

РОЗДІЛ III. ЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

УДК 621.316

DOI: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241

Юрій Томашевський, Олександр Бурикін, Володимир Кулик,
Юлія Малогулко, Владислав Гриник

ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА БАЗІ КОНЦЕПЦІЇ SMART METERING ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

Актуальність теми дослідження. Використання інформаційних систем та баз даних стає невід'ємною складовою діяльності енергетичних компаній. Інформація про виробництво та споживання електроенергії зберігається в агрегованому вигляді. Це не дає змоги визначати складові балансових витрат електроенергії методом поелементних розрахунків та аналізувати їх структуру. Таким чином, вдосконалення математичного та програмного забезпечення інформаційних систем обліку електроенергії з метою підвищення адекватності визначення витрат електроенергії у розподільних мережах є актуальним завданням.

Постановка проблеми. Оснащення розподільних електричних мереж засобами моніторингу їхніх параметрів часто виявляється недостатнім для розв'язування задач планування та ведення режимів. Тому метою дослідження є аналіз можливості застосування системного підходу до створення інформаційних систем РЕМ з використанням даних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та інших наявних джерел інформації для підвищення точності моделювання характерних режимів мереж та складових балансу електроенергії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Нині використовуються декілька підходів для перевірки та відновлення даних щодо електричних навантажень у системах АСКОЕ та Smart Metering: 1) технологія великих даних (Big Data Technology – data management); 2) глобальне обчислення на основі не втрачених даних; 3) статистичні методи; 4) штучні нейронні мережі; 5) кластерний аналіз; 6) застосування методів оцінювання стану; 7) використання типових графіків електричних навантажень. Наведені підходи можуть комбінуватися для отримання додаткових переваг.

Виділення недосліджених частин загальної проблеми. Необхідною умовою для використання наявних підходів є наявність невтрачених даних. Це робить принципово неможливим застосування відомих підходів для дослідження режимних параметрів РЕМ з прийнятною точністю.

Постановка завдання. Отже, основним завданням є дослідження можливості використання системного підходу до побудови інформаційних систем РЕМ із застосуванням технології Smart Metering, а також методів та алгоритмів, які використовуючи наявну інформацію, агреговану за часовими періодами, дадуть змогу визначати режимні параметри РЕМ з необхідною точністю.

Виклад основного матеріалу. Для розгортання агрегованих даних у графіки навантаження та генерування, у роботі запропоновано використовувати типові графіки енергообміну споживачів та місцевих джерел енергії. Для узгодження вимірних параметрів режиму та псевдовимірювань, розрахованих за типовими графіками, запропоновано використовувати алгоритм на основі методу найменших квадратів. Оцінювання точності проводилося шляхом зіставлення витрат електроенергії для цілком спостережної мережі з результатами імітаційних розрахунків.

Висновки відповідно до статті. Встановлено, що застосування типових графіків навантаження та генерування дає змогу відновлювати графіки енергообміну споживачів та місцевих джерел енергії з прийнятною точністю. Використання типових графіків навантаження та генерування (псевдовимірювань) дає змогу зменшити вартість систем моніторингу розподільних мереж.

Ключові слова: розподільна електрична мережа; баланс електроенергії; втрати електроенергії; відновлення параметрів режиму; типовий графік навантаження; оцінювання стану.

Рис.: 6. Бібл.: 18.

Актуальність теми дослідження. Використання інформаційних систем та баз даних стає невід'ємною складовою діяльності енергетичних компаній. На електронну основу переходить документообіг, зростає кількість нового обладнання, впроваджуються системи збору та керування даними, зокрема, керування транспортуванням та розподілом електроенергії.

Найбільш відомою інформаційною системою розподільних електричних мереж є автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Вона забезпечує облік електричної енергії (ЕЕ) на основі даних, що одержувані безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів. Масове інтегрування до АСКОЕ інтелектуальних приладів обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering дає змогу вирішувати комплекс нових актуальних завдань.

Наприклад, віддалене зняття показань із приладів обліку, автоматичне фіксування їх за певний проміжок часу, виявлення осередків втрат ЕЕ, а також миттєве дистанційне обмеження навантаження та припинення електропостачання.

Застосування інформації, накопиченої системами Smart Metering, підвищує спостережність розподільної електричної мережі (РЕМ) завдяки використанню вимірних графіків електроспоживання. Наявність синхронізованої інформації про вимірні режимні параметри розподільної електричної мережі дає змогу визначати обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами [1]. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом усієї доби або її частини. Під час вимірювань, а також передачі інформації спостерігається вплив електромагнітних завад від засобів автоматичного регулювання, розсинхронізація або спрямовані атаки на інформаційні мережі сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання [2-4]. Це призводить до втрати окремих пакетів інформації. Таким чином, необхідною умовою функціонування інформаційної системи РЕМ є можливість відновлення втраченої інформації.

Постановка проблеми. Метою дослідження є аналіз можливості застосування системного підходу до створення інформаційних систем РЕМ із використанням даних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та інших наявних джерел інформації для автоматизації керування розподільними електричними мережами.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. На сьогодні використовуються декілька підходів для перевірки та відновлення даних щодо електричних навантажень у системах АСКОЕ та Smart Metering:

- 1) технологія великих даних (*Big Data Technology – data management*) [5];
- 2) глобальне обчислення на основі не втрачених даних [6];
- 3) статистичні методи [7, 8];
- 4) штучні нейронні мережі [3];
- 5) кластерний аналіз [3, 9];
- 6) застосування методів оцінювання стану [10];
- 7) використання типових графіків електричних навантажень [3; 11; 12].

Наведені підходи можуть комбінуватися, для отримання додаткових переваг.

Необхідною умовою для використання наведених підходів є наявність невтрачених даних. Тобто для частини мережі необхідні вимірювання в об'ємах, достатніх для відновлення інформації, або великий набір ретроспективних даних для відновлення втраченої інформації та виявлення викидів у вимірюваннях.

Відповідно до проведеного аналізу для подальшого дослідження вбачається застосування комбінованого підходу методів оцінки стану [10] для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої в часі інформації [11; 12] про облік електроенергії.

Виділення недосліджених частин загальної проблеми. Оснащення розподільних мереж засобами АСКОЕ досить витратне, тому здебільшого облік ЕЕ проводиться за участі персоналу служби комерційного обліку електроенергії РЕМ або споживачів. Такий спосіб збору й оброблення комерційних вимірів є джерелом помилок і спотворень комерційних даних. Крім того, агрегування інформації призводить до складності адекватного оцінювання структури балансу ЕЕ та виділення нефективних підсистем та елементів електричних мереж. Це робить принципово неможливим застосування відомих підходів для дослідження режимних параметрів РЕМ із прийнятною точністю.

Постановка завдання. Таким чином, основним завданням є дослідження можливості використання системного підходу до побудови інформаційних систем РЕМ із застосуванням технології Smart Metering, а також методів та алгоритмів, які використовуючи наявну інформацію, агреговану за часовими періодами, дадуть змогу визначати режимні параметри РЕМ з необхідною точністю.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- проаналізувати наявність джерел для підвищення спостережності ЕМ в умовах неповної вихідної інформації;
- проаналізувати можливості використання інформації АСКОЕ для підвищення спостережності РЕМ в умовах неповної вихідної інформації;
- розробити метод оцінювання параметрів режимів розподільних мереж із використанням інформації АСКОЕ та інших;
- перевірити адекватність розробленого методу та можливість його застосування у інформаційних системах РЕМ з використанням натурального експерименту.

Аналіз можливості використання наявної інформації АСКОЕ та інших джерел для підвищення спостережності електричних мереж

Відповідно до концепції побудови [13] автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії для побуту і сфери послуг є ієрархічною системою. Вона забезпечує автоматизований облік ЕЕ на основі даних, що надходять безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів ЕЕ. Основною метою створення АСКОЕ є вирішення питань фінансових відносин на основі точної та оперативно одержуваної інформації, вирішення питань підвищення ефективності та раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів, а також енергозбереження. Отже, наявність повної інформації в базі даних АСКОЕ для всієї РЕМ може забезпечити її спостережність для розв'язання технічних задач, наприклад, аналізу структури технологічних витрат електроенергії (ТВЕ).

Однак на сьогодні в більшості енергопостачальних компаній встановлення АСКОЕ передбачено лише для периметра (у точках комерційного обліку перетікань від/до сусідніх електричних мереж) та юридичних споживачів. Таким чином, для окремих фрагментів РЕМ спостережність забезпечується лише у випадку електропостачання юридичних споживачів.

Водночас для балансування електроенергії у РЕМ на вводах підстанцій 110-35 кВ, а також на головних ділянках ліній 20-6 кВ передбачено вимірювальні засоби технічного обліку.

Додатковим джерелом інформації про споживання електроенергії є білінгові системи енергопостачальних організацій. У них зберігається інформація про корисний відпуск ЕЕ у точках продажу протягом облікового періоду.

Оскільки інформаційне забезпечення фінансових взаєморозрахунків РЕМ ґрунтується на даних обліку, отриманих із різних джерел із різним ступенем достовірності, зростає комерційна складова втрат електроенергії.

Для створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності даних обліку електроенергії у [12] запропоновано використовувати усереднені за часом та сукупністю електроприймачів типові графіки навантаження (ТГН). Для кожного ТГН зазначено перелік кодів споживачів згідно з категоріями видів економічної діяльності (КВЕД), що дає змогу визначати для конкретного споживача відповідний ТГН. Використання КВЕД у білінговій системі забезпечує можливість зіставлення інформації щодо електроспоживання за період інтегрування з типовим графіком навантаження споживача.

Типові графіки подаються у вигляді погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнта кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 1).

Таблиця А.1.1
Графік синхронних навантажень, спожитих наступних категорій видів економічної діяльності «01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93» «30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»

Місяць - січень	Коефіцієнт форми - 1.07																	
P	39	48	42	55	31	54	49	58	88	59	72	83	71	79	57	59	100	77
σ_p	17	17	16	15	13	14	14	17	26	31	31	33	24	28	30	30	32	22
Q	12	18	11	19	10	20	19	23	26	20	23	24	16	23	19	17	28	22
σ_Q	7	7	6	6	4	5	6	11	13	20	19	19	10	15	19	18	18	10
K	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

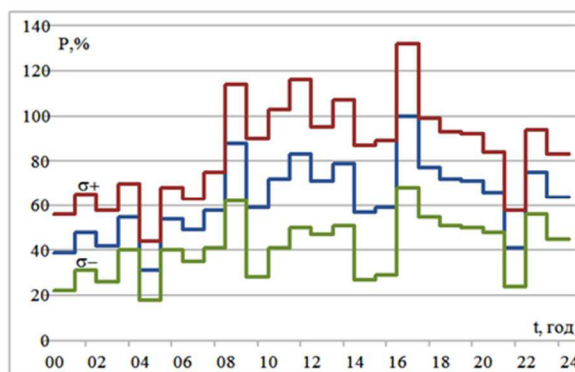
Таблиця А.1.2
Графік синхронних навантажень, спожитих наступних категорій видів економічної діяльності «28.12» «30.2» «28.14» «24.44» «28.40» «27.2» «31.0» «21.2» «32.12» «11.03» «35» «19» «46.63» «30.3» «13.96» «37» «01.47» «28.96»

Місяць - січень	Коефіцієнт форми - 1.10																	
P	36	40	46	36	43	40	41	47	86	88	100	91	67	82	83	59	60	60
σ_p	15	16	17	13	14	18	15	29	88	80	80	82	53	71	68	51	24	20
Q	18	20	21	17	20	18	18	20	30	31	34	28	20	30	30	21	22	22
σ_Q	7	8	8	7	7	8	7	11	26	28	27	21	13	24	22	19	10	8
K	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8	0.6

а

б

Рис. 1. Подання інформації в альбомі типових графіків електричних навантажень: а – у табличній формі; б – в інтерпретованій графічній формі



Математичне очікування навантаження нормується відносно максимального значення і подається у відсотках. Таким чином, ТГН дає змогу розкласти значення сумарної спожитої енергії за обліковий період до вигляду імовірного погодинного графіка навантаження, доповнюючи базу даних інформаційної системи РЕМ псевдовимірюваннями.

Метод оцінювання параметрів режиму розподільних мереж із використанням агрегованих у часі даних обліку електроенергії.

Задачу використання агрегованої в часі інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії можна розглядати як задачу мінімізації похибок вимірювання режимних параметрів РЕМ у теорії оцінювання стану (ОС) електричної мережі [17]. Для аналізу достовірності вимірюваної інформації розроблено кілька підходів. Класична для електроенергетики задача ОС [14–18] використовує як рівняння стану рівняння усталеного режиму. Змінними цих рівнянь є значення активної та реактивної потужностей, струмів і напруг, а умовно постійними коефіцієнтами – параметри заступної схеми РЕМ. Значення струмів, напруг та потужностей вважаються телевимірами із заданою вірогідністю [14].

Режим електричної мережі, що характеризується цими параметрами, відповідає певному моменту (проміжку) часу й постійно змінюється. Наслідком цього є необхідність періодичного коригування несинхронізованих та помилкових телевимірів так, щоб у сукупності з вірогідними параметрами режиму виміряні значення відповідали умовам виконання балансу потужності у РЕМ.

Особливості системи технічного моніторингу сучасних розподільних мереж, зокрема, недостатня кількість засобів синхронізованого телевимірювання режимних параметрів, не дають змоги безпосередньо використовувати методи оцінювання стану в таких мережах.

На сьогодні апаратна частина системи технічного моніторингу РЕМ складається переважно з вимірювальних пристроїв, встановлених на вводах трансформаторних підстанцій 110-35 кВ та на головних ділянках ліній 20-6 кВ. Це не забезпечує необхідної спостережності навіть для характерних режимів. Відповідно до сукупності вимірюваних параметрів у РЕМ, їх точності та можливості синхронізації, для оцінювання стану доцільно застосовувати підходи, що базуються на методі найменших квадратів. Як модулі усталеного режиму РЕМ найчастіше використовують рівняння у формі балансу струмів, як функції вузлових напруг у полярних та прямокутних координатах.

Метод оцінювання стану на основі методу найменших квадратів ґрунтується на лінеаризації взаємозв'язку між вимірюваннями та змінними стану електричної мережі. Нелінійні співвідношення між вектором стану та виміряними електричними змінними можна подати в такому вигляді [18]:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v}, \quad (1)$$

де \mathbf{z} – вектор синхронізовано виміряних параметрів електричних мереж; \mathbf{x} – вектор змінних стану РЕМ; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ – векторна функція, яка пов'язує вимірювання зі змінними стану на основі балансових рівнянь для РЕМ; \mathbf{v} – вектор відхилень між вимірними та розрахунковими параметрами режиму.

Для формування вектору стану \mathbf{x} можна використовувати нескінченну кількість комбінацій значень змінних, однак практичну цінність має така комбінація, що забезпечує мінімізацію абсолютних значень вектора \mathbf{v} . З огляду на це цільова функція задачі визначення вектора стану РЕМ у загальному вигляді:

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \rightarrow \min, \quad (2)$$

де σ – стандартне відхилення кожного вимірювання; $\mathbf{W} = \text{diag} [\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]^{-1}$ – обернена діагональна матриця очікуваних (оцінених) середньоквадратичних відхилень окремих вимірювань.

Зазвичай як змінний стан x_i приймають модуль U_i та фазний кут δ_i напруги в незалежних вузлах РЕМ. Вимірюваними параметрами в РЕМ є модулі напруги в окремих вузлах U_i^B , активні P_i^B та реактивні Q_i^B потужності у вузлах навантаження та генерування, що оснащені засобами АСКОЕ, активні P_j^B та реактивні Q_j^B потужності, що протікають лініями та трансформаторами, що оснащені засобами телевимірювання.

Особливістю РЕМ є недостатність вектору спостереження \mathbf{z} . Тобто, використовуючи суто вимірні параметри не вдається ідентифікувати стан РЕМ, адже задача (2) не має розв'язків. Доповнення вектору \mathbf{z} інформацією з типових графіків навантаження (псевдовимірами) для вузлів РЕМ, дасть змогу залучити ресурси наявних засобів вимірювання та моніторингу для забезпечення спостережності електричної мережі без додаткових фінансових витрат.

Як очікувані середньоквадратичні відхилення псевдовимірювання W_i для неспостережних вузлів пропонується використовувати значення, наведені в атласі типових графіків навантаження для споживача, відповідно до його коду КВЕД [12].

Можливість застосування пропонованого підходу в інформаційній системі розподільної електричної мережі з використанням ТГН та бази даних АСКОЕ була перевірена на прикладі реальних міських електромереж 10 кВ.

Перевірка адекватності розробленого методу з використанням натурального експерименту.

Для перевірки адекватності відтворення динаміки режиму частково спостережної РЕМ на основі ТГН було використано фрагмент Вінницьких міських електричних мереж 10 кВ – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна». Фідер містить 5 споживальних підстанцій (рис. 2) з трансформаторами 10/0,4 кВ різних потужностей. Від підстанцій фідера отримують живлення промислові (17%) та побутові (83%) споживачі. Використовуючи електронні лічильники, для фідера було забезпечено синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії з півгодинним інтервалом протягом 22 діб. Таким чином було забезпечено повну спостережність мережі для визначення балансових втрат електроенергії. Крім того, отримано дані для оцінювання розподілу навантаження між підстанціями для 1056 півгодинних періодів. Приклад результатів вимірювань наведено на рис. 3.

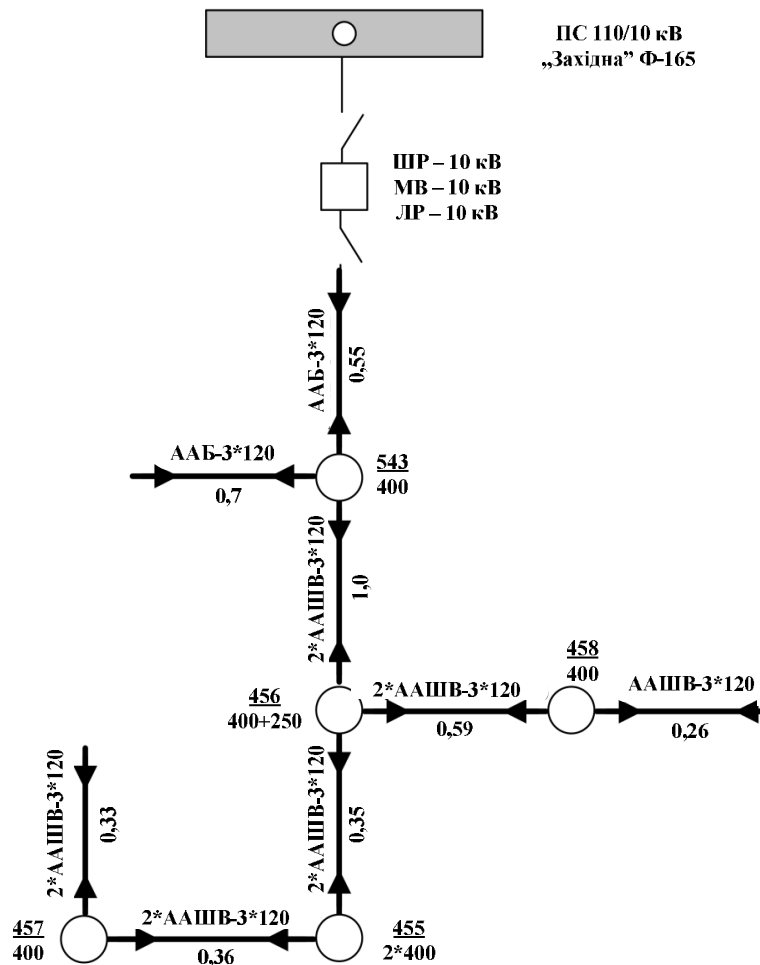


Рис. 2. Фрагмент спостережної електричної мережі 10 кВ

З рис. 2 видно, що до вибірки увійшли як робочі, так і святкові дні (рис. 3, б), а перелік споживачів фідера містить юридичних та побутових абонентів. Останнє дає змогу робити узагальнення за результатами аналізу основної та тестової вибірок.

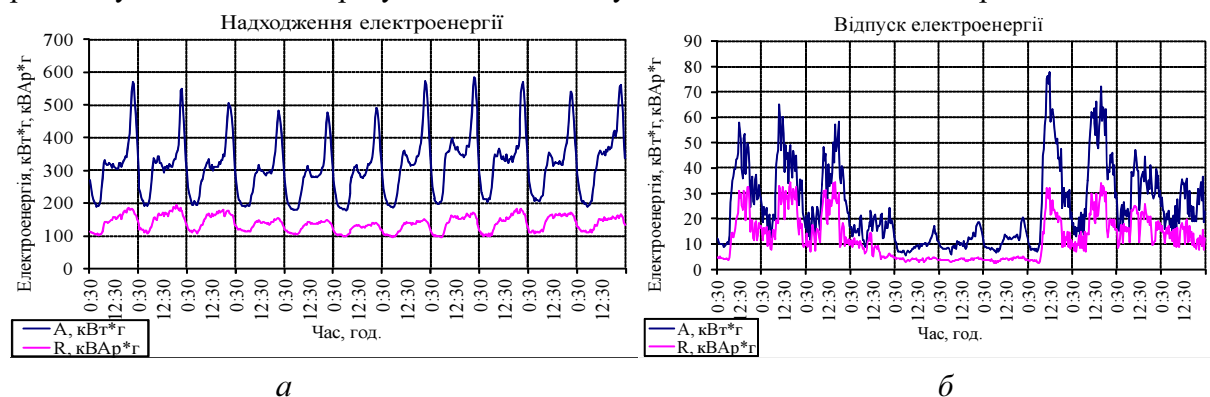


Рис. 3. Приклад виміряних значень протягом одинадцяти днів:

а – надходження електроенергії з головної ділянки фідера;

б – відпуск електроенергії по ТП-543

Оцінювання стану електричної мережі за умови достатньої кількості даних та повної спостережності була виконана на основі зважених найменших квадратів (WLS) [18] у програмному середовищі MathCad 15 (Mathsoft, США). Таким чином було доведено, що за наявності повної інформації про надходження та споживання електроенергії

результати розрахунків практично збігаються з вимірними значеннями (рис. 3). Максимальна відносна похибка моделювання була обчислена на основі зіставлення вектору вимірних параметрів \mathbf{z} , тобто осереднених потужностей навантаження на півгодинному інтервалі, та їх розрахункових значень $\mathbf{h}(\mathbf{x})$:

$$\delta_{\max} = \frac{z_i - h_i(x)}{z_i} \cdot 100 \tag{3}$$

і становила менше за 0,01 % (рис. 4, а).

Для експериментального підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів було виконано заміну вимірних графіків зміни потужностей для вузлів ТП-458, ТП-543. ТП-455 та ТП-456 на відтворені на основі типових графіків та сумарного споживання ЕЕ (інформація з АСКОЕ). Після оцінювання стану РЕМ та визначення $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ було розраховано відносні похибки оцінювання півгодинних режимів (рис. 4, б–г).

На рис. 4, б, в показано діаграми зміни відносної похибки оцінювання режимів для випадку використання псевдовимірів у вузлі з найбільшим електроспоживанням (ТП-458) та у вузлі з найменшим електроспоживанням (ТП-543), відповідно. Для кожного з 48 вимірювань добового графіка відносна похибка їх відтворення не перевищує 0,01 %. Тобто використовуючи ТГН та оцінювання стану інформацію про зміни електроспоживання у вузлах РЕМ було відновлено з високою точністю.

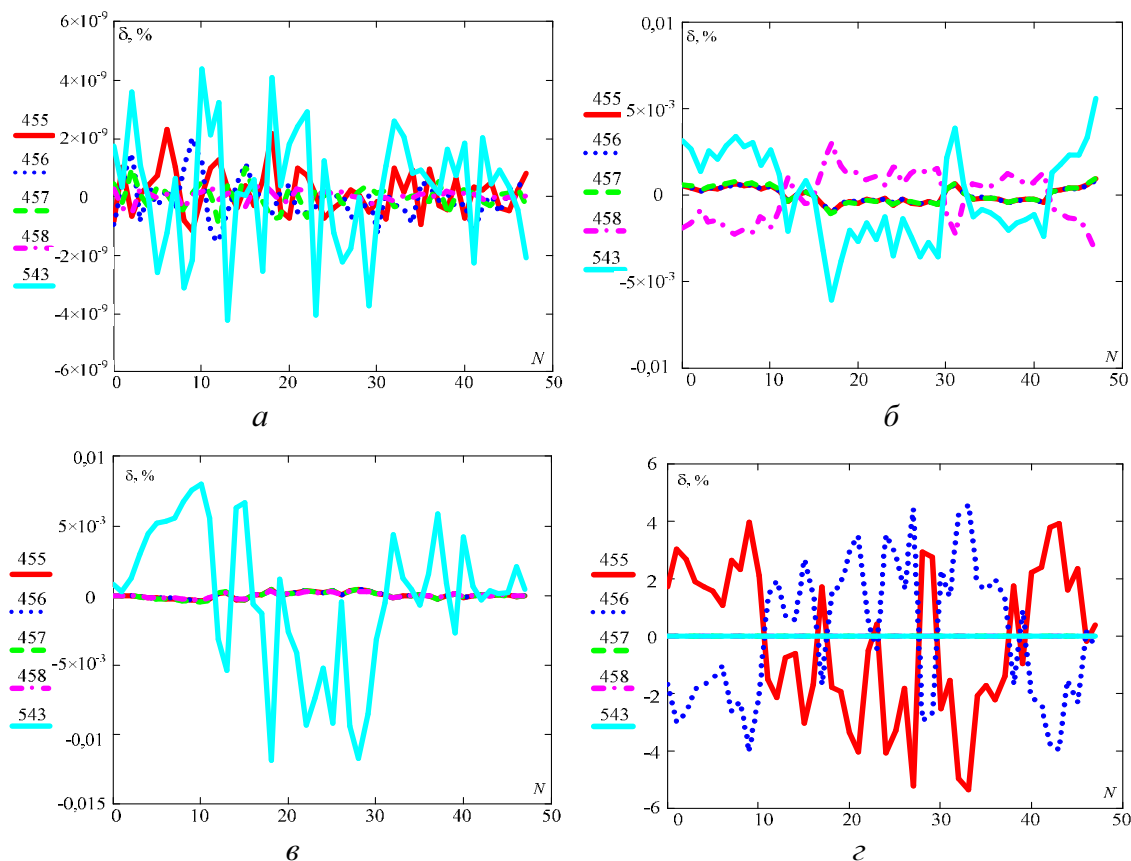


Рис. 4. Максимальні відносні похибки моделювання динаміки електроспоживання: а – для абсолютно спостережної мережі; б – за відсутності вимірів у вузлі ТП-458; в – за відсутності вимірів у вузлі ТП-543; г – за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456

На рис. 4, з показано діаграми зміни відносної похибки за відсутності вимірної інформації для вузлів ТП-455 та ТП-456, які мають найбільшу кількість приєднаних ліній. Ці вузли були відібрані, оскільки наявність телевимірів для них істотно впливає на перетікання енергії у ЕМ. Використання псевдовимірів у вказаних вузлах призвело до зростання відносної похибки оцінювання динаміки електроспоживання до 5 %.

Таким чином, за результатами розрахунків було встановлено, що інформацію про динаміку електроспоживання у РЕМ можна відновити з прийнятною точністю завдяки використанню типових графіків навантаження та інформації АСКОЕ. Отримані результати також дають підстави для постановки задачі оптимізації структури інформаційної системи на базі Smart Metering, зокрема мінімізації кількості вимірювальних пристроїв з забезпеченням заданої точності відтворення параметрів режиму РЕМ.

Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering

Наявність достовірної інформації про режими РЕМ створює передумови для підвищення ефективності розроблення електроощадних заходів в умовах недосконалості вихідної інформації та адресного енергопостачання споживачів завдяки вдосконаленню математичних моделей та застосуванню технологій комп'ютерних експертних систем.

Отримані результати підтверджують важливість врахування взаємозв'язків між параметрами режиму ЕМ та характеристиками навантаження. Похибка, яка виникає внаслідок мінімізації відхилень псевдовимірів та реальних вимірів параметрів режиму РЕМ, розподіляється згідно з ваговими коефіцієнтами – заданих середньоквадратичних відхилень параметрів.

Аналізуючи результати експериментів можна отримати висновок про доцільність застосування в досліджуваному фрагменті електричної мережі лише 3-х вимірювальних пристроїв *Smart Metering*, що дасть змогу суттєво зменшити витрати на впровадження інформаційної системи (рис. 5).

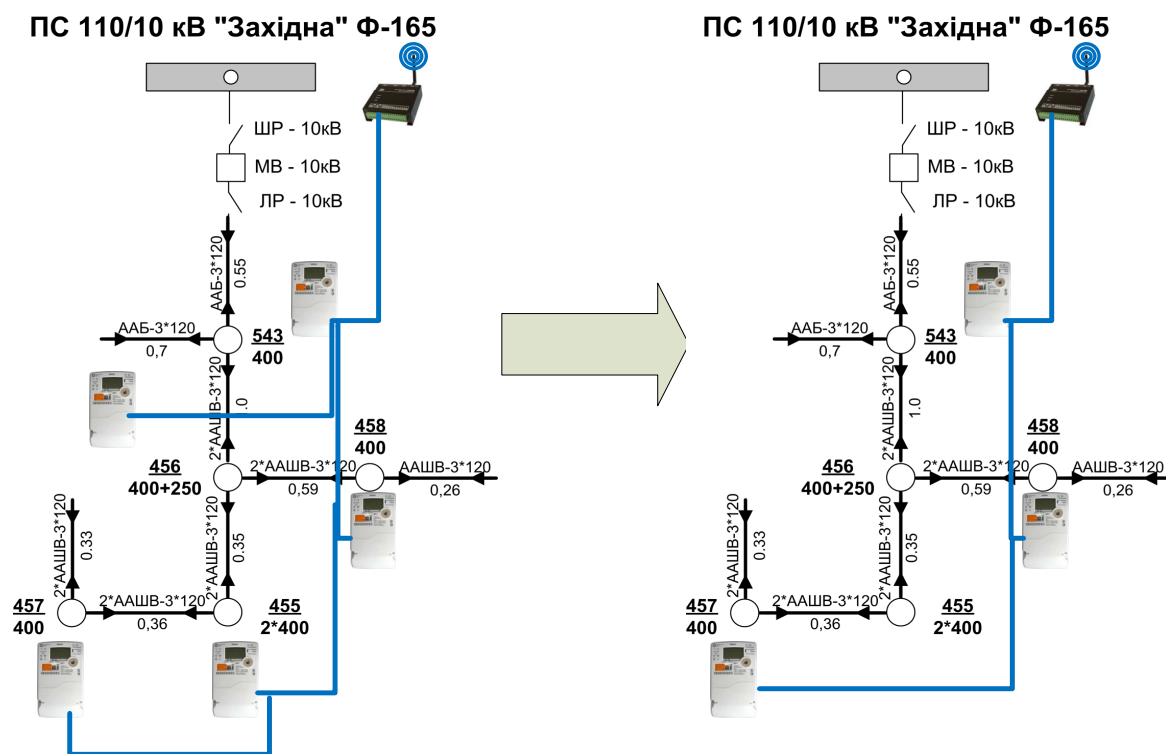


Рис. 5. Вибір місця встановлення вимірювальних пристроїв Smart Metering

Результати розрахунку відносних похибок моделювання динаміки електроспоживання вказують на те, що відсутність вимірювань у двох найбільш важливих з погляду інформативності вузлах призведуть до зростання відносної похибки оцінювання режиму до 5%. Отже, задавши необхідну точність моделювання, можна отримати відповідну структуру інформаційної системи РЕМ з мінімальними витратами, а також послідовність впровадження засобів інформаційної системи. Застосування такої інформаційної системи дасть змогу визначати структуру ТВЕ в місцевих (локальних) електричних мережах напругою 0,38-110 кВ енергопостачальних компаній із кількісним оцінюванням технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічних втрат із необхідною точністю.

Пропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції *Smart Metering* має вигляд, показаний на рис. 6. Інформаційні зв'язки вимірювальних пристроїв з базою даних оперативно-інформаційного комплексу дають змогу на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості споживачів ЕЕ та локальної електричної системи.

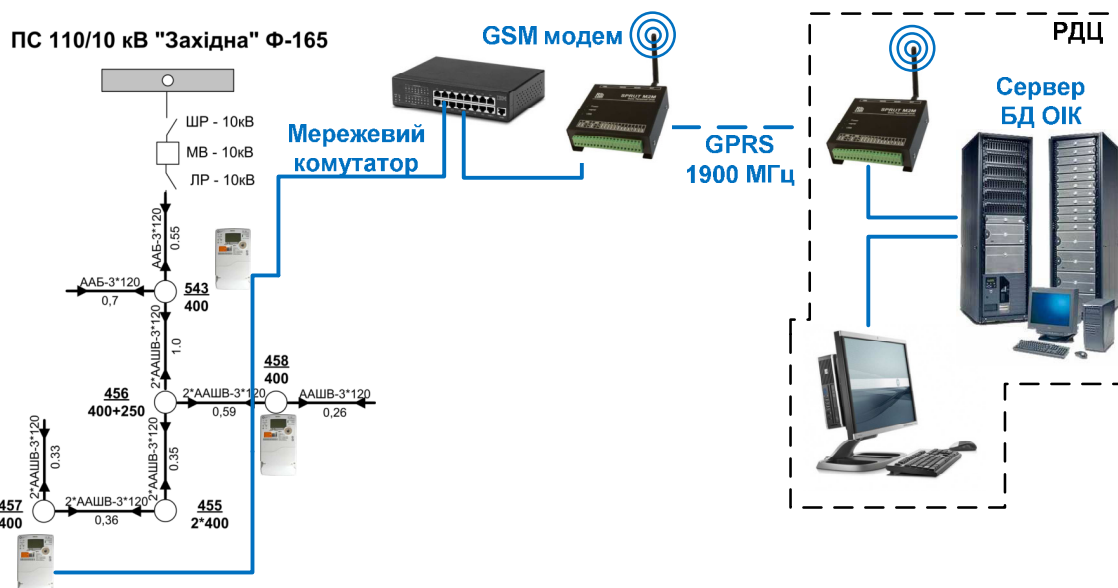


Рис. 6. Пропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції *Smart Metering*

Висновки відповідно до статті.

1. Дослідження можливості використання даних АСКОЕ для підвищення спостережності РЕМ показали необхідність перетворення агрегованої в часі інформації про споживання електроенергії до функціональної форми графіка навантаження. Для розв'язання цієї задачі запропоновано використання типових графіків навантаження відповідно до видів економічної діяльності споживачів.

2. Запропоновано метод розгортання агрегованої інформації про споживання електроенергії у форму графіка навантаження. Метод ґрунтується на формуванні псевдовимірів осереднених потужностей із використанням типових графіків електроспоживання. Подальша мінімізація відхилень між псевдовимірами та реальними вимірами потужностей у інших вузлах РЕМ виконується методом зважених найменших квадратів та сприяє наближенню псевдовимірів до фактичних значень параметрів електроспоживання. Показано, що розроблений метод можна використати для відновлення втраченої інформації, відбраковування вимірювань та синхронізації агрегованих показів лічильників електроенергії.

3. Перевірку адекватності розробленого методу виконано шляхом зіставлення результатів комп'ютерного моделювання та натурального експерименту для фрагмента реальної РЕМ. За результатами моделювання встановлено, що застосування ТГН та методів оцінювання стану дає змогу відновлювати реальний графік споживання з імовірністю не нижче 95 % за відсутності вимірювань відпуску електроенергії для найбільш навантаженої підстанції.

4. На прикладі фрагмента електромережі показано можливість оптимізації структури вимірювальної підсистеми інформаційної системи РЕМ із застосуванням технології Smart Metering. Однак вплив оснащення ЕМ засобами обліку електроенергії на адекватність оцінювання режимних параметрів та втрат електроенергії потребує подальших досліджень.

Список використаних джерел

1. A. von Meier, Stewart E., McEachern A., Andersen M. and Mehrmanesh L. Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Nov. 2017. Vol. 8, no. 6. P. 2926-2936. DOI: 10.1109/TSG.2017.2720543.
2. Majumdar A., Agalgaonkar Y. P., Pal B. C. and Gottschalg R. Centralized Volt-Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jan. 2018. Vol. 9, no. 1. P. 148-156. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2706965.
3. Grigoras G., Cartina G., Bobric E. C. and Barbulescu C. Missing data treatment of the load profiles in distribution networks. *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. Bucharest, 2009. P. 1-5. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282021.
4. Rubanenko O., Hunko I., Rubanenko O., Rassõlkin A. Influence of Solar Power Plants on 0.4 kV Consumers. *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, Riga, Latvia, 2019. P. 1-5. DOI: 10.1109/RTUCON48111.2019.8982257.
5. Zhichao L., Yuping Z. Research on Distribution Network Operation and Control Technology Based on Big Data Analysis. *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. Tianjin, 2018. P. 1158-1161. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592531.
6. Cheng C., Gao H., An Y., Cheng X., Yang J. Calculation method and analysis of power flow for distribution network with distributed generation. *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. Changsha, 2015. P. 2020-2024. DOI: 10.1109/DRPT.2015.7432571.
7. Brockmeier L., Kromrey J., Hogart K. No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments. *Multiple Linear Regression Viewpoints*. 2003. Vol. 29. P. 8-29.
8. Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values and its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1_60.
9. Kim Y., Shin J., Song J., Yang I. Customer clustering and TDLF (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm. *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. Seoul, 2009. P. 1-4. DOI: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926.
10. Alimardani A., Therrien F., Atanackovic D., Jatskevich J., Vaahedi E. Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Nov. 2015. vol. 6, no. 6. P. 2919-2928. DOI: 10.1109/TSG.2015.2429640.
11. Panapakidis I. P., Papagiannis G. K. Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting. *MedPower 2014*. Athens, 2014. P. 1-8. DOI: 10.1049/cp.2014.1694.
12. Буславець О. А., Квицинський А. О., Кудачький Л. Н., Меженний С. Я., Мойсеєнко Л. В. Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні. *Енергетика та електрифікація*. 2016. № 2. С. 2-12.
13. Концепція побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку : затверджена спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32/28/28/276/75/54 від 17 квітня 2000 р. URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN4936.html.

14. Кочнева Е. С., Паздерин А. В., Самойленко В. О. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях. *Электричество*. 2014. № 10. С. 12–21.

15. Tarafdar Hagh M., Mahaei S. M., Zare K. Improving bad data detection in state estimation of power system. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. 2011. Vol. 1, № 2. P. 85–92.

16. Mili L., Phaniraj V., Rousseu P. J. Least median of squares estimation in power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1991. Vol. 6, № 2. P. 325–339.

17. Оценивание состояния в электроэнергетике / А. З. Гамм, Л. Н. Герасимов, И. И. Голуб и др. Москва : Наука, 1983. 302 с.

18. Electric energy systems : analysis and operation / editors: Antonio Gomez-Exposito, Antonio J. Conejo, Claudio Canizares. p. cm. (The electric power engineering series) Includes bibliographical references and index. ISBN 978-0-8493-7365-7 (hardback : alk. paper) 1. Electric power systems. I. Gomez Exposito, Antonio. II. Conejo, Antonio J. III. Canizares, Claudio.

References

1. A. von Meier, Stewart, E., McEachern, A., Andersen, M., and Mehrmanesh, L. (2017). Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8 (6), pp. 2926-2936. 10.1109/TSG.2017.2720543.

2. Majumdar, A., Agalgaonkar, Y. P., Pal, B. C., and Gottschalg, R. (2018). Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(1), pp. 148-156. 10.1109/TSTE.2017.2706965.

3. Grigoras, G., Cartina, G., Bobric, E. C., and Barbulescu, C. (2009). Missing data treatment of the load profiles in distribution networks. *IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1-5. 10.1109/PTC.2009.5282021.

4. Rubanenko, O., Hunko, I., Rubanenko, O., Rassõlkin, A. (2019). Influence of Solar Power Plants on 0.4 kV Consumers. In *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)* (pp. 1-5). 10.1109/RTUCON48111.2019.8982257.

5. Zhichao, L., and Yuping, Z. (2018). Research on Distribution Network Operation and Control Technology Based on Big Data Analysis. *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)* (pp. 1158-1161). 10.1109/CICED.2018.8592531.

6. Cheng, C., Gao, H., An, Y., Cheng, X., Yang, J. (2015). Calculation method and analysis of power flow for distribution network with distributed generation. *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)* (pp. 2020-2024). 10.1109/DRPT.2015.7432571.

7. Brockmeier, L., Kromrey, J., and Hogart, K. (2003). No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments. *Multiple Linear Regression Viewpoints*, 29, pp. 8–29.

8. Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values and its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1_60.

9. Kim, Y., Shin, J., Song, J., and Yang, I. (2009). Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm. *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1-4. 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926.

10. Alimardani, A., Therrien, F., Atanackovic, D., Jatskevich, J., and Vaahedi, E. (Nov. 2015). Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6), pp. 2919-2928. 10.1109/TSG.2015.2429640.

11. Panapakidis, I. P., and Papagiannis, G. K. (2014). Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting. *MedPower 2014*, pp. 1-8. 10.1049/cp.2014.1694.

12. Buslavets, O. A., Kvytsynskyi, A. O., Kudatskyi, L. N., Mezhenyyi, S. Ya., Moiseienko, L. V. (2016). Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні [Typical graphs of electrical loads in a 3D image]. *Enerhetyka ta elektryfikatsiia – Energy and electrification*, 2, pp. 2–12.

13. Kontseptsiia pobudovy avtomatyzovanykh system komertsiiinoho obliku elektroenerhii v umovakh enerhorynku [The concept of building automated systems of commercial electricity metering in the energy market]. № 32,28,28,276,75,54 (17.04.2000). http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN4936.html.

14. Pazderin, A. V., Egorov, A. O., Kochneva, E. S., & Samojlenko, V. O. (2014). Ispolzovanie metodicheskikh podhodov teorii ocenivaniya sostojaniya dlia rascheta i dostoverizatsii potokov elektricheskoi energii v setiah [The use of methodological approaches of the theory of state estimation for the calculation and verification of electric energy flows in networks]. *Elektrichestvo – Electricity*, 10, pp. 12–21.

15. Tarafdar Hagh, M., Mahaei, S. M., Zare, K. (2011). Improving bad data detection in state estimation of power system. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, 1(2), pp. 85–92.

16. Mili, L., Phaniraj, V., Rousseuw, P. J. (1991). Least median of squares estimation in power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 6(2), pp. 325–339.

17. Gamm, A. Z., Gerasimov, L. N., Golub, I. I. (1983). *Otsenivanie sostoianiia v jelektrojenergetike [State assessment in the electric power industry]*. Nauka.

18. Antonio Gomez-Exposito, Antonio J. Conejo, Claudio Canizares (Eds.). *Electric energy systems : analysis and operation. (The electric power engineering series) Includes bibliographical references and index. ISBN 978-0-8493-7365-7 (hardback: alk. paper) 1. Electric power systems. I. Gomez Exposito, Antonio. II. Conejo, Antonio J. III. Canizares, Claudio.*

UDC 621.316

*Yurii Tomashevskiy, Oleksander Burykin, Volodymyr Kulyk,
Juliya Malogulko, Vladyslav Hrynyk*

DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORK INFORMATION SYSTEM BASED ON THE SMART METERING CONCEPT USING STANDARD LOAD SCHEDULES

Relevance of the research topic. *The use of information systems and databases is becoming an integral part of energy companies. Information on electricity production and consumption is stored in aggregate form. This doesn't allow to determine the components of the balance costs of electricity by element-by-element calculations and analyze their structure. Thus, the improvement of mathematical and software information systems for electricity metering in order to increase the adequacy of the determination of electricity losses in distribution networks is an urgent task.*

Formulation of the problem. *Equipping distribution networks with means of control of their parameters is often insufficient to solve the problems of planning and maintenance of modes. Therefore, the aim of the study is to analyze the possibility of applying a systems approach to the creation of EDN information systems using data from automated commercial electricity metering systems and other available sources of information to improve the accuracy of modeling network modes and electricity balance components.*

Analysis of recent research and publications. *Today, several approaches are used to check and recover data on electrical loads in ASKOE and Smart Metering systems: 1) Big data technology - data management; 2) global calculation based on non-lost data; 3) statistical methods; 4) artificial neural networks; 5) cluster analysis; 6) application of assessment methods; 7) the use of standard schedules of electrical loads. These approaches can be combined to gain additional benefits.*

Selection of previously unexplored parts of the general problem. *A prerequisite for the use of existing approaches is the availability of don't lost data. This makes it fundamentally impossible to use known approaches to study the parameters of the EDN mode with acceptable accuracy.*

Setting objectives. *Thus, the main task is to study the possibility of using a systems approach to building EDN information systems using Smart Metering technology, as well as methods and algorithms that, using available information aggregated over time, will determine the parameters of EDN mode with the required accuracy.*

Presenting main material. *To deploy aggregate data in load and generation graphs, it is proposed to use standard graphs of energy exchange of consumers and local energy sources. To reconcile the parameters of the measured mode and pseudo-dimensions, calculated according to typical graphs, it is proposed to use an algorithm based on the method of least squares. Accuracy assessment was performed by comparing power losses for the fully observed network with the results of model calculations.*

Conclusions in accordance with the article. *It is established that the use of standard load and generation schedules makes it possible to restore the energy exchange schedules of consumers and local energy sources with acceptable accuracy. The use of standard load and generation schedules (pseudo-measurements) allows to reduce the cost of distribution network monitoring systems.*

Keywords: *electrical distribution network; electricity balance; electricity losses; restore mode settings; typical load schedule; condition assessment.*

Рис.: 6. Бібл.: 18.

Томашевський Юрій Васильович – директор з інформаційних технологій ПАТ «Вінницяобленерго» (ул. Магістратская, 2, м Вінниця, 21050, Україна).

Tomashevskiy Yurii – Chief Information Officer Vinnitsaoblenergo PJSC (2 Magistratskaya Str., 21050 Vinnitsa, Ukraine).

E-mail: asuyurit@gmail.com

SCOPUS: 57215573402

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1688-8740>

Бурикін Олександр Борисович – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет (Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021, Україна).
Burykin Oleksander – PhD, Associate Professor, Associate Professor in Department of Power Plants and Systems, Vinnitsa National Technical University (95 Khmelnytsky Highway, 21021 Vinnytsia, Ukraine).

E-mail: mr.burykin@gmail.com

SCOPUS Author ID: 55328586100

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0067-3630>

ResearcherID: A-9478-2014

Кулик Володимир Володимирович – доктор технічних наук, доцент, професор кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет (Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021, Україна).

Kulyk Volodymyr – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor in Department of Power Plants and Systems, Vinnytsya National Technical University (95 Khmelnytsky Highway, 21021 Vinnytsia, Ukraine).

E-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com

SCOPUS Author ID: 56997218000

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7594-5661>

ResearcherID: R-1122-2018

Малогулко Юлія Володимирівна – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет (Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021, Україна).

Malogulko Juliya – PhD in Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor in Department of Power Plants and Systems, Vinnytsya National Technical University (95 Khmelnytsky Highway, 21021 Vinnytsia, Ukraine).

E-mail: juliya_malogulko@ukr.net

SCOPUS Author ID: 57193505644

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6637-7391>

ResearcherID: I-9097-2018

Гриник Владислав Анатолійович – інженер кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет (Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, Україна, 21021)

Hrynyk Vladyslav – engineer in Department of Power Plants and Systems, Vinnytsya National Technical University (95 Khmelnytsky Highway, 21021 Vinnytsia, Ukraine).

E-mail: vladgreen14@gmail.com