

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ ENERGY TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

УДК 338.246.025:621.311

А.І. Замулко, канд. техн наук, доц., ORCID 0000-0001-8018-6332

Ю В. Чернецька, асист., ORCID 0000-0001-6821-3211

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УМОВАХ СТИМУЛЮЮЧОГО РЕГУЛЮВАННЯ

Вивчення досвіду європейських країн показало, що поступове перетворення розподільних електричних мереж на інтелектуальні електроенергетичні системи (Smart Grid) в умовах лібералізації електроенергетичного ринку можливе лише за рахунок ефективної взаємодії регулятора та операторів систем розподілу (ОСР). Стаття присвячена вирішенню проблеми аналізу та оцінювання регулятором ринку результатів діяльності ОСР щодо забезпечення розвитку електричних мереж. Розвиток окремої системи розподілу електроенергії розглядається як комплексна задача, пов'язана зі зміною чотирьох ключових характеристик системи розподілу: «технічний стан», «надійність», «завантаженість» та «інноваційність». Проведено аналіз інформаційного забезпечення розвитку систем розподілу у розрізі зазначених характеристик на рівні регулятора та на рівні ОСР. Оцінювання характеристик технічного стану та надійності під час узгодження інвестиційних програм (ІП) ліцензіатів достатньо формалізовано, тоді як завантаженість та інноваційність потребують більш детального опрацювання. Достовірність звітних даних ОСР визнана основним недоліком існуючого інформаційного забезпечення.

За кожною із характеристик розвитку систем розподілу для регулятора запропоновано відкритий перелік показників та критеріїв оцінювання, застосування яких сприятиме створенню передбачуваних вимог до забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, а також акцентуватиме увагу ОСР на пріоритетних напрямках державної політики.

Ключові слова: система розподілу електроенергії, оператор системи розподілу, регулювання, критерії оцінювання

Вступ. Лібералізація електроенергетики та поширення джерел розосередженої генерації актуалізували нові завдання енергетичної політики держави, а саме регулювання цін на монопольних ринках сільових послуг та забезпечення узгодженості інвестицій у генеруючі потужності з інвестиціями у об'єкти електричних мереж [1]. Аналітичні огляди Міжнародного енергетичного агентства [2] та Європейської електроенергетичної асоціації EURELECTRIC [3] свідчать, що поступове перетворення систем розподілу електроенергії на інтелектуальні електроенергетичні системи (Smart Grid) можливе лише за умови ефективної взаємодії регулятора та ОСР, що на правах власності здійснюють розвиток електричних мереж. Але у кожній країні Європейського Співтовариства (ЄС) ця система взаємодії вибудована по-різному та регулюється законодавством національного рівня [4, 5].

Для електроенергетики України концепція Smart Grid залишається орієнтиром для розвитку електричних мереж, визначеним ще у [6] і врешті підтриманим новою енергетичною стратегією України на період до 2035 року «Безпека. Енергоефективність. Конкурентоспроможність» [7]. У рамках імплементації положень Директиви 2009/72/ЄС прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії», що ввів у законодавче поле поняття «оператор системи розподілу», «розвиток систем розподілу»; наступним етапом розробляється Кодекс систем розподілу. Проте конкретні механізми взаємодії регулятора та ОСР, які б сприяли поширенню технологій Smart Grid, враховували і досвід країн ЄС, і існуючий технічний стан та рівень автоматизації розподільних електричних мереж в Україні, ще належить розробити.

Аналіз літературних джерел та постановка проблеми. Smart Grid (інтелектуальна мережа) – це електрична мережа, що задовольняє майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами [6]. Серед найважливіших для інвестування технологій Smart Grid у країнах ЄС визнано: автоматизацію електричних мереж (90% респондентів), інтелектуальний облік (90%), управління

попитом/розосереджена генерація (75%), віртуальні електростанції (40%), акумулюючі потужності (40%), електромобілі (30%), інше (15%) [3].

З метою створення привабливого інвестиційного клімату для розвитку та модернізації об'єктів електроенергетики в Україні передбачено здійснити перехід від тарифоутворення за правилом «витрати плюс» до стимулюючого регулювання ОСР. Протягом 2013-2016 років Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), було підготовлено необхідні нормативні документи і згідно індикативного графіку планується до 2019 року її застосування до 42 основних ОСР України [8].

Необхідно відзначити, що сам по собі перехід до стимулюючого регулювання зовсім не означає перетворення розподільних електричних мереж України на інтелектуальні електроенергетичні системи, а лише створює передумови для збільшення обсягів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж. Аналіз у статті [9] імперичних даних 8 найбільших європейських комунальних електропостачальників у період з 1985 по 2010 роки показав, що після запровадження стимулюючого регулювання зростання обсягів інвестування у науково-дослідні роботи (НДР) не відбулося. В зазначеній роботі автори відзначають негативний вплив приватизації європейських ОСР на обсяги інвестицій у НДР, про що йдеться також у публікаціях [10, 11]. Разом з тим, результати аналізу інвестиційної діяльності ОСР Німеччини [12] свідчать, що після переходу до стимулюючого регулювання у 2009 році, обсяги інвестицій у розвиток електричних мереж не зменшувалися.

Таким чином, впровадження в Україні стимулюючого регулювання є необхідною, але не достатньою умовою для поступового переходу до інтелектуальних електроенергетичних систем, бо як показано в [11, 13] потрібні також механізми, що на рівні регулятора створюватимуть стимули для інноваційної діяльності і реалізації пілотних проектів Smart Grid. В [14] було визначено бар'єри для впровадження технологій Smart Grid, а саме: «витрати та вигоди», «знання», «інституційні механізми», також було запропоновано ряд рекомендацій, зокрема: прийняття різноманітності рішень (1), прийняття поступових змін (2), впровадження стабільної нормативно-правової бази (3), узгодження інтересів окремих учасників ринку з усією системою (4), визначення відповідних правил (5) і збір інформації (6).

Більшість авторів [2-5, 11, 13-14] відзначають, що ключова роль у переході до технологій Smart Grid належить ОСР, що на правах власників електричних мереж забезпечують розвиток систем розподілу. Тому стимулююче регулювання обов'язково передбачає застосування регулятором індивідуальних та/або загальних показників ефективності операційних та/або капітальних витрат ОСР [3, 5]. Саме від того, якими будуть контрольні показники і як буде вибудована подальша взаємодія НКРЕКП з ОСР, у значній мірі залежатиме траєкторія розвитку систем розподілу електроенергії в Україні.

Детальний аналіз методів економічного регулювання ОСР європейських країн представлено у дисертаційному дослідженні R. Cossent [15], де особлива увага приділяється методам регулювання на засадах порівняльного аналізу – бенчмаркінгу, запропонована класифікація методів бенчмаркінгу. Залежно від наявності або відсутності у регулятора достовірної інформації про діяльність ОСР автор пропонує дві групи методів: методи «еталону» та методи «чорної скриньки». У першому випадку, регулятор встановлює для кожного ОСР індивідуальні показники ефективності, за результатами моделювання самої системи розподілу електроенергії та відповідних оптимізаційних розрахунків. У другому випадку, регулятор розглядає систему розподілу як «чорну скриньку» з певним складом вхідних та вихідних змінних параметрів, а ефективність ОСР оцінюється шляхом порівняння фактичних досягнень реальних учасників ринку. Аналіз систем регулювання ОСР у європейських країнах [3, 5] дозволяє зробити висновок, що більшість регуляторів використовують бенчмаркінг методами «чорної скриньки», і з 2010 року лише у Великобританії відбувся перехід до системи регулювання за досягнутими результатами (output based regulation). Застосування зазначеної системи регулювання створює додаткові стимули для поширення технологій Smart Grid, проте потребує значних регуляторних зусиль і має ризики мікроменеджменту на рівні регулятора.

Враховуючи існуючий рівень автоматизації обліку електроенергії у системах розподілу електроенергії України, бенчмаркінг ОСР доцільно розглядати методами «чорної скриньки». Один із методів порівняльного аналізу діяльності ОСР розглядався у попередньому дослідженні авторів [16], де було запропоновано систему критеріїв рейтингування електропередавальних організацій України, проте склад критеріїв обмежувався показниками, наведеними у «Програмі розвитку електричних мереж напругою 35-110 (150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ на 2012-2015 роки». Доопрацювання запропонованих раніше критеріїв дозволить надати НКРЕКП інструмент для комплексного аналізу ефективності інвестиційної діяльності ОСР з точки зору поступового переходу до інтелектуальних електроенергетичних систем. При цьому, критерії оцінювання повинні відображати ключові характеристики розвитку систем розподілу електроенергії в Україні: «технічний стан», «надійність», «завантаженість» та «інноваційність», визначені авторами в [17] шляхом проведення PEST-аналізу.

Мета роботи - розробити критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії в Україні шляхом аналізу їх ключових характеристик: «технічний стан», «надійність», «завантаженість» та

«інноваційність», для бенчмаркінгу ОСР, що дозволить в умовах стимулюючого регулювання підвищити ефективність управлінських рішень щодо розвитку електромереж та сприятиме поширенню технологій Smart Grid в Україні.

Виклад основного матеріалу

1. Модель оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії в Україні

В об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України функції розподілу електроенергії виконують лінії електропередавання (ЛЕП) та трансформаторні підстанції (ТП) з вищою напругою до 150 кВ (рис. 1), розділені, переважно, за адміністративно-територіальним принципом на локальні (місцеві) електричні мережі. Кожен із 40 ОСР діє на закріпленій території згідно ліцензії НКРЕКП і, як зазначено в Законі України «Про ринок електричної енергії», несе відповідальність за безпечну, надійну й ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу електроенергії.

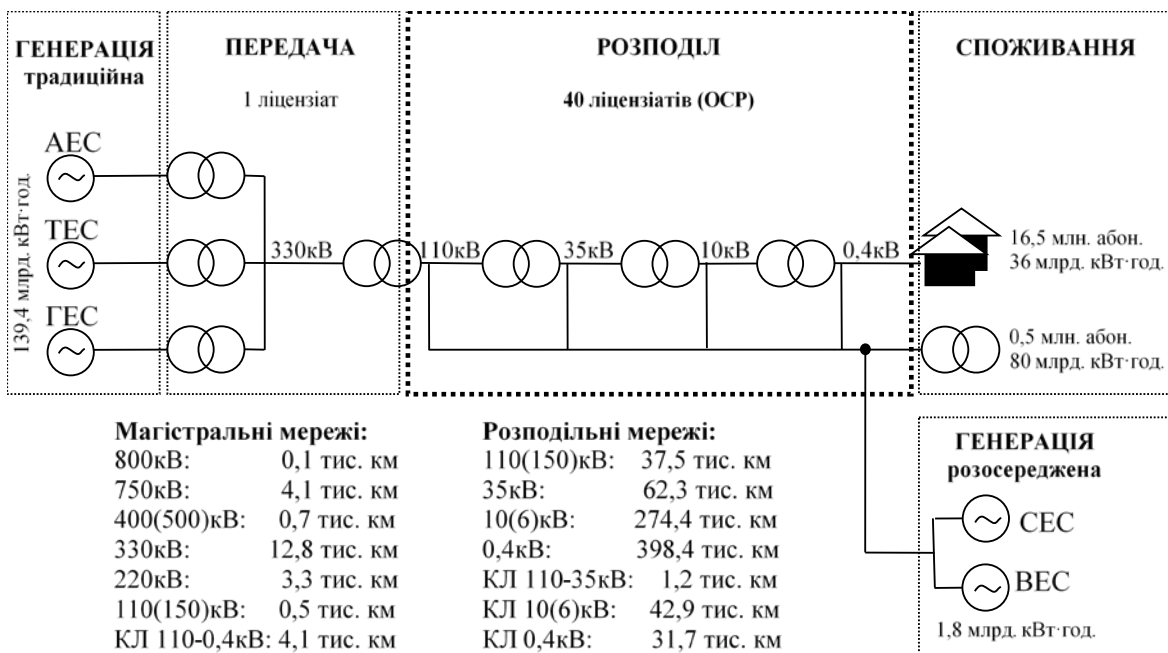


Рисунок 1 - Протяжність електричних мереж в ОЕС України (кількісні показники 2016 р. згідно річного звіту НКРЕКП)

Поняття «розвиток системи розподілу», що використовується у законодавчому полі, на даний момент чітко не визначене. За аналогією із визначенням терміну «розвиток ОЕС України», під «розвитком системи розподілу» будемо розуміти нове будівництво, реконструкцію або технічне переоснащення об'єктів електричних мереж - ЛЕП та ТП напругою до 150 кВ. Це ж визначення, але для поняття «розвиток електричних мереж», використовувалося раніше у Законі України «Про електроенергетику».

Потреба у розвитку системи розподілу електроенергії виникає за умови впливу одного або декількох із наступних факторів:

- (1) поява на території здійснення ліцензійної діяльності ОСР нових споживачів/виробників електричної енергії;
- (2) зміна обсягів споживання/виробництва електроенергії існуючими споживачами/виробниками;
- (3) необхідність заміни технічно і/або морально застарілого обладнання об'єктів електромереж;
- (4) зміна вимог споживачів до якості надання послуг з розподілу електроенергії.

Оцінюючи результати діяльності ОСР щодо забезпечення розвитку системи розподілу, регулятору необхідно враховувати, що лише фактор (3) безпосередньо залежить від ефективності господарської діяльності конкретного власника електромереж. Фактори (1), (2) та (4) пов'язані із попитом на послуги розподілу електроенергії на території здійснення ліцензійної діяльності. У даному випадку, важливо фіксувати як ліцензіат відповідає на запити користувачів системи розподілу щодо приєднання до електричних мереж та якості надання послуг.

З огляду на значну протяжність розподільних електричних мереж (рис. 1) та низький рівень їх автоматизації регуляторна політика НКРЕКП повинна вибудовуватися, виходячи із факту наявності асиметрії інформації між регулятором та ліцензіатами. Тобто регулятор визнає відсутність доступу до повної та об'єктивної інформації про функціонування електричних мереж і розглядає кожну систему розподілу S_i у

якості «чорної скриньки» з деяким набором вхідних та вихідних параметрів. Співвідношення між вхідними та вихідними параметрами дозволяє проаналізувати ефективність системи розподілу; крім того у регулятора з'являється можливість у деякій мірі порівнювати результати діяльності різних ОСР.

У статті пропонується модель оцінювання розвитку системи розподілу електроенергії, що у спрощеному вигляді представлена на рис. 2. Вхідними параметрами системи (W_{input}) є кількісні показники попиту на послуги розподілу електроенергії, зумовлені факторами (1), (2) та (4). Результатом функціонування системи (W_{output}) є кількість розподіленої електроенергії. На роботу системи розподілу можуть також впливати випадкові чинники (U_k), наприклад, погодні фактори, вплив сторонніх осіб тощо. Проте ключові характеристики розвитку системи розподілу - технічний стан (T), надійність (R), завантаженість (L) та інноваційність (I) залежать від ефективності господарської діяльності ОСР.

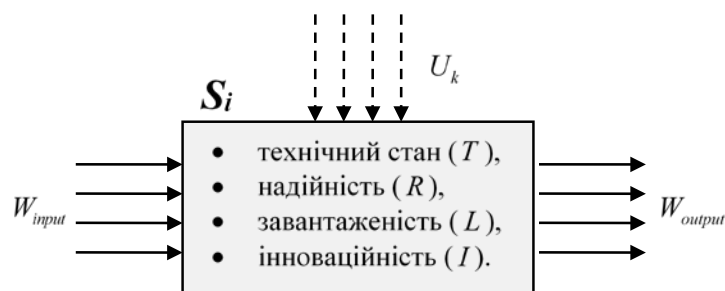


Рисунок 2 - Оцінювання розвитку системи розподілу електроенергії: модель «чорна скринька»

Характеристика *технічний стан* (T) відображає стан ремонтно-експлуатаційного обслуговування об'єктів електричних мереж і потребує уваги зі сторони органів державної влади, зокрема, через тривале недофінансування робіт з технічного обслуговування та капітальних ремонтів.

Характеристика *надійність* (R) - вказує на здатність системи розподілу виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах експлуатації. Зниження рівня надійності означає для ОСР недовідпуск електроенергії і відповідно недоотримання грошових надходжень від користувачів системи.

Характеристика *завантаженість* (L) показує відповідність пропускнує спроможності системи розподілу електроенергії попиту користувачів послуг, тобто чи відповідають перерізи ЛЕП та встановлена потужність трансформаторів існуючим та перспективним електричним навантаженням у нормальному та післяаварійному режимах роботи схеми електромереж. Обсяг електроспоживання в Україні після майже 40% падіння так і не досягнув рівня базового 1991 року, що означає надлишок пропускнує спроможності електричних мереж. Проте наявні резерви не завжди є саме в тих енерговузлах системи розподілу, де зростає обсяг електроспоживання або приєднана потужність розосереджених джерел енергії.

Характеристика *інноваційність* (I) відображає застосування новітніх технологій та обладнання під час нового будівництва, реконструкції або технічного переоснащення електричних мереж. Йдеться про підвищення енергетичної ефективності систем розподілу електроенергії: застосування нових типів силового устаткування; нових засобів релейного захисту і протиаварійної автоматики, діагностики обладнання, обліку енергоресурсів; систем моніторингу і керування режимами мережі та обладнанням, в тому числі використання технологій Smart Grid.

Взаємодія НКРЕКП та ОСР з метою забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії реалізується через інвестиційні програми (ІП) ліцензіатів, що містять обґрунтування запланованих капіталовкладень і витрат. Регулятор узгоджує ІП кожного ОСР та встановлює величину тарифу на розподіл електроенергії. І оскільки кожна ІП переглядається, як правило, один раз на рік, то для річного горизонту планування ($t = 1$) задачу управління розвитком системи розподілу в межах території здійснення ліцензійної діяльності ОСР можемо сформулювати у вигляді цільової функції (1).

$$\Delta W = W_{input} - W_{output} = f(T, R, L, I) \rightarrow \min. \quad (1)$$

Теоретично, у результаті виконання ІП, ОСР повинен покращити характеристики технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності системи розподілу. При цьому, визначальним обмеженням цільової функції (1) є кількість грошових коштів, які ОСР спрямовує на розвиток системи розподілу в t -му році: $III \leq III_t$. У рамках запропонованої моделі регулятор, узгоджуючи ІП, зможе також встановити обмеження, пов'язані з характеристиками розвитку системи розподілу: $T_{t-1} \leq T \leq T^*$, $R_{t-1} \leq R \leq R^*$, $L_{t-1} \leq L \leq L^*$, $I_{t-1} \leq I \leq I^*$, тобто спрогнозувати покращення кожної характеристики відносно показників попереднього року і їх зміну у напрямку деякого «ідеального» значення - X^* .

Далі, для розроблення критеріїв оцінювання, важливо дослідити наявну інформацію про розвиток систем розподілу електроенергії як на рівні регулятора, так і на рівні ОСР.

2. Інформаційне забезпечення розвитку систем розподілу

ОСР надають звітну інформацію про результати своєї роботи до Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, до НКРЕКП та до Державної інспекції енергетичного нагляду України, що повинно, з однієї сторони, послабити наглядовий тиск на суб'єктів господарювання, а з іншої – посилити відповідальність ОСР за виконання умов ліцензійної діяльності. Необхідно також відзначити, що протягом останніх років посилюються вимоги до ОСР щодо публікування на офіційних сайтах компаній інформації про план розвитку системи розподілу, виконання ПП та надання послуг приєднання до електричних мереж новим споживачам електроенергії.

Нормативні документи, що регулюють звітність ОСР:

(1) Наказ Міністерства палива та енергетики України № 352 від 01.07.2008 р. Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України;

(2) Постанова НКРЕКП № 345 від 23.03.2017 р. Про затвердження форм звітності №11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та №12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо її заповнення;

(3) Постанова НКРЕ № 1627 від 13.12.2012 р. Про затвердження порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії (у редакції від 10.09.2017 р.).

Звітність ОСР згідно (1) охоплює усі чотири характеристики розвитку систем розподілу електроенергії (рис. 3). Інформація за формами статистичної звітності 56-, 57-, 58- та 59-енерго має узагальнений характер за групами об'єктів електричних мереж з диференціацією за рівнями напруги (ЛЕП: 110-150 кВ, 35 кВ, 6-20 кВ, та до 1 кВ; ТП: 110-150 кВ, 35 кВ; 6-20 кВ). Інформація за формами 60-енерго та 61-енерго – пооб'єктна, тобто вказується назва та протяжність ЛЕП, номери та потужності ТП, які були реконструйовані чи збудовані у звітному періоді. Завантаженість системи розподілу не оцінюється, проте є дані згідно форми 35-енерго про споживання електроенергії, 36-енерго про погодинне навантаження у режимний робочий день, 68-енерго про загальну характеристику за групами споживачів електроенергії (за договорами).

Звітність згідно (2) дає змогу оцінити результати діяльності ОСР як надавача послуг. Інформація за формою 11-НКРЕКП щодо показників надійності електропостачання деталізована за чотирма основними рівнями напруги: 110/154 кВ, 27,5-35 кВ, 6-20 кВ, 0,4 кВ. Інформація за формою 12-НКРЕКП містить дані про звернення споживачів: з метою отримання доступу до електричної мережі; питань, пов'язаних із обліком електроенергії; скарги щодо якості електроенергії або перерв в електропостачанні.

Нормативний документ (3) містить вимоги публічного обговорення ПП ліцензіатів; шаблон ПП значною мірою дублює форми звітності з переліку (1), що мають обмежений доступ.

Технічний стан	Надійність	Завантаженість	Інноваційність
<p>56-енерго: технічний стан електромереж, 58-енерго: капітальний ремонт об'єктів електромереж, 59-енерго: технічне обслуговування об'єктів електромереж</p>	<p>11-НКРЕ: показники надійності електропостачання, 57-енерго: технологічні порушення, 63-енерго: забезпечення нормативного рівня надійності</p> <p>звітність на державному рівні</p>	<p>35-енерго: споживання електроенергії, 36-енерго: погодинне навантаження у день режимних вимірів, 12-НКРЕ: комерційна якість послуг (звернення про доступ до мереж)</p>	<p>60-енерго: виконання Програми розвитку електромереж, 61-енерго: виконання інвестиційної програми, 67-енерго: організація систем обліку електроенергії</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Тривалість використання обладнання, • Пооб'єктна оцінка технічного стану 	<ul style="list-style-type: none"> • Пооб'єктна оцінка наслідків відмов, • Досвід експлуатації обладнання мереж <p>внутрішня інформація ОСР</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Дані диспетчера щодо роботи схеми електромереж, • Однолінійна схема 	<ul style="list-style-type: none"> • Типи використаних інновацій, • Витрати-вигоди реалізованих проектів

Рисунок 3 - Результати аналізу інформаційного забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії

Звітність ліцензіатів на державному рівні формується на основі внутрішньої інформації ОСР – більш деталізованої та змістовної (рис. 3). Проте у регулятора також акумулюються значні масиви звітних даних, краще опрацьовані за характеристиками «технічний стан» та «надійність», менш формалізовані на даний час за характеристиками «завантаженість» та «інноваційність».

Основним недоліком інформаційного забезпечення розвитку систем розподілу залишається достовірність наданих регулятору даних. Так, аналіз статистичної звітності про технічний стан об'єктів електричних мереж, результати якого представлені в [18], показав значний вплив суб'єктивних факторів на результати оцінювання і неможливість перевірити узагальнені звітні дані. Розрахунки показників надійності та комерційної якості згідно (2) виконуються самими ОСР. У якості джерел інформації можуть бути використані журнали обліку або електронні бази даних, що так само ставить під сумнів достовірність значної частини звітних показників. Тому, якщо у майбутньому формуватиметься інтегральний показник розвитку системи розподілу, то видасться доцільним ввести вагові коефіцієнти значущості критеріїв, залежно від джерела отримання інформації.

Крім того, звітні дані ОСР показали, що системи розподілу електроенергії в Україні суттєво відрізняються між собою за складом споживачів, площею та географічними особливостями території обслуговування, протяжністю ЛЕП та співвідношенням між кабельними і повітряними лініями, темпами зростання електричного навантаження та часткою розосередженої генерації. Зазначені особливості також важливо врахувати під час розроблення критеріїв оцінювання – використовувати відносні чи питомі показники, відстежувати динаміку їх значень.

3. Система критеріїв оцінювання розвитку систем розподілу

На основі аналізу інформаційного забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії в Україні (п. 2) та враховуючи досвід країн ЄС [5] для регулятора пропонуємо критерії оцінювання у розрізі характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності.

3.1 Критерії оцінювання технічного стану

Для об'єктів електричних мереж напругою до 20 кВ характеристика технічного стану визначає необхідні обсяги ремонтно-експлуатаційних робіт ОСР. «Добрий» технічний стан означає, що об'єкт підлягає технічному обслуговуванню; «задовільний» технічний стан - об'єкт підлягає капітальному ремонту; «незадовільний» технічний стан означає реконструкцію об'єкта, а у випадку «непридатного» технічного стану об'єкт потребує заміни.

Статистична звітність ОСР (56-енерго) дозволяє визначити частку ЛЕП, що підлягають реконструкції та заміні, по відношенню до їх загальної протяжності (k_{T1}) на кожному з основних чотирьох рівнів напруги, і може бути представлена у вигляді системи показників: $k_{T1} = \{k_{T1}^{0,4}, k_{T1}^{10}, k_{T1}^{35}, k_{T1}^{110}\}$.

Аналогічно можна оцінити технічний стан ТП за кількісними показниками (k_{T2}) та за встановленою потужністю (k_{T3}). Щоб застосувати зазначені кількісні параметри у якості критеріїв оцінювання результатів діяльності ОСР, доцільно відслідковувати тенденції зміни показників. Логічно припустити, що зменшення значення параметрів k_{Ti} , порівняно з попереднім роком, означає покращення технічного стану об'єктів електричних мереж відповідного рівня напруги (табл. 1). При цьому, ідеальне значення показників k_{Ti}^* рівне нулю, що означає відсутність на балансі ОСР об'єктів, що потребують реконструкції або заміни.

Таблиця 1 - Критерії k_T , що відображають зміни технічного стану

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{T1} = \{k_{T1}^{0,4}, k_{T1}^{10}, k_{T1}^{35}, k_{T1}^{110}\}$	$\Delta_{T1} = k_{T1}^t - k_{T1}^{t-1} < 0$
$k_{T2} = \{k_{T2}^{10}, k_{T2}^{35}, k_{T2}^{110}\}$	$\Delta_{T2} = k_{T2}^t - k_{T2}^{t-1} < 0$
$k_{T3} = \{k_{T3}^{10}, k_{T3}^{35}, k_{T3}^{110}\}$	$\Delta_{T3} = k_{T3}^t - k_{T3}^{t-1} < 0$

У якості додаткових показників економічного спрямування можуть бути використані статистичні дані форм 58-енерго та 59-енерго. Наприклад, грошові витрати ОСР на виконання робіт з технічного обслуговування та капітальних ремонтів по відношенню до загальної кількісної оцінки електричних мереж (в умовних одиницях, загальній протяжності ЛЕП або . Напряму використати зазначені вартісні показники у якості критеріїв розвитку електричних мереж практично неможливо, бо збільшення витрат на обслуговування мереж лише опосередковано свідчить про можливе покращення їх технічного стану.

3.2 Критерії оцінювання надійності системи розподілу електроенергії

Важливими даними для оцінювання надійності системи розподілу є показники форми 12-НКРЕ, що розраховуються на різних рівнях напруги та з диференціацією за типом місцевості (міська/сільська). Ряд показників можуть бути використані напряму: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні *SAIDI* (k_{R1}), індекс середньої частоти довгих перерв *SAIFI* (k_{R2}), індекс середньої частоти коротких перерв *MAIFI* (k_{R3}). А розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії *ENS* доцільно зіставляти із загальним обсягом відпуску електроенергії (k_{R4}).

До переліку показників надійності систем розподілу (табл. 2) також включено k_{R5} - відношення кількості аварійних відключень в мережах ліцензіата до загальної протяжності ЛЕП (відкл./100 км).

Ідеальним значенням для усіх показників надійності k_{Ri}^* є нуль, що означає відсутність будь-яких перерв у роботі системи розподілу електроенергії. Для застосування показників надійності у якості критеріїв розвитку систем розподілу пропонуємо відстежувати їх динаміку, тобто зменшення значення параметрів k_{Ri} порівняно із попереднім роком означатиме підвищення надійності системи розподілу.

Таблиця 2 - Критерії k_{R} , що відображають зміни надійності системи розподілу

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{R1} = \{k_{R1}^{0,4c}, k_{R1}^{0,4m}, k_{R1}^{10c}, k_{R1}^{10m}, k_{R1}^{35}, k_{R1}^{110}\}$	$\Delta_{R1} = k_{R1}^t - k_{R1}^{t-1} < 0$
$k_{R2} = \{k_{R2}^{0,4c}, k_{R2}^{0,4m}, k_{R2}^{10c}, k_{R2}^{10m}, k_{R2}^{35}, k_{R2}^{110}\}$	$\Delta_{R2} = k_{R2}^t - k_{R2}^{t-1} < 0$
$k_{R3} = \{k_{R3}^{0,4c}, k_{R3}^{0,4m}, k_{R3}^{10c}, k_{R3}^{10m}, k_{R3}^{35}, k_{R3}^{110}\}$	$\Delta_{R3} = k_{R3}^t - k_{R3}^{t-1} < 0$
$k_{R4} = \{k_{R4}^{0,4c}, k_{R4}^{0,4m}, k_{R4}^{10c}, k_{R4}^{10m}, k_{R4}^{35}, k_{R4}^{110}\}$	$\Delta_{R4} = k_{R4}^t - k_{R4}^{t-1} < 0$
$k_{R5} = \{k_{R5}^{0,4}, k_{R5}^{10}, k_{R5}^{35}, k_{R5}^{110}\}$	$\Delta_{R5} = k_{R5}^t - k_{R5}^{t-1} < 0$

Перелік критеріїв надійності (табл. 2) може бути доповнений на основі показників форми 57-енерго щодо технологічних порушень цехового обліку та форми 63-енерго щодо дотримання нормативного рівня надійності електропостачання споживачів. Питання оптимальної кількості критеріїв надійності потребує додаткового вивчення.

3.3 Критерії оцінювання завантаженості

Показники завантаженості дозволяють зробити висновок про відповідність між встановленою потужністю трансформаторів та попитом на електричну енергію в поточному році. Для узагальненої оцінки пропонуємо використати два показника, що застосовуються у практиці країн ЄС [5]: коефіцієнт використання встановленої потужності трансформаторів (2) та коефіцієнт завантаження системи розподілу (3).

Розрахункова формула для визначення коефіцієнта використання встановленої потужності трансформаторів:

$$k_{L1} = \frac{W_{\text{відп}}^{cn} \cdot 100\%}{S_{\Sigma}^{III} \cdot T}, \quad (2)$$

де $W_{\text{відп}}^{cn}$ - обсяг електроенергії, відпущеної споживачам на низькому ступені напруги, тис. кВт·год.; S_{Σ}^{III} - сума встановленої потужності усіх трансформаторів, використаних для розподілу електроенергії, МВА; $T = 8760$ год. – кількість годин роботи системи розподілу в рік.

Таким чином, k_{L1} відображає ефективність планування системи розподілу електроенергії. Низьке значення показника $k_{L1} < k_{L1}^{\min}$ означає, що ОСР використовує трансформатори значно більшої за необхідну встановленої потужності, а отже завищує капітальні витрати. Проте деяке оптимальне значення показника k_{L1}^* повинно визначатися експертним шляхом для конкретної системи розподілу, бо $k_{L1} > k_{L1}^{\max}$

може спричинити зменшення її надійності. Тоді критерієм розвитку системи розподілу слугуватиме щорічне скорочення різниці між фактичним та оптимальним значенням показника (табл. 3).

Таблиця 3 - Критерії k_L зміни завантаженості системи розподілу

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{L1} = \{k_{L1}^{OCP}; k_{L1}^{PEM1}, k_{L1}^{PEM2}, \dots, k_{L1}^{PEMn}\}$	$ k_{L1}^t - k_{L1}^* < k_{L1}^{t-1} - k_{L1}^* $
$k_{L2} = \{k_{L2}^{OCP}; k_{L2}^{PEM1}, k_{L2}^{PEM2}, \dots, k_{L2}^{PEMn}\}$	$ k_{L2}^t - k_{L2}^* < k_{L2}^{t-1} - k_{L2}^* $

Коефіцієнт завантаження системи розподілу електроенергії («load factor» у [5]):

$$k_{L2} = \frac{W_{відн}^{EM}}{P^{max} \cdot T}, \quad (3)$$

де $W_{відн}^{EM}$ - обсяг відпущеної в мережу електроенергії, тис. кВт·год.; P^{max} - пікове навантаження системи розподілу електроенергії протягом року, МВт; $T = 8760$ год. – кількість годин роботи системи розподілу в рік.

Значення показника дає можливість оцінити наскільки ефективно використовується обладнання системи розподілу і в деякій мірі допомагає зрозуміти наскільки система розподілу близька до перевантаження. Чим вище значення, тим ефективніше використовуються наявні потужності і навпаки. Проте якщо значення наближається до 100%, система досягає ліміту за піковим навантаженням і не може забезпечити нові приєднання споживачів. Із врахуванням приросту навантаження для системи розподілу доцільно встановлювати експертним шляхом деяке оптимальне значення коефіцієнта завантаження k_{L2}^* , тоді критерієм розвитку системи розподілу слугуватиме щорічне скорочення різниці між фактичним та оптимальним значенням.

Обидва показники можуть бути розраховані не лише узагальнено для ОСР в цілому, а і для окремих районів електричних мереж: $k_{Li} = \{k_{Li}^{OCP}; k_{Li}^{PEM1}, k_{Li}^{PEM2}, \dots, k_{Li}^{PEMn}\}$.

3.4 Критерії оцінювання інноваційності

Показники інноваційності вводяться з метою оцінити застосування у процесі розвитку систем розподілу новітніх технологій та обладнання. Запропоновано критерії, що відображають зміни у засобах обліку енергоресурсів, показники прогресивності обладнання, а також нарощування обсягів розосередженої генерації.

k_{I1} - коефіцієнт оновлення засобів обліку. Розраховується як відношення оновлених у поточному році засобів обліку до загальної кількості засобів обліку на балансі ОСР станом на початок року. Чим вище значення показника k_{I1} , тим кращі результати ОСР за поточний рік. Для цього показника немає можливості визначити «ідеальне» значення, проте доцільно встановити деякий мінімальний поріг k_{I1}^{min} , наприклад, щорічне оновлення не менше 1% засобів обліку. Оцінювання також може проводитися у розрізі підрозділів ліцензіата (табл. 4) зі встановленням різних граничних значень для різних районів електромереж.

Таблиця 4 - Критерії k_I зміни інноваційності системи розподілу

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{I1} = \{k_{I1}^{OCP}; k_{I1}^{PEM1}, k_{I1}^{PEM2}, \dots, k_{I1}^{PEMn}\}$	$k_{I1} \geq k_{I1}^{min}$
$k_{I2} = \{k_{I2}^{0,4}, k_{I2}^{10}, k_{I2}^{35}, k_{I2}^{110}; k_{I2}^{OCP}; k_{I2}^{PEM1}, \dots, k_{I2}^{PEMn}\}$	$\Delta_{I2} = k_{I2}^t - k_{I2}^{t-1} > 0$
$k_{I3} = \{k_{I3}^{0,4}, k_{I3}^{10}, k_{I3}^{35}, k_{I3}^{110}; k_{I3}^{OCP}; k_{I3}^{PEM1}, \dots, k_{I3}^{PEMn}\}$	$k_{I3} = 1$

Доповнити перший показник доцільно ще одним - k_{I2} - частка точок продажу електроенергії, обладнаних автоматизованими системами обліку. Ідеальне значення показника: $k_{I2}^* = 1$, збільшення значення показника, порівняно із попереднім роком, означає більш повне впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії. Розрахунок можливий і для різних рівнів напруги, і у розрізі районів електромереж.

k_{I3} - частка реалізованих у визначені терміни приєднань до системи розподілу джерел розосередженої генерації, по відношенню до кількості відповідних звернень користувачів системи.

Ідеальне значення рівне одиниці $k_{13}^* = 1$ означає, що усі запити користувачів системи про приєднання до електричних мереж джерел розосередженої генерації у поточному році були задоволені. Чим більшим є значення показника, тим краще ОСР реагує на запити про приєднання.

До переліку також можуть бути додані показники, що відображатимуть використання прогресивних технологій, визначених технічною політикою ОСР. Наприклад, частка нового обладнання, встановленого протягом останнього року для різних рівнів напруги, і у розрізі районів електромереж. Тоді критерієм розвитку системи розподілу буде зростання показника, порівняно із попереднім роком, а ідеальні значення рівні одиниці.

4. Аналіз результатів дослідження

В результаті проведених досліджень необхідно відмітити, що розроблення і застосування критеріїв оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії матиме ряд переваг для усіх учасників ринку.

По-перше, системи розподілу електроенергії суттєво відрізняються між собою за складом споживачів, площею та географічними особливостями території обслуговування, темпами зростання електричного навантаження, часткою розосередженої генерації. Критерії оцінювання частково відображають зазначені відмінності та дозволяють НКРЕКП враховувати їх, аналізуючи і порівнюючи результати діяльності ОСР України.

По-друге, зв'язок між вхідними-вихідними змінними (рис. 2) та грошовими витратами ОСР не є прямолінійним, бо розвиток системи розподілу – багатоцільова задача, що охоплює і забезпечення достатньої пропускної спроможності системи, і надійність її функціонування, і скорочення технологічних витрат електроенергії, і ефективність ремонтно-експлуатаційних витрат. Саме *система критеріїв*, що базуються на ключових характеристиках розвитку системи розподілу, може відобразити комплексність вирішуваної кожним ОСР задачі і забезпечити глибокий аналіз результатів діяльності ліцензіатів.

По-третє, запропоновані критерії максимально враховують існуючу статистичну звітність ОСР, тож їх запровадження не потребує значних регуляторних зусиль. Склад критеріїв оцінювання може змінюватися і доповнюватися з метою забезпечення відповідності тим регуляторним цілям, що визначені як першочергові на конкретному етапі розвитку об'єднаної енергосистеми України. Разом з тим, автори наголошують на доцільності врахування достовірності звітних даних ОСР: під час формування інтегрованого показника розвитку системи розподілу надавати більшої ваги критеріям, розрахованим за даними, джерелом яких є автоматизовані системи обліку електроенергії.

По-четверте, система критеріїв оцінювання сприятиме створенню зрозумілих вимог зі сторони НКРЕКП щодо розвитку систем розподілу електроенергії, а також акцентуватиме увагу ОСР на пріоритетних напрямках державної політики. А ліцензіати зможуть застосовувати ті ж критерії оцінювання по відношенню до власних підрозділів електричних мереж, оперуючи більшою кількістю достовірних даних.

Висновки

1. Аналіз систем регулювання інвестиційної діяльності ОСР в країнах ЄС [3-5] та наукових публікацій [9-15] показав, що стимулююче регулювання тарифів на послуги розподілу електроенергії повинно обов'язково доповнюватися системою оцінювання ефективності операційних та/або капітальних витрат ОСР. При цьому, в різних країнах використовуються різні моделі оцінювання, залежно від існуючого рівня розвитку систем розподілу електроенергії та основних цілей, визначених регулятором ринку.

2. З огляду на значну протяжність розподільних електричних мереж в Україні та низький рівень їх автоматизації, для оцінювання розвитку систем розподілу запропонована модель чорної скриньки. У рамках запропонованої моделі регулятор аналізує і оцінює зміну чотирьох ключових характеристик розвитку системи розподілу: «технічний стан», «надійність», «завантаженість», «інноваційність», а також отримує можливість у деякій мірі порівнювати результати діяльності різних ОСР.

3. Оцінювання характеристик технічного стану та надійності під час узгодження ІІІ ліцензіатів достатньо формалізовано, тоді як завантаженість та інноваційність потребують більш детального опрацювання. Достовірність звітних даних ОСР визнана основним недоліком існуючого інформаційного забезпечення.

4. За кожною із характеристик розвитку систем розподілу запропоновано відкритий перелік показників та критеріїв оцінювання характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності. Їх застосування сприятиме створенню передбачуваних вимог регулятора до забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, а також акцентуватиме увагу ОСР на пріоритетних напрямках державної політики.

5. Наявність формалізованої системи оцінювання результатів інвестиційної діяльності ОСР в умовах стимулюючого регулювання дозволить підвищити ефективність управлінських рішень щодо розвитку систем розподілу та сприятиме поширенню технологій Smart Grid в Україні.

Список використаної літератури:

1. Biggar, D. R., Hesamzaden M. R. The economics of electricity markets. UK : John Willey & Sons Ltd, 2014. 432 p.
2. Energy technology perspectives 2017. Catalysing energy technology transformations. International Energy Agency, 2017. 443 p.
3. Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need? EURELECTRIC report. Brussels, 2014. 43 p.
4. Ruester S., Schwenen S., Batlle C., Pérez-Arriaga I. From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Utilities Policy*. 2014. Vol. 31. P. 229–237. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
5. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF
6. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В., Денисюк С. П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 52-67.
7. Енергетична стратегія України до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npras/250250456>
8. Стимулює тарифоутворення : презентація НКРЕКП 18 листопада 2015 року. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?news=4799>
9. Schmitt S., Kucsera D. The impact of the regulatory reform process on the R & D investment of European electricity utilities. *Review of Network Economics*. Vol. 13, Issue 1. 2014. P. 35-67. DOI: <https://doi.org/10.1515/rne-2012-0021>
10. Sterlacchini A. Energy R & D in private and state-owned utilities: an analysis of the major world electric companies. *Energy policy*. 2012. Vol. 41. P. 494-506. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.010>
11. Cambini C. Meletiou A., Bompard E., Masera M. Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: evidence from pilot projects and implications for reform. *Utilities Policy*. 2016. Vol. 40. P. 36-47. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.003>
12. Cullmann A. Nieswand M. Regulation and investment incentives in electricity distribution: an empirical assessment. *Energy economics*. 2016. Vol. 57. P. 192-203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.05.007>
13. Marques V., Bento N., Moises Costa P. The “Smart Paradox”: stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments. *Energy*. 2014. Vol. 69. P. 93-106. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.007>
14. Muench S., Thuss S., Guenther E. What hampers energy system transformations? The case of smart grids. *Energy policy*. 2014. Vol. 73. P. 80-92. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.051>
15. Cossent R. A. Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies : Doct. Dissert. Madrid, 2013. 265 p.
16. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. №1. С. 94-100.
17. Чернецька Ю. В. Системи розподілу електроенергії в Україні: ключові характеристики їх розвитку. Матеріали XVIII міжн. наук.-практ. конф. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*. 27-29.09.2017 р. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2017. С. 70-75.
18. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж. *Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2011. №9. С. 28-37.

A. Zamulko, Cand. Sc. (Eng), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-8018-6332

Yu. Chernetska, TF., ORCID 0000-0001-6821-3211

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

EVALUATION CRITERIA OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS DEVELOPMENT UNDER INCENTIVE REGULATION

Studying the experience of European countries shows that step by step transformation from distribution networks to Smart Grids in the liberalized electricity market could be achieved only through the cooperation between the market regulator and distribution system operators (DSO). The paper deals with the problem of evaluation and estimation by market regulator the operational efficiency of the DSOs and their activities for distribution systems development. Authors consider the development of the particular distribution system as a multipurpose task connected with changes in the four characteristics of the electricity distribution system: “technical condition”, “system reliability”, “loading level” and “innovativeness”. The available information about distribution system development in terms of these characteristics was studied at the level of regulator and at the level of DSO. During finalization and approval the investment program, the regulator has well-formalized

information about technical condition and system reliability; however, information about loading level and innovativeness requires additional elaboration. Authors emphasize that data validity of the DSO's reports is the main information problem for the regulator.

For each characteristic of the distribution system development authors propose an open list of the indicators and evaluation criteria. Implementation of these criteria will help to create the transparent requirements for insurance the distribution systems development with a particular focus on priority regulatory policy.

Keywords: electricity distribution system, distribution system operator, regulation, evaluation criteria

References

1. Biggar, D. R., Hesamzaden M. R. The economics of electricity markets. UK : John Wiley & Sons Ltd, 2014. 432 p.
2. Energy technology perspectives 2017. Catalysing energy technology transformations. International Energy Agency, 2017. 443 p.
3. Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need? EURELECTRIC report. Brussels, 2014. 43 p.
4. Ruester S., Schwenen S., Batlle C., Pérez-Arriaga I. From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Utilities Policy*. 2014. Vol. 31. P. 229–237. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
5. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF
6. Stognii B. S., Kyrylenko O. V., Prahovnyk O. V., Denysiuk S. P. The evolution of intelligent electrical networks and their prospects in Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. № 5. P. 52-67 (Ukr).
7. Energy Strategy of Ukraine until 2035 “Safety, Energy Efficiency, Competitiveness”, approved by the Cabinet of Ministers resolution No 605 dated on 18.08.2017. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456>
8. Incentive regulation: presentation of the National Commission, which performs state regulation in the energy sector and utilities dated 18.11.2015. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?news=4799>
9. Schmitt S., Kucsera D. The impact of the regulatory reform process on the R & D investment of European electricity utilities. *Review of Network Economics*. Vol. 13, Issue 1. 2014. P. 35-67. DOI: <https://doi.org/10.1515/rne-2012-0021>
10. Sterlacchini A. Energy R & D in private and state-owned utilities: an analysis of the major world electric companies. *Energy policy*. 2012. Vol. 41. P. 494-506. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.010>
11. Cambini C. Meletiou A., Bompard E., Masera M. Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: evidence from pilot projects and implications for reform. *Utilities Policy*. 2016. Vol. 40. P. 36-47. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.003>
12. Cullmann A. Nieswand M. Regulation and investment incentives in electricity distribution: an empirical assessment. *Energy economics*. 2016. Vol. 57. P. 192-203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.05.007>
13. Marques V., Bento N., Moises Costa P. The “Smart Paradox”: stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments. *Energy*. 2014. Vol. 69. P. 93-106. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.007>
14. Muench S., Thuss S., Guenther E. What hampers energy system transformations? The case of smart grids. *Energy policy*. 2014. Vol. 73. P. 80-92. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.051>
15. Cossent R. A. Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies : Doct. Dissert. Madrid, 2013. 265 p.
16. Chernetska Yu., Zamulko A. Rating for electrical distribution networks development. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*. 2013. No 1. P. 94-100 (Ukr).
17. Chernetska Yu. Electricity distribution systems in Ukraine: key features of their development. Materials of the XVII-th International scientific and practical conference “Renewable energy and energy efficiency of the XXI century”. 27-29.09.2017. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Institute of Renewable Energy at National Academy of Sciences of Ukraine, 2017. P. 70-75 (Ukr).
18. Chernetska Yu., Zamulko A. The monitoring system of the technical condition of the distribution electrical networks. *Energy saving. Power Engineering. Energy Audit*. 2011. No 9. P. 28-37 (Ukr).

Надійшла 19.12.2017

Received 19.12.2017