня их значимости методом аддитивной свертки с использованием ОWA-оператора Ягера, весовые коэффициенты определяли экспертным путем с применением принципа Фишберна; для расчета индивидуальных дифференцированных RAB-тарифов использовали функциональную зависимость от рейтинговых баллов ОСР.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для объективного оценивания текущего состояния сетевой инфраструктуры выбрали перечень из 22 характеристических

показателей (индикаторов), сформированный экспертным путем на основе анализа требований законодательства по деятельности ОСР и лучших европейских практик [8, 9]. Следует отметить, что попытки как можно полнее охарактеризовать работу конкретных узлов и комплексов электроэнергетической системы приводят к привлечению чрезвычайно большого количества (сотен) индикаторов, а такая система ранжирования приобретает повышенную сложность и инерционность. Поэтому, количественные и качественные характеристические показатели, выбранные в условиях неполноты и неопределенности части исходной информации об ОСР [22], объединим по родственным признакам в трехуровневую систему рейтинга по 6 критериям y_i (рис. 1):

1-й критерий (y_1) – экономичность системы распределения:

$$y_1 = f_1(K_{TC}, K_{CC}, K_F), \quad (1)$$

где $K_{TC} = \Delta W_{TC} \cdot 100\% / W_{\Sigma}$ – часть технологических расходов ЭЭ ΔW_{TC} от общего объема W_{Σ} поступления ЭЭ в сеть; K_{CC} – часть коммерческих и некоммерческих потерь ЭЭ; K_F – коэффициент формы графика электрических нагрузок (ГЭН), характеризующий неравномерность ГЭН: $K_F = P_{AVR, QUAD} / P_{AVR}$, где $P_{AVR, QUAD}$; P_{AVR} – соответственно среднеквадратичная и среднеарифметическая мощность суточного ГЭН. Выравнивание ГЭН способствует минимизации потерь ЭЭ в сетях и уменьшению их износа; сокращение потерь ЭЭ вычисляются по формуле [24]:

$$\delta W_C = \Delta W_C \cdot \left(1 - \frac{K_{F_2}^2}{K_{F_1}^2} \right),$$

где ΔW_C – потери электроэнергии в электросети до выравнивания ГЭН; K_{F_1} , K_{F_2} – коэффициент формы суточного ГЭН до и после выравнивания соответственно;

2-й критерий (y_2) – техническое состояние элементов распределительных сетей, которое функционально связано со степенью физического износа линий электропередачи (ЛЭП) (K_{PL}) и

трансформаторных подстанций (ТП) (K_{TR}), в большой мере зависит от своевременности выполнения технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов:

$$y_2 = f_2(K_{PL}, K_{TS}), \quad (2)$$

где $K_{PL} = (L_{REC} + L_{PEP}) / L_{\Sigma}$ – часть длин ЛЭП, которые подлежат реконструкции L_{REC} или замене L_{PEP} , от общей длины L_{Σ} , коэффициент $K_{PL} = \{K_{PL}^{110}; K_{PL}^{35}; K_{PL}^{10}; K_{PL}^{0,4}\}$ учитывает техническое состояние распределительных ЛЭП напряжением 0,4...110 кВ; $K_{TS} = (N_{REC} + N_{PEP}) / N_{\Sigma}$ – часть ТП, которые подлежат реконструкции N_{REC} или замене N_{PEP} от общего их количества N_{Σ} , коэффициент $K_{TS} = \{K_{TS}^{110}; K_{TS}^{35}; K_{TS}^{10}\}$ учитывает состояние ТП 10...110 кВ;

в качестве 3–го критерия (y_3) принят уровень надежности (бесперебойности) электроснабжения:

$$y_3 = f_3(SAIDI, K_{NT}, SAIFI), \quad (3)$$

где $SAIDI$, $SAIFI$ – показатели для экономической оценки надежности электроснабжения, $SAIDI$ – индекс средней продолжительности длительных (более 3 мин) перерывов в электроснабжении, индекс $SAIDI = \{SAIDI_M; SAIDI_C\}$ учитывает продолжительность перерыва для городских $SAIDI_M$ и сельских $SAIDI_C$ потребителей; $K_{NT} = W_{ESNT} \cdot 100\% / W_{\Sigma}$ – часть ЭЭ, недоотпущенной в результате аварийных отключений, от суммарного объема W_{Σ} ; $SAIFI$ – индекс средней частоты отключений электроснабжения, рассчитывается как отношение количества длительных перерывов к общему количеству потребителей;

4–й критерий (y_4) – загруженность системы распределения, которую охарактеризуем коэффициентом загрузки системы $K_{LOAD.F}$ и коэффициентом использования трансформаторов $K_{UC.TR}$, а поскольку режим работы распределительных сетей зависит не только от объема передаваемой ЭЭ, но и от распределения

мощности во времени (степени совпадения форм ГЭН ОСР и объединенной энергосистемы), то и – коэффициентом взаимной корреляции K_{COR} :

$$y_4 = f_4(K_{LOAD.F}, K_{UC.TR}, K_{COR}), \quad (4)$$

где $K_{LOAD.F} = W_R / (T \cdot P^{MAX})$, W_R – объем ЭЭ, переданной в сеть в течение времени T работы системы распределения в часах за год, P^{MAX} – пиковая нагрузка системы распределения; $K_{UC.TR}$ – часть ЭЭ, переданной потребителям на пониженном напряжении от суммарной установленной мощности всех трансформаторов;

в качестве 5–го критерия выбран уровень инновационности (y_5), который зависит преимущественно от коэффициента обновления основного оборудования K_{RE} , степени автоматизации систем учета K_{AAS} и коэффициента внедрения источников распределенной генерации $K_{RC.DG}$:

$$y_5 = f_5(K_{RE}, K_{AAS}, K_{RC.DG}), \quad (5)$$

где $K_{RE} = N_{RE} / N_{\Sigma}$ – часть обновленного оборудования сети в общем его количестве N_{Σ} ; $K_{AAS} = N_{AU} / N_{\Sigma AS}$ – доля точек продажи ЭЭ, оборудованных автоматизированными системами коммерческого учета (АСКУЭ); $K_{RC.DG} = N_{RC.DG} / N_{\Sigma DG}$ – доля присоединений источников рассредоточенной генерации в общем количестве запросов пользователей;

6–м критерием служит качество электроэнергии (соответствие физических параметров ЭЭ установленным стандартам) (y_6), которое преимущественно зависит от показателей: δU_y – отклонение напряжения от номинального (нормально допустимое установившееся значение $y_6 = f_6(|\delta U_y|, \Delta f)$), Δf – отклонение частоты в электрической сети (нормально допустимое значение $\pm 0,2$ Гц):

$$y_6 = f_6(|\delta U_y|, \Delta f), \quad (6)$$

Очень важный критерий y_6 может учитываться при наличии технической возможности интеллектуальных АСКУЭ перманентно фиксировать показатели качества ЭЭ.

Ранжирование ОСР можно выполнять с учетом комплекса частных критериев $y_1 - y_6$, но удобнее – по единому интегральному показателю Z (см. рис. 1).

Корректное агрегирование показателей и критериев, с учетом уровня их значимости, проведено методом свертки, с

использованием ОWA-оператора Ягера. Весами в свертке служат коэффициенты Фишберна, полученные, в свою очередь, с использованием применяемых в энергетике экспертных методов [22].

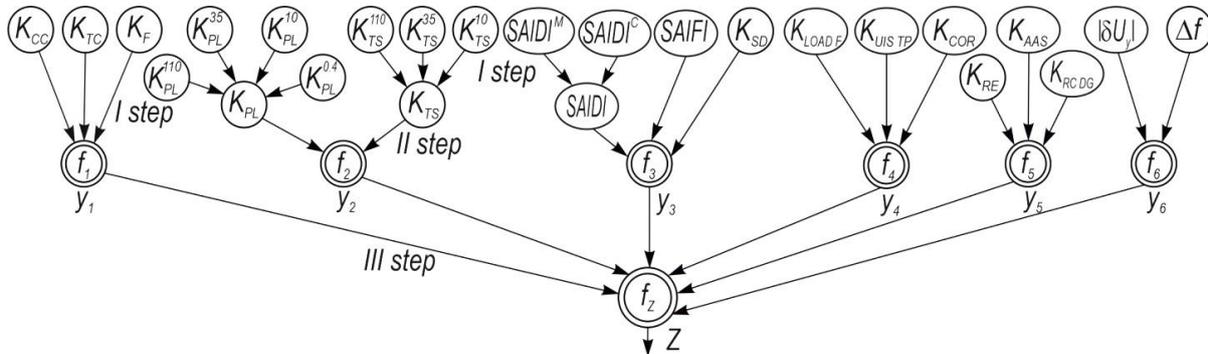


Рис. 1. Агрегирование характеристических показателей состояния сетевой инфраструктуры и частных критериев ($y_1 - y_6$) к единому интегральному показателю Z рейтинга ОСР.¹

Выполняя согласно рис. 1 последовательные свертки характеристических показателей K_i и частных критериев y_j , получим единый показатель Z , который интегрирует в себе все выбранные характеристические показатели технического состояния систем распределения:

$$Z = f_Z(y_1; y_2; y_3; y_4; y_5; y_6) = f_Y(K_{TC}; K_{CC}; K_{PL}; K_{TS}; SAIDI; K_{NT}; SAIFI; K_{LOAD.F}; K_{UIS.TR}; K_{RE}; K_{AAS}; K_{RC.DG}; |δU_y|; Δf) \quad (7)$$

Итак, рейтинговое оценивание ОСР рационально выполнять по следующему алгоритму:

- 1 шаг – формирование комплекса главных характеристических показателей K_i технического состояния ОСР;
- 2 шаг – нормализация значений характеристических показателей;
- 3 шаг – агрегирование показателей в частные критерии y_j ;
- 4 шаг – определение терм-множеств лингвистических переменных y_j и построение их функций принадлежности;

¹ Appendix 1 свертывание частных критериев с учетом их значимости в

единый интегральный показатель Z (рейтинговый балл) ОСР;

6 шаг – зачисление ОСР к определенной группе по значению рейтингового балла (ранжирование) и разработка адекватной стимулирующей тарифной модели.

Среди показателей (7) нужно различать показатели максимизации ($K_i \in K^{\max}$), увеличение которых повышает рейтинговую оценку – например, оптимальным является ($K_{RE}; K_{AAS}; K_{RC.DG}$) $\rightarrow \max$; в отличие от показателей минимизации ($K_i \in K^{\min}$), когда оптимальным является уменьшение значений показателей, в частности, ($K_{TC}; K_{CC}; K_{PL}; K_{TS}; (SAIDI; K_{NT}; SAIFI; K_{LOAD.F}; K_{UIS.TR}) \rightarrow \min$.

Из имеющихся в открытом доступе статистических отчетов ОСР, получены исходные данные для определения технического состояния элементов распределительных сетей; результаты их анализа на примере трех характерных операторов (с максимальным, минимальным и промежуточным из 24-х областных ОСР значениями Z) по критерию y_2 показаны в табл. 1. Поскольку пределы изменения характеристических показателей в (7) существенно различаются и имеют разную физическую природу, то перед расчетом Z целесообразно выполнить их нормализацию; это позволит перейти от именованных к

относительным единицам измерения и к общей шкале.

Таблица 1²

Исходные характеристические показатели K_i для определения технического состояния элементов распределительных сетей по критерию y_2 ³

Наименование ОСП (Naming of DSO)	Характерные показатели технического состояния (Characteristic parameters of technical condition)						
	K_{PL}				K_{TS}		
	K_{PL}^{110}	K_{PL}^{35}	K_{PL}^{10}	$K_{PL}^{0,4}$	K_{TS}^{110}	K_{TS}^{35}	K_{TS}^{10}
ОСП – 3 (DSO-3)	5.9	3.07	2.02	12.19	4.23	0.38	10.71
ОСП – 10 (DSO-10)	15.48	9.81	6.47	8.76	0.00	0.00	1.54
ОСП – 4 (DSO-4)	52.10	43.62	15.34	28.42	0.00	0.00	22.52
Максимальное из 24-х ОСП значение показателя (K_{MAX}) (Maximal value of the parameter (K_{MAX}) for the 24-x DSO)	52.10	74.44	21.50	30.34	48.00	29.72	41.77
Минимальное из 24-х ОСП значение показателя (K_{MIN}) (Minimal value of the parameter (K_{MIN}) for 24-x DSO)	0.00	0.00	1.34	0.45	0.00	0.00	0.00

Переход к шкале [0; 1] (нормализация) реализуется линейным преобразованием существующей натуральной шкалы каждого показателя K_i с учетом направления вектора его изменения — к максимуму или к минимуму. Тогда, текущее значение нормализованных K_i^N получим с согласованным вектором их изменения (к максимуму) в соответствии с уравнениями:

$$K_i^N = \begin{cases} \frac{K_i - K_{MIN}}{K_{MAX} - K_{MIN}}, & \text{for } K_i \in K^{\max} \\ \frac{K_{MAX} - K_i}{K_{MAX} - K_{MIN}}, & \text{for } K_i \in K^{\min} \end{cases}, \quad (8)$$

где K_i – значение по натуральной шкале, K_{MIN} – начало отсчета шкалы (минимально возможное значение показателя), K_{MAX} – максимальное значение показателя (конец отсчета).

Например, для ОСП–3 нормализованный $K_{PL(DSO-3)}^{110N}$ является показателем минимизации ($K_{PL} \in K^{\min}$):

$$K_{PL(DSO-3)}^{110N} = \frac{K_{PL MAX}^{110} - K_{PL(DSO-3)}^{110}}{K_{PL MAX}^{110} - K_{PL MIN}^{110}}.$$

Результаты нормализации значений других показателей, выполненные за уравнением 8, сведены в табл. 2.

Поскольку для определения критериев состояния системы распределения использовано $n \geq 2$ показателей (см. выражения (1..6)), то результирующее их значение вычисляется как среднее квадратичное:

$$y_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_i^N)^2}{n}}, \quad j = \overline{1, m}, \quad (9)$$

Например, средние квадратичные нормализованных значений $\bar{K}_{PL}^N, \bar{K}_{TS}^N$ и y_2 , рассчитанные по формуле 9 для ОСП-3, ОСП-4 и ОСП-10, сведены в табл. 3.

Другие частные критерии y_j , вычисленные аналогично по формуле 9, показаны в табл. 4 (критерий y_6 может учитываться при наличии технической

возможности АСКУЭ фиксировать показатели качества ЭЭ).

фиксировать

Результаты обработки данных для 24-х ОСР показаны на шестифакторной диаграмме (рис. 2 а, б).

Таблица 2⁴

Нормализованные характеристические показатели K_i^N для определения технического состояния элементов распределительных сетей по критерию y_2^5

Наименование ОСР (Naming of the DSO)	Нормализованные характеристические показатели технического состояния (Normalized characteristic parameters of technical condition)						
	ЛЭП				ТП		
	K_{PL}^{110N}	K_{PL}^{35N}	K_{PL}^{10N}	$K_{PL}^{0,4N}$	K_{TS}^{110N}	K_{TS}^{35N}	K_{TS}^{10N}
ОСР – 3 (DSO-3)	0.887	0.959	0.967	0.607	0.912	0.987	0.743
ОСР – 10 (DSO-10)	0.703	0.868	0.746	0.722	1.000	1.000	0.963
ОСР – 4 (DSO-4)	0.000	0.414	0.305	0.064	1.000	1.000	0.461

Таблица 3⁶

Результаты агрегирования показателей $\bar{K}_{PL}^N, \bar{K}_{TS}^N$ к критерию y_2^7

Наименование ОСР (Naming of the DSO)	Показатели (Parameters)		Техническое состояние элементов распределительных сетей по критерию y_2 (Technical condition of distribution network elements according to criteria y_2)
	\bar{K}_{PL}^N	\bar{K}_{TS}^N	
ОСР – 3 (DSO-3)	0.867	0.887	0.877
ОСР – 10 (DSO-10)	0.762	0.988	0.882
ОСР – 4 (DSO-4)	0.259	0.859	0.634

Номер ОСР соответствует алфавитному перечню 24-х областных энергокомпаний Украины.

Видно, что рейтинги областных энергораспределяющих компаний по критериям $y_1; y_2; y_3; y_4; y_5$ существенно отличаются между собой. Результаты анализа рейтинга ОСР в пределах отдельных частных критериев позволяют выявить "сильные" и "слабые" стороны каждого ОСР. Периодический анализ реакции ОСР и динамики их рейтингов во времени позволит дифференцированно корректировать мотивирующие стимулы. Например, по критерию y_1 , очевиден низкий средний для всех ОСР уровень рейтинга 0.35, что обуславливает необходимость коррекции

4, 5, 6, 7 Appendix 1

общей по отрасли мотивации. В

то же время, средний рейтинг по критерию y_2 достаточно высок – 0.8, что требует селективного управляющего воздействия, например, – только на ОСР-7 (рис. 2 а). Для вычисления единого интегрального показателя Z (результатирующий шаг на рис. 1) применены принципы нечеткой логики [25].

Такой подход обусловлен различным физическим смыслом критериев $y_1 - y_5$, поскольку, например, значение критерия технического состояния $y_2 = 0.2$ показывает "удовлетворительное", при этом, такое же значение критерия загруженности системы $y_4 = 0.2$ свидетельствует о "недогруженности" системы.

Трапециевидная форма функций принадлежности, числовые и лингвистические границы терм-множеств

выбраны, исходя из физического смысла критериев $y_1 - y_5$: для частных критериев y_1, y_3, y_5 терм-множеству "very low"

соответствует узловая точка нечеткого классификатора $\alpha_k = 0.1$; "low" – 0.3; "average" – 0.5; "high" – 0.7; "very high" – 0.9.

Таблица 4⁸

Результирующие значения частных критериев y_j ⁹

Наименование ОCP (Naming of the DSO)	Частные критерии $y_1 - y_5$ (Partial criteria $y_1 - y_5$)				
	Экономичность системы распределения (y_1) (Cost-effectiveness of the distribution system (y_1))	Техническое состояние электросетей (y_2) (Technical condition of elements of the distribution networks (y_2))	Надежность системы электроснабжения (y_3) (Reliability of the electricity supply system (y_3))	Загруженность системы (y_4) (Work load of the system (y_4))	Уровень инновационности (y_5) (Level of innovation (y_5))
OCP – 3 (DSO-3)	1.000	0.877	0.852	0.711	0.852
OCP – 10 (DSO-10)	0.306	0.882	0.740	0.357	0.672
OCP – 4 (DSO-4)	0.001	0.634	0.379	0.089	0.373

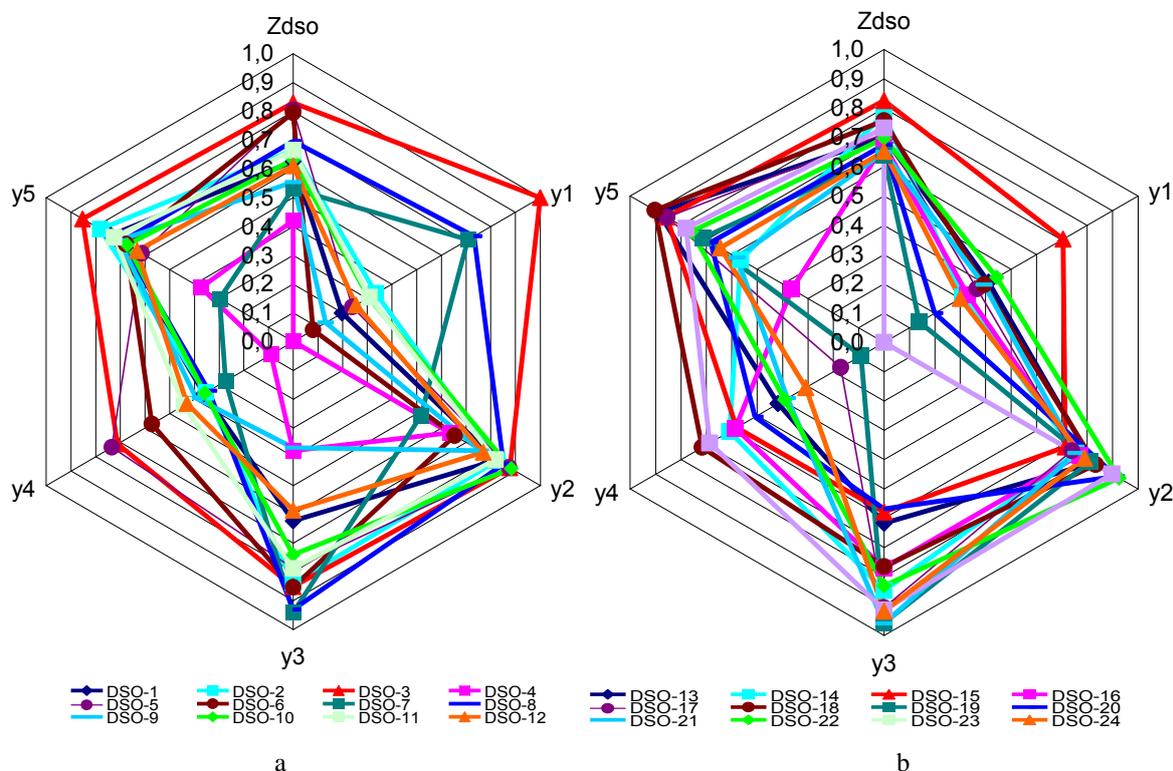


Рис. 2. Рейтинги областных ОCP по критериям $y_1 - y_5$ и показателю Z_{DSO} :

a – DSO-1– DSO-12; b – DSO-13– DSO-24.¹⁰

Для критерия y_2 терм-множеству "good" соответствует $\alpha_k = 0$; "acceptable" – 0.15; "unacceptable" – 0.375; "inapplicable" – 0.758. Для критерия y_4 терм-множеству "partially-loaded" соответствует $\alpha_k = 0.15$; "low-loaded" – 0.425; "optimally-loaded" – 0.692; "maximally-loaded" – 0.908.

Корректное агрегирование частных критериев с учетом уровня их значимости выполнено методом аддитивной свертки с использованием OWA-оператора Ягера [25], весовые коэффициенты определены экспертным путем с применением принципа Фишберна [26], тогда обобщенный интегральный показатель Z (рейтинговый балл) определяется как:

$$Z = \sum_{j=1}^m \rho_{y_j} \left(\sum_{k=1}^s \alpha_k \mu_k(y_j) \right), \quad (10)$$

где ρ_{y_j} – вес y_j -го критерия в свертке (ранг приоритетности), m – количество частных критериев y_j ; s – количество узловых точек по числу нечетких термов; α_k – k -тая узловая точка j -го параметра ($k = \overline{1, s}$), в которой значение функций принадлежности соответствует серединам интервалов; $\mu_k(y_j)$ – значение k -й функции принадлежности критерия.

Для выявления степени важности критериев, расположим ρ_{y_j} в порядке уменьшения их ранга приоритетности $\rho_1 \geq \rho_2 \geq \dots \geq \rho_{y_j}$. Значение ρ_{y_j} оценивается экспертным путем [22] с применением коэффициентов Фишберна; полученные соотношения показаны в табл. 5.

Таблица 5¹¹

Система весов Фишберна¹²

Вес по Фишберну (Weight by Fishburne)		Система преимуществ (Benefits system)
ρ_1	0.0714	$\rho_2(y_2) =$ $= \rho_5(y_5) > \rho_3(y_3) >$ $> \rho_4(y_4) > \rho_1(y_1)$
ρ_2	0.2857	
ρ_3	0.2143	
ρ_4	0.1429	
ρ_5	0.2857	

Нужно отметить, что значение ρ_{y_j} нормируем так, чтобы:

$$\sum_{j=1}^m \rho_{y_j} = \rho_{y_1} + \rho_{y_2} + \rho_{y_3} + \rho_{y_4} + \rho_{y_5} = 1.$$

Из уравнения 10, получен интегральный показатель Z для ОСР–3:

$$\begin{aligned} Z_{DSO-3} &= r_1 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_1) + r_2 \times a_{IP} \times m_{IP}(y_2) + \\ &+ r_3 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_3) + r_4 \times a_{OL} \times m_{OL}(y_4) + \\ &+ r_5 \times a_{VL} \times m_{VL}(y_5) = \\ &= 0.0714 \cdot 0.9 \cdot 1 + 0.2857 \cdot 0.758 \cdot 1 + \\ &+ 0.2143 \cdot 0.9 \cdot 1 + 0.1429 \cdot 0.692 \cdot 1 + \\ &+ 0.2857 \cdot 0.9 \cdot 1 = 0.83. \end{aligned}$$

Для ОСР–10 и ОСР–4 значения Z определены аналогично: $Z_{DSO-10} = 0.632$; $Z_{DSO-4} = 0.421$.

Аддитивная свертка (10) позволяет несколько компенсировать уменьшение значений рейтингового балла Z по одному критерию увеличением рейтинга по другому (см. рис. 2).

Методика стимулирующего тарифообразования. НКРЭКУ установила тарифы для областных ОСР на услуги по распределению ЭЭ почти вдвое различающиеся по величине – от $T_{MIN} = 0.5356$ грн/кВт·ч до $T_{MAX} = 0.9824$ грн/кВт·ч. Однако, действующие значения тарифов не соответствуют рейтингу компаний; парадоксально, что самый высокий тариф предоставлен ОСР–4 с наименьшим рейтингом $Z_{DSO-4} = 0.421$, а меньший тариф – ОСР–3 с самым высоким рейтингом $Z_{DSO-3} = 0.632$ (см. табл. 6).

Необходимо учитывать, что старые активы ОСР–4 уже оплачены через тариф, а поддержание их в надлежащем состоянии обходится меньше, чем создание новых. Поэтому, для соблюдения принципа экономической справедливости и во избежание ценовой дискриминации, нужно существенно уменьшить нормативные проценты прибыльности для старых активов, а прибыльность для новых активов ОСР–3 – увеличить.

Поскольку тариф на распределение областных ОСР детерминирован в диапазоне $[T_{MIN}; T_{MAX}]$, на сегодня – $[0.5356; 0.9824]$, то

^{11, 12} Appendix 1

целесообразно выбрать для тарифной шкалы классификатор $T \in [T_{MIN}; T_{MAX}]$ (например, $T \in [0.5; 1]$). Ранее нами разработана система дифференцированных цен на ЭЭ на основе нелинейных функциональных зависимостей, например, – степенных функций:

$$T_{DSO}(Z_{DSO}) = A \cdot (Z_{DSO})^n + T_{MIN}, \quad (11)$$

где A – тарифный коэффициент, грн/кВт·ч, n – натуральное число. В частности, как вариант минимально возможной сложности демонстрации описанного процесса, из (11) при $n = 1$ получим линейную зависимость:

$$T_{DSO}(Z_{DSO}) = A \cdot Z_{DSO} + T_{MIN}. \quad (12)$$

Переход к 0.5-1-классификатору (участок "а-в" на рис. 3) осуществим путем линейного преобразования (нормализации) тарифной шкалы $T(Z)$. Тарифный коэффициент A выбирают таким, чтобы $A \cdot Z_{DCO} + T_{MIN} = T_{MAX}$, то есть при $T_{MAX} = 1$ грн/кВт·ч, $A = (1 - T_{MIN}) / Z_{DCO} < 1$. В зависимости от общего состояния сетей и тарифной политики государства, коэффициентом A можно регулировать степень стимулирующего влияния тарифа путем варьирования крутизны графика тарифной функции ($A > 1$; $A = 1$; $A < 1$) и, тем самым, – динамики тарифного шага $\Delta T / \Delta Z$.

Экономически обоснованное теоретическое значение минимального тарифа ($T_{MIN.BEZ}$), индивидуального для каждого ОСР, определяется из условия его безубыточности (когда совокупные расходы C_{Σ} равны доходу от производственной деятельности), тогда:

$$T_{MIN.BEZ} = \frac{P + C_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} = \frac{C_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (12)$$

где W_{Σ} – объем переданной электроэнергии; P – прибыль ОСР (при $T = T_{MIN.BEZ}$ ОСР не получит прибыли, т.е. $P = 0$). Значения $T_{MIN} \leq T_{MIN.BEZ}$ теряют экономический смысл. Необходимо отметить, что значения $T_{MIN.BEZ}$ и других T_{DSO} , фиксируют неизменными в рамках четко определенного регуляторного периода (до 3–5 лет), по окончании которого

должен пересматриваться весь комплекс экономических условий.

Рассчитывая для каждого ОСР T_{MIN} из условия 12, сохраняем общий для всех операторов T_{MAX} . График $T(Z)$ функции (12) проходит через точки с координатами $(0; T_{MIN})$ и $(Z_{MAX} = 1; T_{MAX})$ – см. рис. 3.

Реализация линейной тарифной функции должна экономически стимулировать операторов к повышению собственного рейтинга до $Z \rightarrow 1$, как альтернативу работе с T_{MIN} . Для реализации указанного подхода используется результат расчета рейтинговых баллов, полученных во время многокритериального ранжирования ОСР. С практической точки зрения, если фактические экономико-технические данные относительно показателей деятельности ОСР (C_{Σ} и P) за годовой период являются труднодоступными, то, в первом приближении, можно произвести расчет тарифного предложения с использованием рейтингового балла по упрощенному уравнению (11), которое имеет вид: $T_{DSO}(Z_{DSO}) = A \cdot Z_{DSO}$.

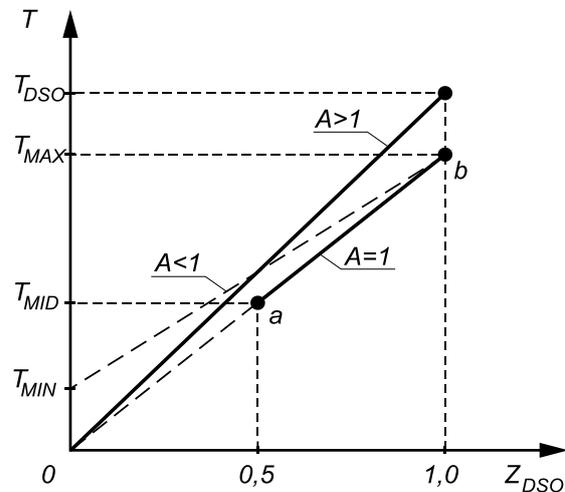


Рис. 3. Функция тарифа от рейтингового балла Z_{DSO} .¹³

Сформируем соответствующее значение T_{DSO} при, например, $A = 1$ грн/кВт·ч и $T_{MIN} = 0$ тарифного диапазона. Тогда, для 2 класса напряжения, максимальный тариф получит первый в рейтинге ОСР–3 (см. рис. 3): $T_{DSO-3} = 1 \cdot Z_{DSO-3} = 0.83$ грн/кВт·ч; а для последнего по рейтингу ОСР–4 остается вдвое меньший тариф $T_{DSO-4} = 1 \cdot Z_{DSO-4} = 0.421$ грн/кВт·ч. Стимулирующие тарифные ставки

$T(Z)$ для трех ОСР показаны в табл. 6, а сравнение действующих и предлагаемых тарифов для остальных ОСР показано на рис. 4.

Таким образом, предложенная методика

расчета индивидуальных тарифов на передачу ЭЭ позволит стимулировать каждого оператора системы распределения в стремлении повышать свой Z_{DSO} .

Таблица 6¹⁴

Тариф на услуги по распределению ЭЭ по результатам ранжирования¹⁵

Наименование ОСР (Naming of the DSO)	Рейтинговый балл Z_{DSO} (Rating score Z_{DSO})	Действующий тариф на услуги по распределению ЭЭ для 2 класса напряжения, грн/кВт·ч (Current tariff for EE distribution for voltage class 2, UAH/kWh)	Предлагаемый стимулирующий тариф, грн/кВт·ч (Proposed stimulating tariff on the distribution of EE, UAH/kWh)
ОСР – 3 (DSO-3)	0.830	0.5356	0.830
ОСР – 10 (DSO-10)	0.632	0.8870	0.632
ОСР – 4 (DSO-4)	0.421	0.9618	0.421

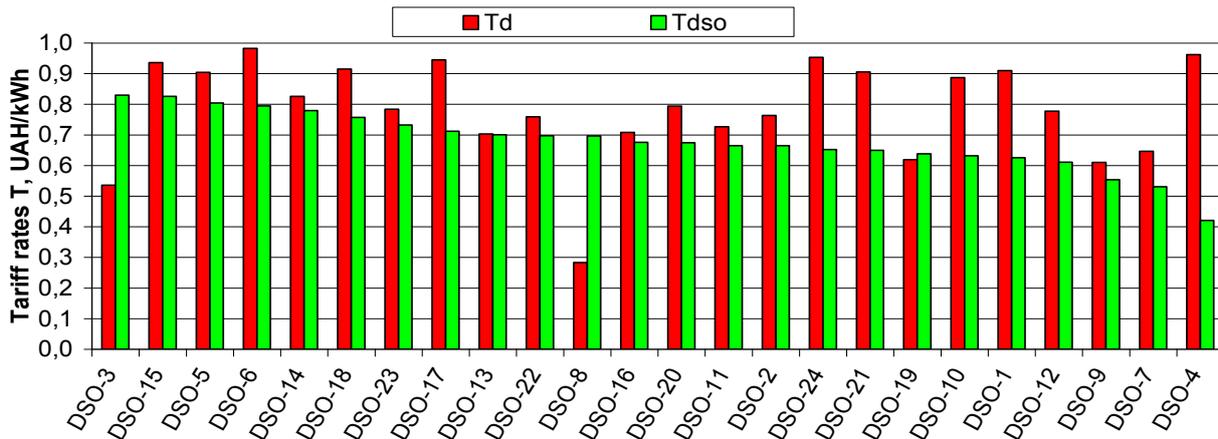


Рис. 4. Действующий тариф T_d на услуги по распределению ЭЭ и предложенный тариф $T_{ds0}(Z)$, грн/кВт·ч.¹⁶

V. ВЫВОДЫ

1. Комплекс из 22 главных показателей состояния сетевой инфраструктуры, сформированный на основе анализа требований законодательства по деятельности ОСР и лучших европейских практик, позволяет релевантно охарактеризовать активы ОСР. Последующее агрегирование родственных показателей в 6 частных критериев (экономичности, технического состояния, загруженности, надежности, инновационности и качества электроэнергии), дает возможность проанализировать рейтинги ОСР в пределах каждого

критерия, выявить их "сильные" и "слабые" стороны для принятия управленческих воздействий.

2. Корректное свертывание частных критериев в единый интегральный показатель позволяет получить результирующий рейтинговый балл каждого ОСР, по которому выполняется ранжирование энергокомпаний.

3. Разработанная методика расчета индивидуальных тарифов в функциональной зависимости от рейтинговой позиции энергокомпания, а также, обоснование границ тарифного диапазона и регулируемая

^{14, 15, 16} Appendix 1

динамика тарифного шага, создают гибкий экономический механизм, мотивирующий к модернизации электрических сетей и созданию новых активов.

4. Представляют практический интерес результаты дальнейших научных исследований в области планирования и управления энергетическим комплексом, с учетом более сложных функциональных взаимосвязей сетевой инфраструктуры и режимов работы генерирующего оборудования в комплексе с поведением потребителей.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig.1.** The structure of aggregation of the characteristic indicators of the state of the network infrastructure and partial criteria ($y_1 - y_6$) to a single integrated indicator Z of the DSO rating.

^{2,3}**Table 1.** Initial characteristic parameters K_i for the definition of the technical condition of the elements of distribution networks by criterion y_2 .

^{4,5}**Table 2.** Normalized characteristic parameters for definition of a technical condition of elements of distribution networks by criteria y_2 .

^{6,7}**Table 3.** The results of the parameters aggregation for K_{PL}, K_{TS} to criteria y_2 .

^{8,9}**Table 4.** Resulting values of the partial criteria y_j .

¹⁰**Fig.2.** Rating of regional DSO by the criteria: a – DSO-1– DSO-12; b – DSO -13– DSO -24.

^{11,12}**Table 5.** The Fishburne`s weights system

¹³**Fig.3.** Tariff function from rating Z.

^{14,15}**Table 6.** Tariff for EE distribution based on ranking results (excluding value added tax)

¹⁶**Fig.4.** T_D - current tariff for EE distribution for voltage class 2, T_{DSO} - proposed stimulating tariff on the distribution of EE, UAH/kWh.

Литература (References)

[1] The Energy Community. Available at: <https://energy-community.org/aboutus/whoweare.html> (accessed 15.05.2020)

[2] *Zvit pro rezul'taty dijtal'nosti NKREKP u 2018 roci* [Report on the results of NCCSR activities in 2018]. Available at: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/fil_earch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678 (accessed 15.05.2020). (In Ukrainian).

[3] Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. *Energy Policy*, 2013, vol. 61, pp. 740-750.

[4] *Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need?* [EURELECTRIC report. Brussels, 2014]. Available at:

https://cdn.eurelectric.org/media/1870/dso_investment_final-2014-030-0328-01-e-hFFE9D909.pdf (accessed 15.05.2020).

[5] *Distribution and Transmission Network Tariffs and Incentives* [CEER White Paper series on the European Commission's Clean Energy Proposals]. Available at: <https://www.ceer.eu/white-papers> (accessed 15.05.2020).

[6] Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in *Economic regulation and its reform. What have we learned? National Bureau of Economic Research conference report*. Mit, 2014, pp. 291-345.

[7] Migueis V. L., Camanho A. S., Bjorndal E. , Bjorndal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies. *Journal of the Operational Research Society*, 2012, vol. 63, pp. 982-990.

[8] *Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream* [CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, Brussels, 2019]. Available at: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff> (accessed 05.07.2020).

[9] *Study on tariff design for distribution systems* [Final Report, 2015]. Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF (accessed 05.07.2020).

[10] Evans J., Lester C. *Hunt International handbook on the economics of energy*. Cheltenham, UK, Northampton, VF, USA, 2009. 847 p.

[11] Biggar D. R., Hesamzaden M. R. The economics of electricity markets. UK, 2014. 432 p.

[12] Stern J. The Role of the Regulatory Asset Base as an Instrument of Regulatory Commitment. *CCRP Working Paper Series, Working Paper*, 2013, no 22. doi: 10.2139/ssrn.3157867

[13] Makovšek D. The Regulatory Asset Base Model and the Project Finance Model: A comparative analysis. *International Transport Forum*. Paris, 2015. doi: 10.1787/5jrw13st0z37-en.

[14] Cullmann A., Nieswand M. Regulation and investment incentives in electricity distribution: an empirical assessment. *Energy economics*, 2016, vol. 57, pp.192-203. doi: 10.1016/j.eneco.2016.05.007

[15] Olmos L., Pérez-Arriaga I.J. Regional Markets. In: Pérez-Arriaga I. (eds) *Regulation of the Power Sector*. Power Systems. Springer, London, 2013. 538 p. DOI: https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3_10

[16] Jamasb T., Pollitt M. *Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain*. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2007. 57 p. Available at:

<https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0701.pdf> (accessed 15.05.2020).

- [17] Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in Economic regulation and its reform. What have we learned? [Edited by Nancy Rose] // National Bureau of Economic Research conference report. 2014. P. 291-345.
- [18] Farsi M., Fetz A., Filippini M. Benchmarking and regulation in the electricity distribution sector // CEPE Working Paper. 2007. Vol 54. 25 p.
- [19] Shuttleworth G. Benchmarking of electricity networks: practical problems with its use for regulation, *Utilities Policy*, 2005. Vol. 13, no. 4, pp. 310–317,
- [20] Georgilakis P.S., Hatziargyriou N.D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: models, methods and future research, *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 121. P. 89-100.
- [21] Cui Q., Kuang H.-B., Wu C.-Y., and Y. Li The changing trend and influencing factors of energy efficiency: the case of nine countries, *Energy*, vol. 64, pp. 1026–1034, 2014.
- [22] Gasanov G.B. *Rejtingovaja ocenka i regulirovanie dejatel'nosti raspredelitel'nyh jelektricheskikh setej v uslovijah nechetkosti* [Rating estimation and regulation of activity of distributive electric networks in conditions of fuzziness]. Lviv, 2002. 140 p. (In Russian).
- [23] Zamulko A., Chernetska Yu. Kryterii otsiniuvannia rozvytku system rozpodilu elektroenerhii v umovakh stymuliuuchoho rehuliuвання [Evaluation criteria of the electricity distribution systems development under incentive regulation]. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia – Energy: economics, technology, ecology*, 2017, no.4, pp. 102-112. (In Ukrainian).
- [24] Rozumny`j Yu.T., Zayika V.T., Stepanenko Yu.V. *Energozberezhennya* [Energy saving]. Dnipropetrovs`k, 2005. 166 p. (In Ukrainian).
- [25] Yager R. On ordered weighted averaging aggregation operators in multicriteria decision making. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*. 1988, vol. 18, pp. 183-190.
- [26] Fishburn P. *Utility Theory for Decision Making*. Cheltenham, INC, 1970. 332 p.

Сведения об авторах.



Серебренников Богдан Сергеевич, к.э.н., вед.н.с., ИЭП НАНУ, г. Киев, Украина. Область научных интересов: регулирование рынка ЭЭ, конкуренция и ценообразование, интеграция рынков, энергетическая и климатическая политика.
E-mail: bs.serebrennikov@gmail.com



Серебренников Сергей Валентинович, к.т.н., проф. кафедры ЭТС и ЭМ ЦНТУ, г. Кропивницкий, Украина. Область научных интересов: вихретоковый контроль в электроэнергетике, регулирование режимов электропотребления во времени, ценообразование на электроэнергетическом рынке.
E-mail: sy.serebrennikov@gmail.com



Петрова Екатерина Григорьевна, к.т.н., доц. кафедры ЭТС и ЭМ ЦНТУ, г. Кропивницкий, Украина. Область научных интересов: управление режимами электропотребления во времени, ценообразование на электроэнергетическом рынке, энергетический аудит.
E-mail: Kateflash27@gmail.com



Савеленко Иван Владимирович, к.т.н., доц. кафедры ЭТС и ЭМ ЦНТУ, г. Кропивницкий, Украина. Область научных интересов: системы учета электроэнергии, энергоаудит, энерго-сбережение, энерго-менеджмент.
E-mail: ivan.savelenko@gmail.com