

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ТОМАШЕВСЬКИЙ ЮРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 621.316.1: 313.322

ДИСЕРТАЦІЯ

**МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ
ПРИСТРОЇВ SMART METERING**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи
Технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук.

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Ю. В. Томашевський

Науковий керівник:

Кулик Володимир Володимирович
доктор технічних наук, доцент

Вінниця – 2021

АНОТАЦІЯ

Томашевський Ю.В. Методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2021.

З багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу технічних втрат електроенергії в електричних мережах та структурування їх у різних площинах. Адже це забезпечує підґрунтя для планування заходів щодо енергоефективності роботи енергопостачальних компаній. Важливим аспектом структурування втрат електроенергії є формування поелементної структури втрат електроенергії з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі, а також аналіз з визначення локальних осередків з найбільшим впливом на сумарні втрати електроенергії. Оцінити економічно обґрунтований рівень комерційних втрат можливо лише визначивши їх із структури балансу електроенергії. Від зменшення комерційної складової залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, тобто цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розроблення і впровадження програмних засобів, зокрема, з використанням баз даних та інформаційних систем.

У розподільних електричних мережах основним джерелом вимірювань є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ покликані надавати надійну та своєчасну інформацію про облік електроенергії на підставі якої проводяться фінансові розрахунки між суб'єктами ринку. Однак на сьогодні застосування АСКОЕ у розподільних мережах є обмеженим, а наявна інформація не дає змоги забезпечити спостережність розподільних електричних мереж і, як наслідок, визначити складові втрат електроенергії у структурі балансу електроенергії з достатньою точністю.

Найбільш ефективним заходом щодо забезпечення спостережності розподільних електричних мереж є інтегрування до АСКОЕ інтелектуальних приладів обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering.

Виходячи з цього в роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів забезпечення спостережності мереж з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків навантаження.

Отримано такі нові результати:

1. Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Показано доцільність застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж.

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження (ТГН) та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Показано, що використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів. Типові графіки генерування (ТГГ) відновлюваних джерел енергії, що отримані на основі типових наборів даних про метеорологічний рік, використовуються для визначення режимних параметрів і втрат електроенергії в електричних мережах. Для синхронізації даних та відновлення агрегованої у часі інформації про генерування відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах використовуються алгоритми оцінки стану. Перевагою

застосування оцінки стану є можливість поточного та перспективного аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж зі значною часткою відновлюваних джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій (ФЕС), оскільки вони мають складно-прогнозований графік генерування. Відновлення графіка генерування за даними типового метрологічного року дає змогу використовувати його в якості типового, нарівні із типовими графіками електроспоживання, а отже, розраховувати параметри окремих режимів розподільної електричної мережі протягом звітного періоду. Підхід передбачає використання функціональних залежностей параметрів режиму розподільних електричних мереж у комплексі з іншими засобами відновлення втрачених даних.

Показано, що недостатність вимірювань режимних параметрів розподільних електромереж з відновлюваними джерелами енергії можна компенсувати з допустимою точністю використовуючи інформацією з типових наборів даних та відомості про відпуск електроенергії з автоматизованими системами комерційного обліку електроенергії.

3. Використання пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань дозволяє виконувати розрахунки з адресного визначення втрат електроенергії та створює передумови для внесення їх у тариф для кінцевого споживача.

При розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію враховують різні цінові показники, суму дотацій та обсяг закупівлі електроенергії на балансуєчому ринку, тощо. Крім того формула розрахунку роздрібних тарифів на постачання електроенергії містить елементи стимулювання постачання електроенергії населенню. Внаслідок політики уряду з надання універсальних пільг всім домогосподарствам у вигляді заниженої ціни тарифи на електроенергію становлять лише близько 30% середньозваженого роздрібного тарифу. Низький відсоток відшкодування витрат призводить до того, що компанії, які працюють в електроенергетичному секторі, несуть фінансові втрати. Така ситуація вимагає

прийняття рішення щодо адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

Виокремлення у структурі балансу електроенергії значення вартості розподілу для кожного об'єкта обліку можливе шляхом застосування типових графіків втрат (ТГВ) потужності сформованих на основі результатів оцінки стану мереж, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки у величині змінних втрат.

Тому в роботі запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат.

4. Використовуючи математичний апарат аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ. Показано, що використання методу сприяє зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering. Використання принципу мінімакса дає можливість отримати інформацію щодо поточної ефективності вимірювального середовища АСКОЕ, а саме зранжувати фрагменти електричної мережі за сукупністю запропонованих критеріїв з урахуванням важливості кожного з них. Отже, отримане рішення є ефективним з огляду на розв'язання задач АСКОЕ і, разом з тим, максимально адаптоване до реалізації.

5. Розроблено алгоритм узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення абонентів з різнотипним споживанням та істотно відмінними максимальними потужностями, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії. Для цього запропоновано використовувати вагові коефіцієнти, що визначаються відношенням максимальних навантажень окремих споживачів до максимального навантаження споживача з найбільшою зафіксованою потужністю споживання (договірною потужністю). Показано, що застосування коефіцієнтів узгодження

сприяє підвищенню адекватності відтворення графіків сумарного споживання на основі ТГН.

6. Розроблено алгоритми формування псевдовимірювань ТГН та ТГГ, визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering. Зазначені алгоритми можуть бути використані для підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, а також для автоматизації процесу структурування втрат електроенергії в розподільних мережах.

Практичне значення роботи полягає в можливості використання розроблених методів та алгоритмів для пофідерного формування структури балансу електроенергії з урахуванням змін схеми та параметрів розподільних мереж протягом звітного періоду, а також для формування інформаційної інфраструктури яка дасть змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифів кінцевого споживача.

Розроблені в дисертації математичні моделі, алгоритми, програмні засоби, передані для експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» та ТОВ «Енергоінвест». Деякі теоретичні та програмні розробки використовуються у навчальному процесі кафедри електричних станцій та систем ВНТУ під час викладення курсів «Математичні задачі електроенергетики», «Електроощадні режими й технології» і «АСУ електричних систем».

Підтвердженням впровадження результатів дисертаційної роботи є наявність відповідних актів.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, оцінка стану, спостережність, типовий набір даних про метеорологічний рік, втрати електроенергії, відновлені параметри, типовий графік навантаження, типовий графік втрат.

ABSTRACT

Tomashevsky Yu.V. Methods and means of electricity losses analysis in electrical distribution networks using Smart Metering. - Qualifying Scientific Work as a Manuscript.

Thesis for PhD degree in technical sciences on the speciality 05.14.02 “Electric power stations, networks and systems”. – Vinnytsia National technical University. – Vinnytsia, 2021.

The task of calculating and analyzing technical losses of electricity in electrical networks and structuring them in different planes objectively differs from many calculation and analytical problems. After all, this provides a basis for planning measures for energy efficiency of energy supply companies. An important aspect of structuring electricity losses is the formation of element-by-element structure of electricity losses tied to the period of operation of network elements, as well as analysis to determine the local cells with the greatest impact on total electricity losses. It is possible to estimate the economically justified level of commercial losses only by determining them from the structure of the electricity balance. The increase in the commercial component depends on the increase in profits of energy supply companies, ie this area is quite relevant and promising in terms of development and implementation of software, in particular, using databases and information systems.

In the distribution electrical networks, the main source of measurements are automated systems of commercial electricity metering (ASCEM). ASCEM systems are designed to provide reliable and timely information on the accounting of electricity on the basis of which financial calculations are made between market participants. However, today the use of ASCEM in distribution networks is limited, and the available information does not allow to ensure the observation of distribution electricity networks and, as a consequence, to determine the components of electricity losses in the structure of the electricity balance with sufficient accuracy.

The most effective measure to ensure the monitoring of electrical distribution networks is the integration into ASCEM of smart meters with the ability to store and transmit data based on Smart Metering technology.

Based on this, the paper obtains a new solution to the current scientific and applied problem of increasing the reliability of the results of energy efficiency analysis of electrical distribution networks by improving the methods and means of their information support.

The following new results were obtained:

1. Possibilities of increasing the observation of distribution electric networks with the use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements are systematized and investigated. The expediency of application of results of estimation of a condition of distributive electric networks in information systems for the analysis of energy efficiency of electric networks is shown.

2. The method of inverse conversion of the fixed volumes of the consumed electric power into pseudo-measurement of schedules of electric loadings of consumers with use of typical schedules of loading (TSL) and generation of renewable energy sources, and also an estimation of a condition of electric networks is developed. It is shown that the use of data from electricity metering systems to supplement the vector of the state of electrical networks with information about power changes in unobserved nodes allows to increase the adequacy of modeling of 10 (6) kV distribution networks and the quality of electricity saving measures. Typical schedules of renewable energy generation (TSG), obtained on the basis of typical data sets for the meteorological year, are used to determine the operating parameters and electricity losses in electrical networks. State estimation algorithms are used to synchronize data and recover time-aggregated information on the generation of renewable energy sources in electrical distribution networks. The advantage of using condition assessment is the possibility of current and future analysis of energy efficiency of electrical distribution networks with a significant share of renewable energy sources. This is especially true of photovoltaic power plants (PVPs), as they have a complex and predictable generation schedule.

Restoring the generation schedule according to the data of a typical metrological year makes it possible to use it as a standard, along with the typical graphs of electricity consumption, and therefore calculate the parameters of individual modes of the distribution network during the reporting period. The approach involves the use of functional dependencies of the parameters of the mode of distribution electrical networks in combination with other means of recovering lost data.

It is shown that the insufficiency of measurements of mode parameters of distribution networks with renewable energy sources can be compensated with acceptable accuracy using information from typical data sets and information on electricity supply with automated systems of commercial electricity metering.

3. The use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements allows to perform calculations for targeted determination of electricity losses and creates preconditions for their inclusion in the tariff for the final consumer.⁸²

When calculating the retail tariff for electricity, different price indicators, the amount of subsidies and the volume of electricity purchases on the balancing market, etc. are taken into account. In addition, the formula for calculating retail tariffs for electricity supply contains elements of stimulating the supply of electricity to the population. As a result of the government's policy of providing universal benefits to all households in the form of an undervalued price, electricity tariffs account for only about 30% of the weighted average retail tariff. The low percentage of reimbursement of costs leads to the fact that companies operating in the electricity sector incur financial losses. This situation requires a decision on the targeted inclusion of the cost of distribution of electricity in the tariff for the final consumer.

Separation in the structure of the electricity balance of the value of the distribution cost for each metering object is possible by applying typical schedules of power losses (TSPL) formed on the basis of network assessment, matrix of distribution coefficients and root mean square error in variable losses.

Therefore, the robot proposes a method of forming typical graphs of electricity losses in 10 (6) kV electrical distribution networks based on the results of assessing the state of networks and a matrix of loss distribution coefficients.

4. Using the mathematical apparatus of sensitivity analysis and multicriteria analysis, the method of optimizing the location and sequence of implementation of Smart Metering electricity metering devices in 10 (6) kV distribution networks has been improved. It is shown that the use of the method helps to reduce capital investment and operating costs by considering the technical features of networks, as well as the sensitivity of the network mode parameters to the installation bus of Smart Metering. The use of the principle of minimax makes it possible to obtain information on the current efficiency of the measuring medium ASCEM, namely to rank the fragments of the electrical network according to the set of proposed criteria, considering the importance of each of them. Therefore, the obtained solution is effective in terms of solving the problems of ASCEM and, at the same time, maximally adapted to the implementation.

5. An algorithm for matching pseudo-measurements for substations of distribution networks that provide power to subscribers with different types of consumption and significantly different maximum capacities, as well as the reception of electricity from dispersed energy sources. To do this, it is proposed to use weights that are determined by the ratio of the maximum loads of individual consumers to the maximum load of the consumer with the highest recorded power consumption (contractual capacity). It is shown that the application of matching coefficients helps to increase the adequacy of reproduction of total consumption schedules based on TSL.

6. Algorithms for the formation of pseudo-measurements of TSL and TSG, determination of typical graphs of power losses and determination of the optimal sequence of introduction of Smart Metering electricity metering devices have been developed. These algorithms can be used to increase the observation of distribution networks using Smart Metering devices, as well as to automate the process of structuring electricity losses in distribution networks.

The practical significance of the work lies in the possibility of using the developed methods and algorithms for on the feeder formation of electricity balance structure taking into account changes in the scheme and parameters of distribution networks during the reporting period, as well as for forming information infrastructure that will increase the adequacy of modeling will create preconditions for targeted inclusion of the cost of electricity distribution in the tariffs of the final consumer.

Mathematical models, algorithms, software transferred for operation to JSC "Vinnytsiaoblenergo" and LLC "Energoinvest" are developed in the dissertation. Some theoretical and software developments are used in the educational process of the department of power plants and systems of VNTU during the teaching of courses "Mathematical problems of electric power", "Power saving modes and technologies" and "ACS of electric systems".

Confirmation of the implementation of the results of the dissertation is the presence of relevant acts.

Key words: renewable energy sources, state estimation, observation, typical meteorological year, electricity losses, restored parameters, typical load schedule, typical power loss schedule.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

- [1] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, №. 321, с. 229-241, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.
- [2] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальним джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №. 16, с. 35-40, 2017.
- [3] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Н. Радзієвська, "Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії у локальних

- електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 4, с. 69-74, 2016.
- [4] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, №. 1, с. 28-31, 2007.
- [5] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 6, с. 157-161, 2006.
- [6] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *Przeгляд elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.
- [7] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, та J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.
- [8] В. Кулик, Ю. Томашевський та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, №. 7-8, с. 18-24, 2020.
- [9] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, №. 12, с. 46-48, 2012.
- [10] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", на конференції *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, ВНТУ, ХНУРЕ, 2012, с. 146-147.

- [11] О. Бурикін, Ю. Томашевський та В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовіризації даних обліку електроенергії", на *XLVII науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2018)*, ВНТУ, 2018, с. 3147-3149.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	18
ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	27
Smart Metering як складова технології Smart Grid.....	28
Аналіз методів відновлення та синхронізації інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering	31
Аналіз методів визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering.....	35
Метод спрямованого спуску за критерієм мінімуму інвестицій	36
Методи, що базуються на використанні коваріаційної матриці	37
Методи нейронних мереж.....	39
Методи лінійного програмування	40
Методи табу-пошуку.....	42
Генетичні алгоритми.....	43
Шляхи та методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж 45	
Адекватність структури балансу електроенергії розподільних електричних мереж. Постановка задачі дослідження.....	49
Висновки по розділу 1	53
РОЗДІЛ 2 ОЦІНКА СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART METERING	55
Оцінка стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних	55
Постановка задачі оцінки стану розподільної електричної мережі	55
Математична модель оцінки стану мережі та якості вимірювань	56

Метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань.....	65
Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі	65
Врахування надходження електроенергії з відновлюваних джерел у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі.....	70
Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу	77
Аналіз чутливості впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами.....	77
Вибір та обґрунтування критеріїв ефективності багатокритеріального аналізу впровадження інформаційного забезпечення розподільних електричних мереж	80
Визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу	82
Метод визначення типових графіків втрат електроенергії	86
Висновки по розділу 2	90
РОЗДІЛ 3 СТРУКТУРА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА АЛГОРИТМИ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ.....	92
Аналіз інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»	93
Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії АТ «Вінницяобленерго»	93
Структура інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго».....	95
Алгоритми підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань.....	99
Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення	

	16
спостережності розподільних мереж	99
Алгоритм врахування надходжень електроенергії з відновлюваних джерел для підвищення спостережності розподільних мереж.....	102
Базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань.....	104
Алгоритми визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах.....	108
Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності між вузлами розподільних мереж	108
Визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах	110
Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах.....	112
Висновки по розділу 3	114
РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ	116
Перевірка адекватності результатів відтворення та узгодження ТГН	117
Результати натурного експерименту на прикладі міських кабельних мереж м. Вінниці.....	117
Аналіз ефективності застосування типових графіків навантаження для розрахунку псевдовимірювань графіків електричних навантажень споживачів .	122
Аналіз ефективності застосування псевдовимірювань для забезпечення спостережності розподільних електричних мереж	126
Визначення типових графіків втрат потужності	129
Оптимізація структури інформаційної системи аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на базі концепції Smart Metering	133
Висновки по розділу 4	137

	17
ВИСНОВКИ	138
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	141
ДОДАТКИ	
Додаток А Акти впровадження результатів дисертаційної роботи.....	155
Додаток Б Алгоритми оцінки стану, визначення матриць коефіцієнтів розподілу втрат потужності за тгн реалізовані за допомогою mathcad 7.0	159
Додаток В Список опублікованих праць за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації	175

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- AMI – advanced metering infrastructure;
- AMR – automatic meter reading;
- DMS – distribution management systems
- TOU – time of use;
- АСКОЕ – авоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЗЗТВЕ – звітного значення технологічних витрат електроенергії
- ЗНВЕ – значення нетехнічних втрат електроенергії
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- НЗТВЕ – нормативне значення технологічних витрат електроенергії
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ОС – оцінка стану;
- ПЗ – програмні засоби;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТВЕ – технологічних витрат електроенергії;
- ТГН – типовий графік навантаження;
- ТГГ – типовий графік генерування;
- ТГВ – типовий графік втрат потужності;
- ТНМ – типовий набір даних про метеорологічний рік;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ФЕС – фотовольтаїчна електрична станція.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Основним методом аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж (ЕМ) є оцінювання системи показників за розрахунковий період на підставі даних розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні і з розбивкою на кожному ступені напруги значення надходжень, віддачі, трансформувальних електроенергії та структури витрат електроенергії [1]. Така система показників формує структуру балансу електроенергії оператора системи розподілу, однією з основних складових якої є технологічні витрати на транспортування та розподіл електричної енергії в електричній мережі. Технологічні витрати в свою чергу поділяються на нетехнічні (комерційні) та технічні витрати. Останні в повній мірі залежать від втрат електроенергії в елементах електричних мереж.

На сьогодні розроблено низку заходів, спрямованих на зменшення втрат електроенергії. Однак, вибір заходів та їх ефективне впровадження заходів по зменшенню втрат потребує точної та достовірного їх визначення. У розподільних електричних мережах основним шляхом визначення та нормування втрат електроенергії є застосування схемотехнічних та статистичних методів еквівалентування [2]-[5].

Причиною даного підходу стала відсутність достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів поточного режиму ЕМ та стану комутаційної апаратури, однак такий підхід має ряд суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат по окремих елементах ЕМ;
- неможливість врахування уточнювальної інформації відносно параметрів режиму ЕМ (уточнених графіків навантаження підстанцій, показників лічильників на проміжних розподільних пристроях тощо);
- неможливість (або складність) врахування змін у схемі ЕМ впродовж звітного періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ у часі.

Найбільш точним методом розрахунку втрат електроенергії є метод поелементних розрахунків, однак він потребує достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів схеми та режиму ЕМ.

Світовий досвід отримання такої інформації полягає у застосуванні систем Smart Metering та передбачає встановлення інтелектуальних приладів обліку у виробників та споживачів, автоматизацію систем опитування, оброблення даних і надання інформації щодо виробництва, передавання, розподілу і споживання енергоресурсів.

Інформаційні системи Smart Metering накопичують інформацію про виміряні графіки електроспоживання, використання яких дозволяє формувати поелементну структуру втрат електроенергії з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі, а також визначати локальні осередки з найбільшим впливом на сумарні втрати електроенергії. Крім того, комерційні витрати, що входять до структури балансу не мають самостійного математичного опису. Тому оцінити економічно обґрунтований їх рівень складно. Їх визначають із структури балансу електроенергії, як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Від зменшення комерційної складової залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній. Таким чином, актуальним завданням є розробка методів та засобів аналізу технічних та комерційних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах та впровадження програмних засобів (ПЗ) їх реалізації з використанням баз даних та інформаційних систем Smart Metering.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертація виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетними темами:

«Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 0113U003138) та «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0118U000206).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії розподільних електричних мереж шляхом вдосконалення методів та засобів їх інформаційного забезпечення.

Для досягнення мети були поставлені та вирішені такі задачі:

– дослідження можливостей використання інформаційних систем розподільних електричних мереж для аналізу енергоефективності електричних мереж;

– розроблення методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань;

– розроблення методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості у особливо критичних точках вимірювання;

– розроблення методу узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення різнотипних абонентів, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії;

– розроблення алгоритму використання методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering;

– перевірка працездатності розроблених методів та адекватності результатів оцінювання параметрів режиму розподільних ЕМ з використанням натурального експерименту.

Об'єктом дослідження роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж.

Предметом дослідження є методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням інформаційних систем.

Методи дослідження. Для розроблення методів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням інформаційних систем використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації використано для

аналізу результатів розрахунків. Оцінка стану розподільної електричної мережі виконується з використанням методу зважених найменших квадратів. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах використовувалися матрична алгебра, теорія графів, декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз. Для методу визначення оптимальної послідовності впровадження приладів Smart Metering – нечіткий багатокритеріальний аналіз та теорію ігор та аналіз чутливості.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що:

– вперше запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Це дає змогу використовувати дані систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах, що відкриває нові можливості для моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та планування заходів з підвищення їх енергоефективності;

– вперше запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат, що дозволить виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

– вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ, що проявляється у поєднанні математичного апарату аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу та, на відміну від відомих, сприяє зменшенню кількості обчислень завдяки врахуванню технічних можливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

Практичне значення отриманих результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що проведені в роботі дослідження дали змогу підвищити достовірність результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів їх інформаційного забезпечення. Використання розроблених методів та алгоритмів для пофідерного формування структури балансу електроенергії з урахуванням змін схеми та параметрів розподільних мереж протягом звітного періоду, а також для формування інформаційної інфраструктури створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифів кінцевого споживача та підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ.

За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено програму, що дозволяє на основі типових графіків навантаження, відповідно до кодів економічної діяльності споживачів, уточнювати складову технічних витрат електроенергії у структурі її балансу.

Використання розроблених у роботі програм та алгоритмів, сприяє плануванню режимів роботи сонячних електричних станцій і, як наслідок, підвищенню якості напруги та зменшенню втрат електроенергії в мережах зовнішнього електропостачання на 1–2 %. Програмне забезпечення передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Енергоінвест» (довідка про впровадження від 15.01.2021р. див. Додаток А).

З метою підвищення точності оцінювання структури балансу електроенергії та пофідерного аналізу втрат у розподільних електричних мережах АТ «Вінницяобленерго» впроваджено програмне забезпечення у вигляді оновленої версії програми розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ та аналізу ефективності електроощадних заходів «Втрати-10». Під час дослідної експлуатації ПЗ встановлено, що завдяки обґрунтованим рішенням щодо визначення місць та параметрів встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10 кВ досягається підвищення точності розрахункових втрат електроенергії, що сприяє уточненню

структури балансу електроенергії (довідка про впровадження від 18.01.2021р. див. Додаток А).

Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету для підвищення якості лекційних та лабораторних занять (довідка про впровадження від 12.01.2021 р. див. Додаток А).

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий: [6] – запропоновано структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі, виконано серію практичних розрахунків для підтвердження ефективності пропонуваної структури; [7] – виконано розрахунки розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Досліджено вплив графіка генерування відновлюваних джерел енергії на коефіцієнти чутливості втрат потужності у розподільних електричних мережах. Досліджено вплив встановленої потужності відновлюваних джерел енергії на величину втрат у розподільних електричних мережах; [8] – виконано розрахунки розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних електричних мереж за критерієм мінімуму втрат електричної енергії відповідно до графіка генерування. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних електричних мереж за критерієм мінімуму втрат електричної енергії; [9] – на базі запропонованого методу розроблено програмний засіб візуалізації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах; [10] – запропоновано алгоритм використання методу розрахунку коефіцієнтів чутливості втрат до потужності відновлюваних джерел енергії у розподільних електричних мережах; [11] – запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж; [12] –

запропоновано алгоритм розрахунку техніко-економічної оцінки заходів зі зменшення втрат електроенергії в графічному середовищі для прийняття оптимальних рішень; [13] – розроблено алгоритм пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання для створення типових графіків втрат потужності; [14] – показано переваги формування інтелектуальних електричних мереж, відповідно до концепції Smart Grid, використання яких дозволяє створити передумови для ефективної експлуатації відновлюваних джерел енергії; [15] – показано переваги розвитку інформаційної інфраструктури та інтелектуалізації систем керування з використанням Smart Grid; [16] – запропоновано метод використання типових графіків навантаження для підвищення інформативності математичної моделі оцінки стану розподільної електричної мережі.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

- на науково-технічній конференції СПРТП-2005.
- на науково-технічній конференції “Автоматика – 2006” (Вінниця, 2006);
- на міжнародній науково-технічній конференції “Контроль і управління в складних системах” (Вінниця, 2012);
- на III та IV міжнародній науково-технічній конференції ОКЕУ 2015, 2017 «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ»
- XIV науково-технічна конференція «Повітряні та кабельні електричні мережі підприємств України» 26-27 квітня, м. Харків, 2017 р., м. Харків.
- на XLVIII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ– 2018);
- Проблеми втрат електроенергії в електричних мережах. Необхідність оптимального використання мережі та забезпечення її економічності. 10-13 грудня 2019 р., смт Славське.
- на VIII міжнародній науково-технічній інтернет-конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних

пристроях і системах». 24 грудня, 2020 р., м. Луцьк.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 11 робіт, з яких 5 статей у наукових фахових виданнях, 2 статті у міжнародних періодичних виданнях, які внесені до міжнародної науково-метричної бази даних Scopus, 2 статті у наукових журналах і збірниках наукових праць, 2 - у матеріалах конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (105 найменувань) і 3 додатків. Основний зміст викладено на 122 сторінках друкованого тексту, містить 33 рисунки, 11 таблиць. Загальний обсяг роботи – 155 сторінок.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Міністерство палива та енергетики України, "ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії", *ОЕП «ГРІФРЕ»*, Київ, 2004.
- [2] П. Лежнюк, В. Кулик та К. Кравцов, Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах: Навчальний посібник, *Вінниця: ВНТУ*, 2006, р. 89.
- [3] E. Tuglie, F. Torelli, "Nondiscriminatory system losses dispatching policy in a bilateral transaction-based market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 992–1000, 2002.
- [4] J. Conejo, N. Alguacil, та G. Fernandez-Ruiz, "Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network", *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1353–1356, 2003.
- [5] Министерство энергетики и электрификации СССР, "РД 34.09.253-87 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений", *СПО Союзтехэнерго*, Москва, 1987.
- [6] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, №. 321, с. 229-241, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.
- [7] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальними джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №. 16, с. 35-40, 2017.
- [8] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Н. Радзівська, "Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії у локальних

електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 4, с. 69-74, 2016.

[9] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, №. 1, с. 28-31, 2007.

[10] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 6, с. 157-161, 2006.

[11] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.

[12] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, та J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.

[13] В. Кулик, Ю. Томашевський та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, №. 7-8, с. 18-24, 2020.

[14] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, №. 12, с. 46-48, 2012.

[15] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", на конференції *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, ВНТУ, ХНУРЕ, 2012, с.

146-147.

[16] О. Бурикін, Ю. Томашевський та В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовірності даних обліку електроенергії", на *XLVII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (HTKП ВНТУ–2018)*, ВНТУ, 2018, с. 3147-3149.

[17] C. Greer, D.A. Wollman, D.E. Prochaska, et al. NIST Framework та Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0. National Institute of Standards та Technology, *U.S. Department of Commerce*; 2014.

[18] European Smart Grids Technology Platform. Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. Luxembourg: Directorate General for Research Sustainable Energy System C.E.C., *Office for Official Publications of the European Communities*; 2006, 44 p. ISBN 92-79-01414-5

[19] Y. Kabalci, "A survey on smart metering та smart grid communication", *Renewable та Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 302-318, 2016. Available: 10.1016/j.rser.2015.12.114 [Accessed 17 January 2021].

[20] Y. Kabalci та E. Kabalci, From Smart Grid to Internet of Energy. *Academic Press*, 2020, p. 376. ISBN 9780128197103, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819710-3.00001-6>.

[21] Yang, Zhou, Yunxia Chen, Yan-Fu Li, Enrico Zio та Rui Kang. "Smart electricity meter reliability prediction based on accelerated degradation testing та modeling." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 56 (2014): 209-219.

[22] S. Xu, Y. Qian та R. Q. Hu, "A Study on Communication Network Reliability for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid," 2017 IEEE 15th Intl Conf on Dependable, Autonomic та Secure Computing, *15th Intl Conf on Pervasive Intelligence та Computing, 3rd Intl Conf on Big Data Intelligence та Computing та Cyber Science та Technology Congress(DASC/PiCom/DataCom/CyberSciTech)*, Orlando, FL, USA, 2017, pp. 127-132, doi: 10.1109/DASC-PICom-DataCom-CyberSciTec.2017.35.

[23] C. Ke, S. Hsieh, T. Lin ta T. Ho, "Efficiency Network Construction of Advanced Metering Infrastructure Using Zigbee," in *IEEE Transactions on Mobile Computing*, vol. 18, №. 4, pp. 801-813, 1 April 2019, doi: 10.1109/TMC.2018.2848237.

[24] Nawaz et al., "An Intelligent Integrated Acroach for Efficient Demand Side Management With Forecaster ta Advanced Metering Infrastructure Frameworks in Smart Grid," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 132551-132581, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3007095.

[25] M. M. Hasan ta H. T. Mouftah, "Cloud-Centric Collaborative Security Service Placement for Advanced Metering Infrastructures," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1339-1348, March 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2763954.

[26] A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen ta L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Alications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, 2017.doi: 10.1109/TSG.2017.2720543

[27] A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal ta R. Gottschalg, "Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 148-156, Jan. 2018.doi: 10.1109/TSTE.2017.2706965

[28] G. Grigoras, G. Cartina, E. C. Bobric ta C. Barbulescu, "Missing data treatment of the load profiles in distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, 2009, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2009.5282021

[29] L. Zhichao ta Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation ta Control Technology Based on Big Data Analysis," *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Tianjin, 2018, pp. 1158-1161. doi: 10.1109/CICED.2018.8592531

[30] C. Cheng, H. Gao, Y. An, X. Cheng ta J. Yang, "Calculation method ta analysis of power flow for distribution network with distributed generation," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation ma Restructuring ma Power*

Technologies (DRPT), Changsha, 2015, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571

[31] L. Brockmeier, J. Kromrey, та K. Hogart, «No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments», *Multiple Linear Regression Viewpoints*, vol. 29, pp. 8 – 29, 2003

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

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

[34] I. P. Panapakidis та G. K. Papagiannis, "Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting," *MedPower 2014*, Athens, 2014, pp. 1-8. doi: 10.1049/cp.2014.1694

[35] О. Буславець, А. Квицинський, Л. Кудацький, С. Межений та Л. Мойсеєнко, "Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні", *Енергетика та електрифікація*, №. 2, с. 2-12, 2016.

[36] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich та E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, №. 6, pp. 2919-2928, 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

[37] B. Matthis, J. Erb та J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 *International Conference on Smart Energy Systems та Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.

[38] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake та N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 *IEEE Power та Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

- [39] A. Primadianto ta C. N. Lu, “A review on distribution system state estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, №. 5, pp. 3875–3883, 2017.
- [40] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, ta D. Zhao, “Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation,” in 2016 *IEEE International Workshop on Aclied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Sept 2016, pp. 1–6.
- [41] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, ta I. Džafic, “State estimation ‘in two time scales for smart distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.
- [42] M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebasari, E. Pons, F. Ponci, ta A. Monti, “Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure,” in 2016 *IEEE International Workshop on Aclied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Sept 2016, pp. 1–6.
- [43] M. Sameti; A. Kasaeian, "Simulation of a ZEB electrical balance with a hybrid small wind" in *PV. Sustain. Energy 2014*, 2, 5–11, doi:10.12691/rse-2-1-2.
- [44] S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson ta S. Van Kempen, "Integrated Wind, Solar, ta Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile ta Lower Overall Cost," in *IEEE Power ma Energy Magazine*, vol. 16, no. 3, pp. 74-83, May-June 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2793478.
- [45] M. E. Baran, J. Zhu, A. W. Kelley, “Meter placement for real time monitoring of distribution feeders,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, pp. 332–338, 1996.
- [46] R. Lekshmana, S. Padmanaban, S. Mahajan, V. Ramachandaramurthy ta J. Bo Holm-Nielsen, "Meter Placement in Power System Network—A Comprehensive Review, Analysis ta Methodology", *Electronics*, vol. 7, no. 11, p. 329, 2018. Available: 10.3390/electronics7110329 [Accessed 17 January 2021].
- [47] M. Ghasemi Damavandi, V. Krishnamurthy ta J. R. Martí, "Robust Meter Placement for State Estimation in Active Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1972-1982, July 2015, doi:

10.1109/TSG.2015.2394361.

[48] N. H. Abbasy, "Neural network aided design for metering system of power system state estimation," *Proceedings of IEEE. AFRICON '96*, Stellenbosch, South Africa, 1996, pp. 607-610 vol.2, doi: 10.1109/AFRCON.1996.562958.

[49] T. C. Xygkis, G. N. Korres ta N. M. Manousakis, "A Mixed Integer SDP Method for Optimal Meter Placement in Power Transmission Systems," 2019 *IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810918.

[50] W. Li, D. Deka, M. Chertkov ta M. Wang, "Real-Time Faulted Line Localization ta PMU Placement in Power Systems Through Convolutional Neural Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4640-4651, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2917794.

[51] L. Ramesh, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury ta N. Chakraborty, "Ring main distribution state estimation through optimal meter placement," IET Chennai 3rd International on Sustainable Energy ta Intelligent Systems (SEISCON 2012), Tiruchengode, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1049/cp.2012.2236.

[52] Ronghui Zhan ta J. Wan, "Neural network-aided adaptive unscented Kalman filter for nonlinear state estimation," in *IEEE Signal Processing Letters*, vol. 13, no. 7, pp. 445-448, 2006, doi: 10.1109/LSP.2006.871854.

[53] B. Gou, "Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1525-1526, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926723.

[54] A. Almunif ta L. Fan, "Mixed integer linear programming ta nonlinear programming for optimal PMU placement," 2017 North American Power Symposium (NAPS), Morgantown, WV, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107398.

[55] L. Mili, M. G. Cheniae, N. S. Vichare ta P. J. Rousseeuw, "Robust state estimation based on projection statistics [of power systems]," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 1118-1127, May 1996, doi: 10.1109/59.496203.

[56] S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez ta C. Pérez-Rojas, "Optimal Location of Voltage Sag Monitors Considering Electrical Network Reconfiguration in

Presence of DG by Using Tabu Search," 2018 *International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, Las Vegas, NV, USA, 2018, pp. 197-202, doi: 10.1109/CSCI46756.2018.00045.

[57] Mori, H., та Sone, Y., "Tabu search based meter placement for topological observability in power system state estimation," *IEEE Conf.*, pp. 172–177, 1999.

[58] J. C. S. de Souza, M. B. Do Coutto Filho, M. T. Schilling та C. de Capdeville, "Optimal metering systems for monitoring power networks under multiple topological scenarios," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1700-1708, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857941.

[59] M. Laouamer, R. D. Mohammedi, A. Kouzou та A. Tlemçani, "Optimal Placement of PMUs in Algerian Network Using Genetic Algorithm," 2018 *15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, Hammamet, 2018, pp. 947-951, doi: 10.1109/SSD.2018.8570652.

[60] 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.

[61] A. Gómez Expósito, A. Conejo та C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. Boca Raton: CRC Press, 2009. ISBN 978-0-8493-7365-7.

[62] J. J. Allemong, L. Radu, та A. M. Sasson, "A fast та reliable state estimation algorithm for AEP's new control center", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, pp. 933–944, 1982.

[63] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich та E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

[64] B. Matthiss, J. Erb та J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.

[65] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake та N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

[66] A. Primadianto та C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, 2017.

[67] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, та D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2016, pp. 1–6.

[68] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, та I. Džafic, "State estimation in two time scales for smart distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.

[69] M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebasari, E. Pons, F. Ponci, та A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2016, pp. 1–6.

[70] О. Буславець, П. Лежнюк та М. Черемісін, Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2020, р. 195.

[71] Нацком.енергетики, ком.послуг. (2020, черв. 26) № 1219 "Про затвердження Змін до Правил роздрібного ринку електричної енергії, "

[72] Нацком.енергетики, ком.послуг. (2020, бер. 20) № 716 "Про внесення змін до Кодексу комерційного обліку електричної енергії"

[73] Верховна Рада України. (2019, квіт. 25). Закон № 2712-VIII, Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>

[74] S. Wilcox, W. Marion, User's manual for THM3 data sets. Technical

Report NREL/TP-581-43156, *National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States)*. 2008, p. 58. doi: 10.2172/928611

[75] S. Pereira, E. Abreu, M. Iakunin, P. Canhoto ta R. Salgado, "Prediction of Solar Resource ta Photovoltaic Energy Production through the Generation of a Typical Meteorological Year ta Meso-NH Simulations: Aclication to the South of Portugal," 2019 IEEE 2nd International Conference on Renewable Energy ma Power Engineering (REPE), Toronto, ON, Canada, 2019, pp. 182-186, doi: 10.1109/REPE48501.2019.9025118.

[76] Kuo-Tsang Huang ta Wen-Sheng Ou, "Establishing a typical solar radiation year time series for the aclication of building integrated photovoltaic systems in Taiwan," 5th International Conference on Responsive Manufacturing - Green Manufacturing (ICRM 2010), Ningbo, 2010, pp. 122-127, doi: 10.1049/cp.2010.0424.

[77] A. Kubinieć, A. Kankiewicz ta A. Tadesse, "Comparing the Typical GHI Year vs Typical Power Year," 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, 2017, pp. 1132-1133, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366022.

[78] "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission", Re.jrc.ec.europa.eu, 2020. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY. [Accessed: 17- Jan- 2021].

[79] T. Stoffel, D. Renné, D. Myers, S. Wilcox, M. Sengupta, R. George, C. Turchi, Best practices handbook for the collection ta use of solar resource data. Technical report NREL/TP-550-47465, *National Renewable Energy Lab., Golden, CO*. p. 146, 2010.

[80] W. Marion ta K. Urban, "User's Manual for TMY2s (Typical Meteorological Years) - Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base", p. 56, 1995. Available: 10.2172/87130 [Accessed 17 January 2021].

[81] S. Kalogirou, "Generation of typical meteorological year (TMY-2) for Nicosia, Cyprus", *Renewable Energy*, vol. 28, no. 15, pp. 2317-2334, 2003. Available: 10.1016/s0960-1481(03)00131-9 [Accessed 17 January 2021].

[82] R. Meyer, H.G. Beyer, J. Fanslau, N. Geuder, A. Hammer, T. Hirsch T., C.

Hoyer-Klick, N. Schmidt, M. Schwandt, p.8, 2009. *Towards standardization of CSP yield prognosis. Proc. SolarPACES Conf.*, Berlin, Germany.

[83] S. Sadati, F. Qureshi та D. Baker, "Energetic та economic performance analyses of photovoltaic, parabolic trough collector та wind energy systems for Multan, Pakistan", *Renewable та Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 844-855, 2015. Available: 10.1016/j.rser.2015.03.084 [Accessed 17 January 2021].

[84] Y. Hirata та T. Tani, "Output variation of photovoltaic modules with environmental factors—I. The effect of spectral solar radiation on photovoltaic module output", *Solar Energy*, vol. 55, no. 6, pp. 463-468, 1995. Available: 10.1016/0038-092x(95)00063-w [Accessed 17 January 2021].

[85] T. Huld, E. Paietta, P. Zangheri та I. Pinedo Pascua, "Assembling Typical Meteorological Year Data Sets for Building Energy Performance Using Reanalysis та Satellite-Based Data", *Atmosphere*, vol. 9, no. 2, p. 53, 2018. Available: 10.3390/atmos9020053 [Accessed 17 January 2021].

[86] П. Лежнюк, В. Кулик та О. Бурикін, Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: монографія. *Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця*, 2008, с. 123.

[87] Г. Шеїна та С. Скрипник, "Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ", *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика*, №. 1, с. 64-69, 2019. Available: <https://journals.indexcopernicus.com/api/file/viewByFileId/909357.pdf> [Accessed 17 January 2021].

[88] А. В. Праховник, В. П. Калинин, В. И. Прокопец "Проблемы, препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии". *Новини енергетики*. № 5. 2007, с. 51–54.

[89] А. В. Праховник, В. П. Калинин, О. В. Дегтярьов "Побудова автоматизованих систем обліку електроенергії для енергетичних об'єктів". *Новини енергетики*, № 5, 2007, с. 55–58.

[90] Ю. Мясоедов, "Влияние тока и угла нагрузки, сопротивления

измерительной цепи трансформатора тока на погрешность учета электроэнергии", на конференции *Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов*, 2000, с. 242-246.

[91] О. Сподин, "Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения", *Электрические сети и системы*, №. 3, с. 65-73, 2006.

[92] Рада Оптового ринку електричної енергії України, "Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги". Київ: Стандарт ОРЕ, 2006, с.40.

[93] Міністерство палива та енергетики України, "Технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України". Київ, 2004.

[94] Рада Оптового ринку електричної енергії України, "Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, Додаток №10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії" ". Київ, 1998.

[95] "Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности". Москва: НЦ ЭНАС, 2002, с.490.

[96] А. Ротштейн, Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы. *Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця*, 1999, с. 320

[97] Т. Саати, К. Кернс Аналитическое планирование. Организация систем. Москва: Радио и связь, 1991, с.224.

[98] Т. Саати, Математические модели конфликтных ситуаций. Москва: Сов. радио, 1977, с. 304.

[99] Е. С. Вентцель Введение в исследование операции. Москва: Советское радио, 1964, с. 384.

[100] Ю. С. Железко, Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Москва: Энергоатомиздат, 1989, с. 172.

[101] І. Плачков, Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Книга 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі. Київ, 2012, с. 392.

[102] " Класифікація видів економічної діяльності (КВЕД-2010). Офіційний портал Державної служби статистики України ", Kved.ukrstat.gov.ua, 2021. [Online]. Available: http://kved.ukrstat.gov.ua/KVED2010/kv10_i.html. [Accessed: 17-Jan- 2021].

[103] "Альбом типових графіків електричних навантажень", Mpe.kmu.gov.ua, 2017. [Online]. Available: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245201705. [Accessed: 17- Jan- 2021].

[104] П. Лежнюк, А. Поліщук та В. Кулик, "Інформаційне забезпечення розрахунків втрат електроенергії у міських електричних мережах", *Світлотехніка та електроенергетика*, №. 1, с. 51-57, 2008.

[105] И. Тульчин та Г. Нудлер, Электрические сети жилых и общественных зданий. Москва: Энергоатомиздат, 1983, с. 304.

