

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

**Ю. В. Малогулко, А. Л. Поліщук,
Ю. В. Томашевський**

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

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2023

УДК 621.317.38:621.311.1+628.518

M20

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол №5 від 29.12.2022 р.).

Рецензенти:

С. В. Василюк, доктор технічних наук, професор

П. Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор

Малогулко, Ю. В.

M20 Методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering : монографія / Ю. В. Малогулко, А. Л. Поліщук, Ю. В. Томашевський. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 140 с.

ISBN 978-966-641-921-0

В монографії розглядається оцінка стану розподільних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, дослідження особливостей функціонування інформаційних систем розподільних електричних мереж, визначено шляхи та методи підвищення їх спостережності, досліджено математичну модель та методи оцінки стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних.

Розрахована на фахівців з планування режимів електричних мереж енергосистем. Може використовуватись студентами, аспірантами та інженерно-технічним працівникам, які займаються підвищенням енергоефективності відновлюваних джерел енергії в електричних мережах енергосистем.

УДК 621.317.38:621.311.1+628.518

ISBN 978-966-641-921-0

© Ю. Малогулко, А. Поліщук, Ю. Томашевський, 2023

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	9
1.1 Smart Metering як складова технології Smart Grid.....	10
1.2 Аналіз методів відновлення та синхронізації інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering.....	13
1.3 Аналіз методів визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering.....	16
1.3.1 Метод спрямованого спуску за критерієм мінімуму інвестицій	17
1.3.2 Методи, що базуються на використанні коваріаційної матриці.....	19
1.3.3 Методи нейронних мереж	20
1.3.4 Методи лінійного програмування.....	21
1.3.5 Методи табу-пошуку.....	23
1.3.6 Генетичні алгоритми	24
1.4 Шляхи та методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж	26
1.5 Адекватність структури балансу електроенергії розподільних електричних мереж	29
2 ОЦІНКА СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART METERING	34
2.1 Оцінка стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних	34
2.1.1 Постановка задачі оцінки стану розподільної електричної мережі.....	34
2.1.2 Математична модель оцінки стану мережі та якості вимірювань	35
2.2 Метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань	43
2.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі	43

2.2.2 Врахування надходження електроенергії з відновлюваних джерел у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі.....	47
2.3 Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу	54
2.3.1 Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу	54
2.3.2 Вибір та обґрунтування критеріїв ефективності багатокритеріального аналізу впровадження інформаційного забезпечення розподільних електричних мереж.....	56
2.3.3 Визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу	58
2.4 Метод визначення типових графіків втрат електроенергії	62
3 СТРУКТУРА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА АЛГОРИТМИ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ	67
3.1 Аналіз інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»	68
3.1.1 Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії АТ «Вінницяобленерго»	68
3.1.2 Структура інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»	69
3.2 Алгоритми підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань	73
3.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільних мереж	73
3.2.2 Алгоритм врахування надходжень електроенергії з відновлюваних джерел для підвищення спостережності розподільних мереж.....	75

3.2.3 Базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань	78
3.3 Алгоритми визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах	81
3.3.1 Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності між вузлами розподільних мереж	81
3.3.2 Визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах	83
3.4 Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах	86
4 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ.....	89
4.1 Перевірка адекватності результатів відтворення та узгодження ТГН	90
4.2 Аналіз ефективності застосування псевдовимірювань для забезпечення спостережності розподільних електричних мереж	99
4.3 Визначення типових графіків втрат потужності.....	102
4.4 Оптимізація структури інформаційної системи аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на базі концепції Smart Metering.....	108
ВИСНОВКИ.....	111
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	113
ДОДАТКИ.....	124

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.

ВСТУП

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 ходжень, 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 витрат електроенергії в елементах електричних мереж.

На сьогодні розроблено низку заходів, спрямованих на зменшення витрат електроенергії. Однак, вибір заходів та їх ефективне впровадження заходів по зменшенню витрат потребує точної та достовірної їх визначення. У розподільних електричних мережах основним шляхом визначення та нормування витрат 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 витрат 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 звітної періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ у часі.

Найбільш точним методом розрахунку витрат 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.

1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Нині в енергетичній галузі з багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах та структурування їх у різних площинах. Адже це забезпечує підґрунтя для планування заходів щодо енергоефективності роботи енергопостачальних компаній. Оскільки від зменшення втрат електроенергії залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, то цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розроблення і впровадження ПЗ, зокрема, з використанням наявних баз даних та інформаційних систем [9], [12].

У розподільних електричних мережах України основним джерелом інформації є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ призначені надавати інформацію про облік електроенергії на підставі якої можуть бути проведені фінансові розрахунки між суб'єктами ринку. Агрегуючи вітчизняний та зарубіжний досвід найбільш ефективним організаційним заходом боротьби із несанкціонованими відборами електроенергії є масове впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ), в які об'єднуюватимуть інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering. Такі системи дозволяють вирішувати відразу комплекс важливих завдань, включаючи віддалене зняття показань з приладів обліку, автоматичну фіксацію їх у певному проміжку часу, виявлення осередків втрат, а також миттєве дистанційне обмеження в навантаженні або повне припинення електропостачання.

Крім того, застосування інформації накопиченої системами Smart Metering забезпечує спостережність розподільної ЕМ завдяки використанню вимірних графіків електроспоживання. Це дозволяє виявляти елементи зі збільшеним рівнем електроспоживання та планувати необхідні електроощадні заходи.

1.1 Smart Metering як складова технології Smart Grid

Розвиток енергетики поставив питання про поступовий перехід від традиційних технологій, що передбачають використання централизованого генерування електричних мереж, до принципово нового рішення, яке орієнтоване на широке застосування розосереджених джерел енергії (РДЕ), та активних мереж. Останні здатні надавати послуги з передачі та зберігання і перетворення електричної енергії. Активні електричні мережі здатні швидко адаптуватися до потреб зацікавлених сторін – власників, споживачів, продавців. Вони розглядаються як ключовий елемент інфраструктури «розумних» енергосистем майбутнього. На сьогоднішній день усі аспекти створення подібних «розумних» енергосистем розглядаються в концепції Smart Grid [14] - [18].

Застосування концепції Smart Grid передбачає не лише впровадження інтелектуальної енергетичної інфраструктури та силової електроніки, але й інформаційної інфраструктури високого рівня, складові якої вбудовані у вузли генерування, передачі, розподілу та споживання.

Підсистема вимірювання у Smart Grid є складовою розширеної системи обліку – Advanced metering infrastructure (AMI) та забезпечується застосуванням інтелектуальних вимірювальних приладів. Робота цих приладів покладена у основу технології Smart Metering. Відповідно до концепції прилад Smart Metering повинен забезпечувати зняття графіків електроспоживання у режимі реального часу фіксуючи модуль напруги, її кут та частоту електричного струму [19], [20].

Типова підсистема Smart Metering та її місце у Smart Grid показано на рис.1.1. Вона складається з приладів обліку та сукупності інформаційних служб і допоміжних підсистем.

Вимірювальна секція підсистеми Smart Metering складається з системи контролю часу електроспоживання за різними тарифами (TOU), системи управління даними (DMS) та системи віддаленого зчитування інформації (AMR).

Комунікаційна секція вміщує провідні та безпроводні комунікаційні канали та систему управління вимірювальними пристроями. Передача інформації є двонаправленою для збору інформації та керування лічильниками Smart Metering.

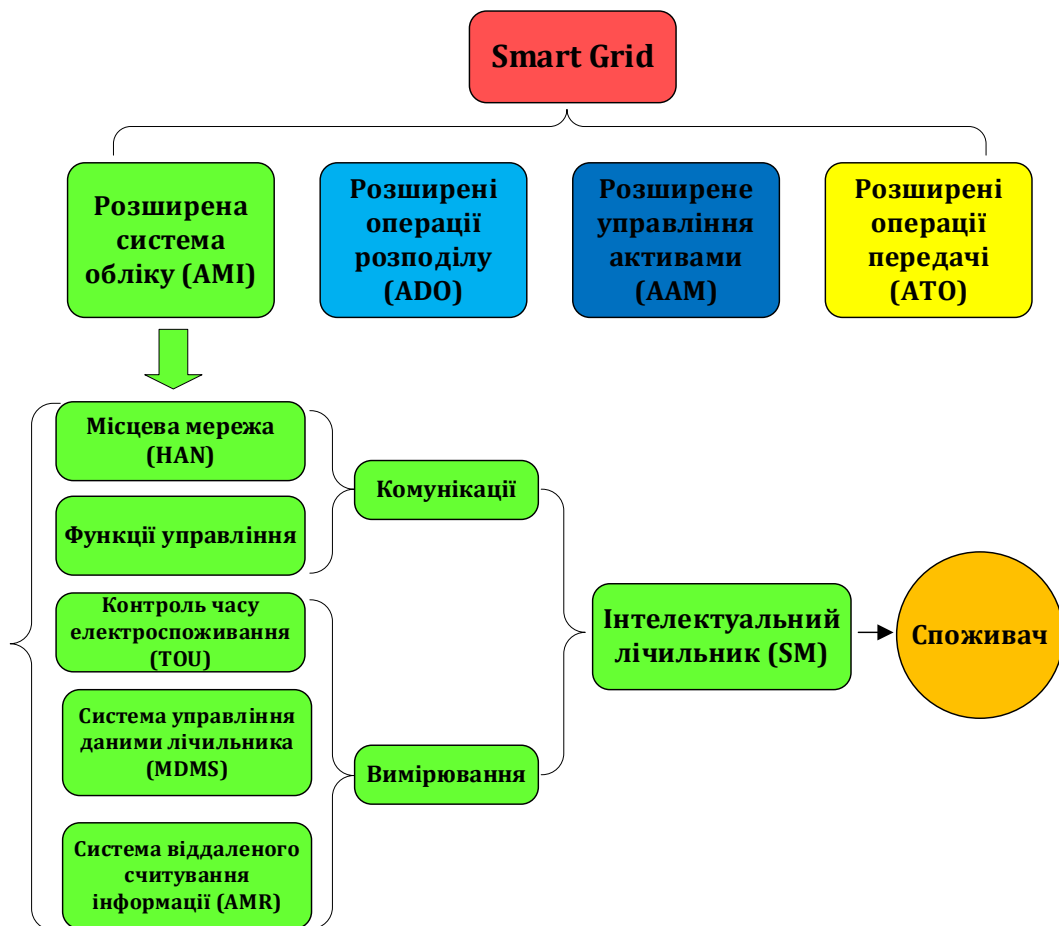


Рисунок 1.1 – Підсистема Smart Metering у Smart Grid

З точки зору забезпечення функціональної стійкості прилади обліку електроенергії Smart Metering є найбільш важливими елементами системи. Крім того вони забезпечують функції білінгу, яка найбільше цікавить оператора системи розподілу (ОСР) та кінцевих користувачів, оскільки вона безпосередньо пов'язана із сумою платежу. Функціонування лічильника Smart Metering забезпечується роботою модулів електропостачання, керування, вимірювання, білінгу (модуль виставлення рахунків), візуалізації, декодування, комунікації та часу (рис. 1.2) [21].

Модуль керування отримує виміряні дані та передає їх до модулю білінгу. Білінговий модуль розраховує оплату відповідно до часових інтервалів електроспоживання отриманих з часового модуля та модуля управління. Функціональне призначення кожного модуля наведено у табл. 1.1.

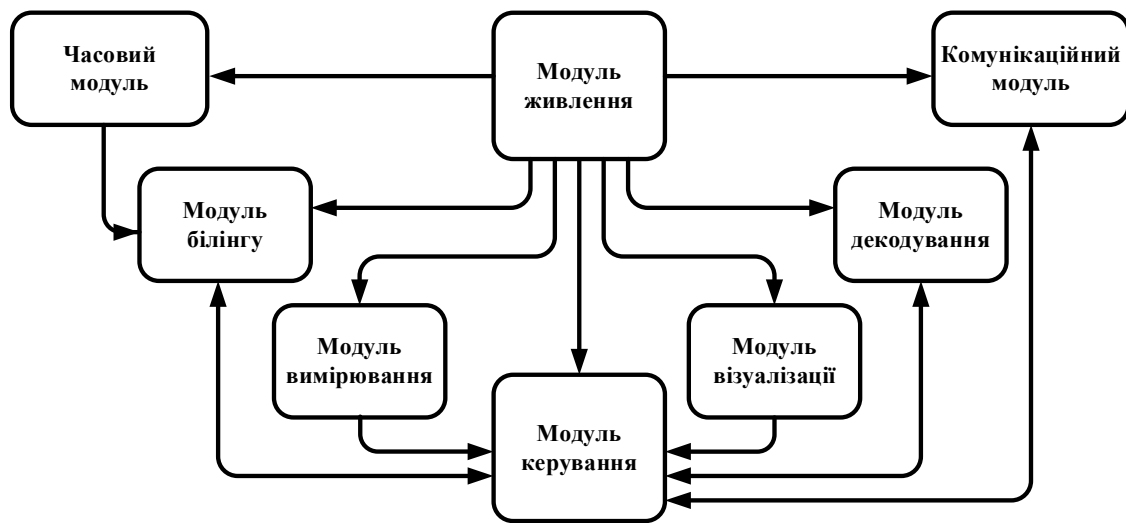


Рисунок 1.2 – Діаграма функціонування приладу Smart Metering

Таблиця 1.1 – Модулі лічильника Smart Metering та їх функції

№	Модуль	Функції
1	Комунікації	Двосторонній зв'язок між об'єктами електропостачання
2	Візуалізації	Візуалізація інформації про електроспоживання та параметри електроенергії
3	Живлення	Живлення лічильника від мережі та акумулятора
4	Управління	Управління операційним статусом інших модулів
5	Декодування	Декодування результатів електроспоживання
6	Білінгу	Формування рахунків користувачів та генерування сигналів попередження та відмов
7	Вимірювання	Збір та вимірювання електроенергії, ізоляція лічильника від основної електромережі з метою захисту обладнання
8	Часовий	Забезпечення точного відліку часу та синхронізації для лічильника Smart Metering

Підсумовуючи наведене вище, прилад Smart Metering є одним із найважливіших елементів Smart Grid. Правильне функціонування підсистеми Smart Metering забезпечує переваги концепції Smart Grid. Однак, через необхідність встановлення великої кількості вимірювальних приладів, складність реалізації їх часової синхронізації, значну вартість апаратного забезпечення та складність забезпечення надійності комунікаційної мережі впровадження системи АМІ у розподільних електричних мережах є проблематичним [22] - [25].

1.2 Аналіз методів відновлення та синхронізації інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering

На сьогодні у розвинених країнах впровадження Smart Metering у розподільні ЕМ уповільнюється низкою проблем економічного та технічного характеру, а саме: підвищенням складності вимірювальної системи, проблемами часової синхронізації, зростанням вартості апаратного та комунікаційного обладнання для забезпечення необхідної надійності. Вирішення цих проблем пов'язане з необхідністю розв'язання таких задач:

- 1) синхронізація інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering та іншими наявними приладами з метою забезпечення балансування режимів розподільних електричних мереж;
- 2) відновлення інформації, втраченої внаслідок електромагнітних завад, збоїв синхронізації, втрати окремих пакетів інформації або спрямованих атак на інформаційну мережу;
- 3) оптимізація конфігурації інформаційної системи і, зокрема, розміщення приладів вимірювання Smart Metering.

Наявність синхронізованої інформації про виміряні режимні параметри розподільної електричної мережі дає змогу визначати обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами [26]. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом всієї доби або її частини. Під час вимірювань, а також передачі інформації спостерігається вплив електромагнітних завад, ресинхронізація, втрати окремих пакетів інформації або спрямовані атаки на інформаційну мережу сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання у роботу інформаційної системи [27]-[28]. Таким чином, необхідною

умовою функціонування інформаційної системи є аналіз отриманих даних, їх перевірка та відновлення втраченої інформації.

На сьогодні використовуються декілька підходів до синхронізації, відновлення втраченої та перевірки виміряної інформації:

- 1) Технологія великих даних (Big Data Technology) [29];
- 2) Обчислення на основі не втрачених даних [30];
- 3) Статистичні методи [28], [31]- [33];
- 4) Використання типових графіків електричних навантажень [28], [33]- [35];
- 5) Застосування методів оцінки стану [36]-[42]

У роботі [29] запропоновано використання технології великих даних – Big Data Technology для керування та контролю за електроспоживанням у розподільних електричних мережах. Вказаний підхід потребує значних капіталовкладень та застосування великих масивів даних для прийняття рішень на базі імітаційного моделювання. Це робить неможливим застосування таких технологій на початкових етапах розвитку інформаційної системи.

На відміну від [29], у [30] пропонується наповнення інформаційної системи шляхом спрощених розрахунків розподільної електричної мережі на основі наявних не втрачених даних. Такий підхід використовує припущення щодо нормалізації втрат електроенергії, однаковості напруги у вузлах генерування та базисному вузлі та використанням лише модулів вузлових напруги. Це унеможливорює його застосування для розрахунку та структурування втрат електроенергії в електричних мережах ЕМ. Перевагою методу є можливість розрахунку параметрів режиму з урахуванням впливу генерування розосереджених джерел енергії. Однак не вдається врахувати особливості режимів роботи останніх.

У роботі [31] пропонується застосування регресійного аналізу для відновлення втрачених даних. Недоліком такого підходу є необхідність ретельної синхронізації параметрів регресійної моделі. Так, у випадку розсинхронізації параметрів їх оцінки, регресії і дисперсії збурень стають зміщеними. Це призводить до зниження ефективності оцінювання поелементної структури втрат електроенергії з прив'язкою до часу та місця експлуатації елементів мережі.

У [32] пропонується застосування статистичних методів оброблення втрачених даних з видаленням всіх спостережень, що мають

неповні ознакові описи. Такий підхід, аналогічно до [31] потребує значного набору даних. Крім того, наведені у роботі результати свідчать про можливість відновлення втраченої інформації у межах 15 %. Однак, це недостатньо для уточнення структури балансу електроенергії оскільки втрати енергії, переважно, мають значення співмірне з вказаною похибкою відновлення.

З метою підвищення точності та ефективності наведених підходів їх комбінують для отримання додаткових переваг. Так, наприклад, у [33] запропоновано використовувати кластерний аналіз для створення типового графіка навантаження конкретного споживача на основі статистичної інформації наданої приладами Smart Metering з 15 хвилинним інтервалом, графіків корисного відпуску електроенергії, а також білінгової інформації для споживачів без інтелектуальних приладів обліку. Для розрахунку параметрів режиму пропонується використання ітераційних методів. Такий підхід, аналогічно до [31] та [32] потребує наявності статистичної інформації про відновлюваний графік навантаження. Недоліком такого методу є неможливість відокремлення технічної та комерційної складової втрат електроенергії у структурі балансу електричної енергії, оскільки типові графіки навантажень генеруються пропорційно до різниці надходження та споживання електроенергії.

У [34] пропонується використання методу характерних режимів та створення бази графіків навантаження характерних діб. Ці дні відносяться до державних свят, деяких буднів між святами, днів із соціальними подіями і, як правило, днів, що характеризуються нетиповим попитом. Недоліком застосування таких методів є отримання оцінки сумарних втрат в мережі без виявлення елементів зі збільшеним рівнем електроспоживання. Тому планувати необхідні електроощадні заходи та виявляти конкретні показники для уточнення структури балансу електроенергії досить важко.

У [35] пропонується застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації про облік електроенергії. Застосування такого підходу не дає змоги отримати результати з достатньою точністю, оскільки типові графіки сформовано зі значною шкалою розподілу ймовірностей.

Застосування методів оцінки стану [36]-[42] дає змогу відновити втрачену інформацію для кожного конкретного режиму ЕМ за умови

її спостережності протягом певного інтервалу часу. Використання цього підходу передбачає застосування функціональних залежностей параметрів режиму у комплексі з іншими способами відновлення втрачених даних.

Отже, основною спільною вимогою наведених підходів є наявність не втрачених даних. Тобто для частини мережі необхідні вимірювання у об'ємах, достатніх для відновлення інформації. За відсутності вимірювань застосовують ретроспективні дані для їх відновлення та виявлення викидів у вимірюваннях.

Відповідно до проведеного аналізу перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінки стану [36]-[42] для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації [33]-[35] про перетікання електроенергії. Перевагою застосування такого підходу є можливість аналізу енергоефективності розподільних ЕМ зі значною часткою розосереджених джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій, оскільки вони мають досить передбачуваний графік генерування відповідно до типового метеорологічного року [43], [44]. Це дає змогу використовувати його у математичній моделі в якості типового, нарівні із графіками електроспоживання.

1.3 Аналіз методів визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering

Розподільні електричні мережі зазвичай мають обмежену кількість точок встановлення приладів Smart Metering зважаючи на витратність встановлення додаткового обладнання. На сьогоднішній день, у більшості енергопостачальних компаній вимірювання передбачено лише для периметру та юридичних споживачів. Тому вибір оптимального місця встановлення інтелектуальних приладів обліку є досить важливим для уточнення структури втрат електроенергії в ЕМ.

Результатом розв'язання задачі оптимального розташування приладів Smart Metering є кількість необхідних приладів, оптимальні місця їх встановлення та набір необхідних вимірюваних параметрів відповідно до поставленої мети та обраної цільової функції [45].

Оптимізація розміщення приладів Smart Metering може виконуватися для розв'язання таких задач [46]:

- 1) онлайн моніторинг розподільної електричної мережі;
- 2) визначення осередків та інтенсивності гармонічних спотворень;
- 3) моніторинг провалів напруги;
- 4) оцінювання електроспоживання;
- 5) підвищення спостережності електричної мережі.

Для розрахунку та аналізу втрат електроенергії в ЕМ, їх структування з прив'язкою до часу та місця експлуатації та елементів мережі найбільш доцільною є оптимізація розміщення приладів Smart Metering з метою підвищення спостережності електричної мережі. Зважаючи на дороговартістність обладнання, кількість приладів Smart Metering зазвичай менша ніж мінімально необхідна для забезпечення спостережності електричної мережі та ефективного оцінювання її стану.

Критеріями оптимального місця встановлення нових точок вимірювання, може бути середньоквадратична похибка оцінки стану, спостережність електричної мережі у випадку втрати точок вимірювань, спостережності у випадку відключення ліній, усунення помилкових вимірювань, мінімум інвестицій, тощо.

Аналіз вказаних методів та критеріїв наведено нижче.

1.3.1 Метод спрямованого спуску за критерієм мінімуму інвестицій

Метод та алгоритм його застосування для вибору оптимального розміщення за критерієм мінімуму інвестицій зі збереженням заданої точності оцінювання стану наведено у [46].

Проблема оптимізації може бути сформульована так. Мінімізувати індекс ефективності за певних системних обмежень. Індекс ефективності визначається імовірністю відмови вимірювального пристрою. Під час аналізу індексу ефективності оцінки стану вважається що система оцінює відхилення найменших квадратів у загальному вигляді.

Індекс ефективності оцінки стану може бути розраховано за виразом:

$$J = E[(y - \hat{y})' \omega (y - \hat{y})],$$

де ω – матриця вагових коефіцієнтів змінних стану y .

Цільова функція задачі оптимального розташування пристроїв Smart Metering із застосуванням індексу ефективності може бути сформульована так:

$$\text{Мінімізувати: } C(M) = \sum_{i=1}^m C_i,$$

$$\text{за умов: } J = E[(y - \hat{y})' \omega(y - \hat{y})] \leq J_c,$$

де C_i – вартість встановлення i -го пристрою вимірювання;

J_c – критичне значення індексу ефективності яке відповідає надмірній кількості точок вимірювання.

У процедурах мінімізації рівняння вимірювання $z = h(x)$ визначено набором можливих точок встановлення вимірювань M . Різний вибір набору вимірювань M дає різні індекси ефективності та різні інвестиційні витрати.

Алгоритм спрямованого пошуку пропонується у такий вигляд:

- 1) Інтуїтивно обрати у першому наближенні систему вимірювання M , яка забезпечує спостережність електричної мережі.
- 2) Розрахувати індекс ефективності для обраної системи вимірювання. Якщо індекс ефективності перевищує критичне значення перейти до 3 кроку алгоритму, у іншому випадку перейти до 4 кроку.
- 3) Додати пристрій вимірювання у інформаційну систему використовуючи алгоритм додавання і перейти до кроку 5.
- 4) Вилучити пристрій вимірювання з інформаційної системи використовуючи алгоритм віднімання і перейти до кроку 5.
- 5) Перевірити циклічність алгоритму та кількість ітерацій. Якщо цикл замкнувся або кількість ітерацій більша ніж встановлене значення – закінчити пошук. У іншому випадку перейти до кроку 2.

Пропонований метод дає змогу обрати розташування пристроїв вимірювання таким чином, що забезпечується спостережність ЕМ за відмови будь якого одного з них. Отримане технічне рішення сприяє мінімізації обсягів інвестицій у вимірювальну систему та її надлишковості. Однак його застосування обмежується кількістю відмов засобів обліку, що враховуються у постановці задачі у вигляді ймовірності відмови засобів обліку.

1.3.2 Методи, що базуються на використанні коваріаційної матриці

Метод розташування пристроїв вимірювання на основі використання коваріаційної матриці [46]-[49] використовує дисперсію похибок оцінки стану, як критерій оптимальності. Метод базується на мінімізації сліду матриці коваріації, тобто мінімізації суми елементів головної діагоналі матриці.

Алгоритм використання методу дозволяє знайти перелік вузлів з місцевою надмірністю у будь-якій спостережній частині електричної мережі та перелік вимірювань, використання яких зменшує суму елементів головної діагоналі матриці коваріації.

Цільовою функцією для визначення місця розташування додаткового пристрою вимірювання є дисперсія похибок оцінки стану, що визначається коваріаційною матрицею. Коваріаційна матриця C є оберненою до матриці коефіцієнтів підсилення:

$$C = (H' R^{-1} H)^{-1},$$

де H – матриця Якобі;

R – вектор коваріації вимірювань.

Вагові точки (найбільш впливові вимірювання) віддалені від більшості даних у факторному просторі регресії, означеному Якобіаном.

Найбільш впливові вимірювання визначаються з матриці чутливості S :

$$S = H(H' R^{-1} H)^{-1} H' R^{-1}.$$

Застосування методу пропонується у такій послідовності:

- 1) Отримання вхідних даних, що вміщують мережеві дані та вимірювання у реальному часі.
- 2) Оцінювання спостережності та визначення спостережної частини мережі.
- 3) Обчислення діагональних елементів коваріаційної матриці.
- 4) Визначення переліку вузлів з низькою місцевою надлишковістю.
- 5) Для вузлів з попереднього кроку визначити можливі варіанти додаткових вимірювання.
- 6) Обчислення нової коваріаційної матриці для кожного з можливих варіантів вимірювань кроку 5.

- 7) Перевірка впливовості обраних вимірювань (найбільша чутливість).
- 8) Якщо проаналізовано всі вузли, то включити обрані користувачем вимірювання до інформаційної системи та перейти до кроку 2. У іншому випадку до кроку 5.

Використання запропонованого алгоритму демонструє, що додавання вимірювань покращує результати оцінювання стану. Алгоритм визначає спостережні частини ЕМ враховуючи, що кожна частина має унікальний розв'язок задачі оцінювання стану та перелік вимірювань для окремих змінних вектору стану.

Однак вартість встановлення пристрів вимірювання не береться до уваги. Іншим недоліком є низька точність визначення змінних вектору стану для нових вузлів примикання через малу кількість впливових вимірювань.

1.3.3 Методи нейронних мереж

Нейронна мережа може наблизити будь-яку нелінійну систему до бажаного ступеня точності або передбачити нестационарний процес, якщо ваги зв'язків (синапси) адаптивно змінюються під час онлайн-оновлення, і широко використовується в моделюванні нелінійності та динамічній ідентифікації систем через їх сильну здатність до навчання.

У [46], [48] було показано здатність нейронних мереж визначати схему системи вимірювання для онлайн оцінки стану ЕМ, відповідно до попередньо заданого індексу ефективності. Індекс ефективності оцінки стану обчислюється за допомогою коваріаційної матриці похибок отриманого вектору стану та часу необхідного для обчислень. Останнє має важливе значення для онлайн моніторингу та контролю.

Відповідно до вказаних індексів ефективності пропонується у якості входів нейронної мережі обрати розрахункову дисперсію похибки оцінки стану та час обробки даних.

У [47] показано ефективність нейронної мережі, що має таку структуру:

1. Перший шар (вхідний) вміщує кількість нейронів N_S+1 , де N_S – кількість станів системи, які являють собою варіанти розташування пристрів вимірювання, необхідну точність оцінки стану та часу обробки даних. Оцінка стану використовується для підготовки першого шару шляхом примноження станів за допомогою невідомих сполучних ваг.

2. Другий шар (прихований) вміщує кількість нейронів та нормально визначається дослідом порівняння, залежно від розміру системи, кількості вхідних/вихідних змінних та кількості навчальних вибірок.
3. Третій (вихідний) шар вміщує інформацію про необхідну кількість вимірювань, їх тип та місце розташування.

Мережа навчається за допомогою підготовлених в автономному режимі пар даних вводу-виводу та алгоритму навчання зворотного розповсюдження.

Недоліком такого методу є неможливість виявлення не якісних (втрачених) даних та необхідність перенавчання мережі для різних сценаріїв. Крім того суттєвим недоліком є нестабільність внаслідок лінеаризації та складності обчислення матриць Якобіана [48]-[52].

1.3.4 Методи лінійного програмування

Завдання методів лінійного програмування полягає у мінімізації кількості розташованих пристроїв вимірювання, що виключають надлишковість вимірювань у всій системі. Потім проблема розташування розширюється, включаючи звичайні вимірювання як кандидатів на розміщення. Крім того, та сама процедура може бути використана для визначення оптимальних місць розташування, коли враховується бажаний рівень локальної надмірності. Це дозволяє розробляти вимірювальні системи з різним ступенем вразливості проти втрати вимірювань та неправильних даних.

У [46], [53], [54] використано методи лінійного програмування для оптимального розташування вимірювальних пристроїв для забезпечення спостережності та її забезпечення після виходу з ладу ліній електропередачі.

У [46] передбачається застосування методу у два кроки. На першому кроці методами лінійного програмування визначають мінімально необхідну кількість вимірювань, що забезпечить спостережність без урахування виходу з ладу ліній електропередачі. На другому кроці, додається оптимальна кількість вимірювань та їх тип для забезпечення спостережності після виходу з ладу однієї з віток електричної мережі.

Цільова функція для визначення мінімально необхідної кількості вимірювань:

Мінімізувати $C^T y$.

За обмежень $Ay=z$ та $y \geq 0$,

де $C=[\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_m]$ – матриця вагових коефіцієнтів вимірювань;

$A=[H|-H|I|I|-I]$ де I матриця ідентичності;

H – матриця Якобі;

z – вектор вимірювань;

y – вектор-матриця невідповідності фазових кутів.

Алгоритм першого кроку методу такий:

1. Присвоїти високу довірчу вагу наявним вимірюванням та включити всі можливі нові вимірювання для створення повного набору вимірювань.
2. Обчислити проектну статистику PS_i за розподілом хі-квадрат [55]. Проектна статистика використовується для ідентифікації ваги вимірювань та розподіляється приблизно відповідно до розподілу хі-квадратів. Тому ступінь використання даного вимірювання може бути визначено кількісно:

$$f_i = \frac{PS_i}{\chi_i}.$$

3. Присвоїти вагу можливим новим вимірюванням:

$$\omega_i = \frac{1}{s_i \times f_i},$$

де s_i – нормалізована вартість встановлення вимірювання.

4. Розв'язати задачу лінійного програмування використовуючи вагу вимірювань. Ті вимірювання, які приймають найменше абсолютне значення, будуть важливими вимірюваннями.

Задача оптимального розташування вимірювань формуються як двійкова задача цілочисельного програмування:

Мінімізувати $S^T x$.

За обмежень $Ax \geq 1$, $x_i = 1$ або 0 ,

де S – нормалізована вартість встановлення;

A – матриця яка пов'язує вітки схеми з додатковими вимірюваннями;

x_i – двійковий вектор рішень.

$A_{i,j}$ дорівнює 1, якщо вимірювання j є кандидатом на виключення вітки i , та інакше дорівнює нулю, а x - бінарний вектор розв'язку, елементи якого дорівнюють 0 або 1. Оптимальними кандидатами на додаткові вимірювання будуть ті вимірювання i , для яких $x_i = 1$ у розв'язку.

1.3.5 Методи табу-пошуку

У [46], [56], [57] запропоновано використання методу табу-пошуку, що базується на алгоритмі сходження на вершину для розв'язання комбінаторної задачі оптимізації розташування точок вимірювання із врахуванням зміни конфігурацій електричної мережі.

У якості критерію використовується індекс спостережності. Табу-пошук використовується для максимізації індексу спостережності, який визначається за формулою:

$$PI = \det(A),$$

де A – матриця коефіцієнтів підсилення з оцінки стану.

Задача оптимізації :

$$F = \max F(x), x \in X,$$

де F – функція вартості (індекс спостережності);

x – можливе рішення (табу-список);

X – набір можливих рішень (набір варіантів табу-списків).

Кожен табу список складається з певної кількості вимірювань та оцінюється за попередніми результатами моделювання.

Алгоритм використання методу може бути таким:

1. Встановити початкові наближення (x_0 та номер ітерації $k=0$ і довжину табу-списка).
2. Визначити окіл рішення x_0 і додати деякі вимірювання у поточний табу-список.
3. Встановити $k = k+1$, визначити $\max F(x_k)$ у околі рішень.
4. Перервати алгоритм якщо x_k не змінилось, у іншому випадку перейти до кроку 2.

Основною перевагою застосування такого підходу є його швидкість, однак стандартне відхилення для функції витрат буде значно більшим ніж з використанням інших методів пошуку. Крім того мето-

ди табу-пошуку можуть видавати неоптимальні рішення за певних розрахункових умов.

1.3.6 Генетичні алгоритми

Використання еволюційних алгоритмів пошуку, що використовуються для розв'язання задач оптимізації і моделювання шляхом послідовного підбору, комбінування і варіації шуканих параметрів з використанням механізмів схрещення подібних до біологічної еволюції у живій природі наведено у [46], [58], [59]. Вказані методи використовуються для розроблення оптимальної вимірювальної системи онлайн моніторингу ЕМ, з урахуванням змін у схемі нормального режиму.

Проблема оптимізації може бути сформульована таким чином:

Максимізувати $f(x)$.

За обмежень $g(x)=0, h(x)\leq 0, x\in S$,

де $f(x)$ – цільова функція;

$g(x)$ – обмеження у формі рівності;

$h(x)$ – обмеження у формі нерівності;

x – вектор змінних;

S – пошуковий простір.

Генетичні алгоритми використовується для досягнення компромісу між інвестиційною вартістю та надійністю процесу оцінювання стану за багатьох різних топологій схеми ЕМ. Це можливо завдяки формулюванню фітнес функції, яка мінімізує вартість вимірювальної системи до тих пір доки не з'являться критичні вимірювання.

Цільова функція може бути сформульована таким чином:

Мінімізувати $(C_{\text{met}}+C_{\text{RTU}})$

За обмежень у вигляді показників продуктивності,

де C_{met} та C_{RTU} – вартість пристроїв вимірювання та віддалених терміналів які необхідно встановити.

Вимоги до продуктивності визначаються вимогами оцінювання стану.

Наведена цільова функція може бути розв’язана комбінаторними методами та придатною для застосування алгоритмів пошуку глобального екстремуму, таких як генетичні алгоритми.

Пропонована методологія розглядається в два етапи:

- 1) Декодування. Рішення оптимізаційної задачі генетичним алгоритмом потребує послідовного генерування поколінь особин, де кожне наступне покоління краще за попереднє. Елементи хромосом приймають бінарні значення, рівні 1 – коли пропонується встановлення пристрою вимірювання та 0 – у іншому випадку.
- 2) Фітнес функція. Значення фітнес функції необхідні для спрямування процесу пошуку генетичним алгоритмом. У [58] фітнес функція має вигляд:

$$FF = C_{met} + C_{RTU} + \sum_{i=1}^{NT} [(k_i * P_{obs}(i)) + (N_{Cm}(i) * P_{Cm}(i)) + (N_{mCs}(i) * P_{Cs}(i))],$$

де $P_{obs}(i)$ – штраф, який застосовується до i -го не спостережного сценарію;

NT – кількість топологій що розглядається;

k_i – умови топологічного варіанту;

$N_{Cm}(i)$ – кількість критичних вимірювань;

$P_{Cm}(i)$ – штраф, що застосовується коли критичні вимірювання виявлено;

$N_{mCs}(i)$ – загальна кількість вимірювань;

$P_{Cs}(i)$ – штраф, що застосовується коли виявлено критичний набір.

Гнучкість фітнес функції сприяє зменшенню інвестицій завдяки частковому виконанню некритичних обмежень.

Відповідно до проведеного аналізу кожен із методів визначення оптимального місця встановлення вимірювальних пристроїв має певні переваги та дає прийнятні результати для створення інформаційної системи, що забезпечує спостережність ЕМ у нормальному та післяварійних режимах.

З огляду на поставлені задачі дослідження для подальшого розгляду доцільним є розробка та розвиток методів, що враховують топологію електричної мережі та взаємозв’язки її режимних параметрів, чутливість точок вимірювання до зміни навантаження, аналогічно до

методів з використанням коваріаційної матриці та матриці Якобі. Крім того, необхідно врахувати технічні параметри обладнання електричної мережі, готовність ТП до впровадження Smart Metering, що можливо із застосуванням методів багатокритеріального аналізу та аналізу чутливості.

1.4 Шляхи та методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж

Як було зазначено вище, у розподільних електричних мережах основним джерелом вимірювань є АСКОЕ. Відповідно до концепції побудови таких систем для побуту і сфери послуг АСКОЕ є ієрархічною системою [60]. Вона забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії. Основною метою створення АСКОЕ є вирішення питань фінансових взаєморозрахунків на основі точної й оперативної інформації, а також вирішення питань підвищення ефективності, енергозбереження і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

Відповідно до [60], база даних АСКОЕ повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;
- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;
- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;
- значення спожитої енергії за поточні й минулі облікові періоди – добу, місяць;
- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення спожитої енергії для кожної тарифної зони за поточні й минулі облікові періоди – добу, місяць;
- інформацію про події, пов'язані із позаштатними ситуаціями та ін.

Таким чином, наявність повної інформації у базі даних АСКОЕ для всієї розподільної електричної мережі може забезпечити її спостережність для розв'язання технічних, зокрема експлуатаційних, задач.

Однак на сьогоднішній день у більшості енергопостачальних компаній АСКОЕ встановлюється лише у точках комерційного обліку перетікань від/до сусідніх електричних мереж та юридичних споживачів. Також, для балансування електроенергії у районних електричних мережах вимірювальні засоби технічного обліку передбачено на головних ділянках фідерів, що відходять від підстанцій 110–35 кВ. Таким чином, для фідерів розподільних електричних мереж спостережність забезпечується лише у випадку електропостачання юридичних осіб.

У випадку електропостачання фізичних осіб у більшості випадків облік електроенергії проводиться з використанням традиційної системи. Звітним періодом в подібних системах є календарний місяць, а збір показників проводиться за участі персоналу служби комерційного обліку електроенергії розподільних електричних мереж 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 електроенергії та виділення неефективних підсистем та елементів електричних мереж.

Додатковим джерелом інформації про споживання електроенергії є білінгові системи енергопостачальних організацій. У них зберігаються інформація про споживання точок продажу за обліковий період.

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

З метою створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності інформації про облік електроенергії, в роботі [35] запропоновано використовувати усереднені за часом та сукупністю електроприймачів типові графіки навантаження (ТГН). Для кожного ТГН зазначено перелік кодів споживачів згідно категорій видів економічної діяльності (КВЕД), що дозволяє визначати для конкретного споживача відповідний ТГН. Використання категорій видів

економічної діяльності у білінговій системі дозволить зіставляти інформацію щодо електроспоживання за період інтегрування з його ТГН.

Типові графіки подаються у вигляді погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 1.3).

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 погодинного графіка імовірного навантаження, доповнюючи інформаційне забезпечення для вирішення технічних задач.

Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для проектування електричних мереж, складання балансу потужності, а також для оцінювання технологічних витрат електроенергії, пов'язаних з її транспортуванням та розподілом електричними мережами.

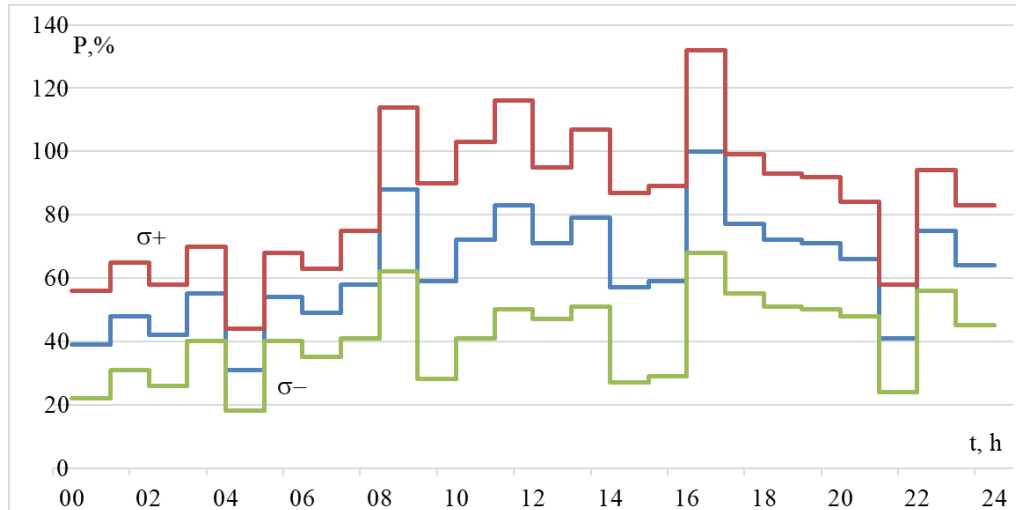


Рисунок 1.3 – Типовий графік електричних навантажень

Отримані у такий спосіб графіки навантаження є залежностями осереднених значень з заданими середньоквадратичними відхиленнями. Тому пряме їх використання у розрахунках разом з детермінованими параметрами та результатами вимірювань з заданою точністю є

некоректним і може призводити до зниження адекватності результатів. Для адаптації даних необхідно застосовувати додаткові заходи з узгодження, що використовують властивості розподільних мереж, базуються на електротехнічних розрахунках та забезпечують мінімізацію похибок відтворення режимних параметрів й інтегральних показників.

1.5 Адекватність структури балансу електроенергії розподільних електричних мереж. Постановка задачі дослідження

Основним методом аналізу енергоефективності розподільних ЕМ за розрахунковий період є оцінювання балансу електроенергії.

Структура балансу електроенергії – система показників за календарний (розрахунковий) період, яка складена на підставі показів розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні (із розбивкою на кожному ступені напруги) значення надходження, віддачі, трансформування електроенергії, а також структури звітного значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (ЗЗТВЕ) [1].

Точність оцінювання ЗЗТВЕ для енергопостачальної компанії в цілому виявляється прийнятною, оскільки забезпечується достатньою точністю приладів обліку на межі балансової належності та адекватністю алгоритмів компенсації неодночасності реєстрації показників абонентських приладів обліку у білінговій системі ЕК. Похибки, що пов'язані з недосконалістю систем обліку, випадками необлікованого відпуску електроенергії, несинхронністю реєстрації надходження й корисного відпуску електроенергії, зміною схем електропостачання електричних мереж та іншими факторами, «розчиняються» у значних обсягах надходження енергії і не призводять до відчутного погіршення адекватності [13]. Однак, у структурі балансу складно виокремити комерційні та технічні втрати із загальних звітних витрат електроенергії по ЕК.

Тому складання такої структури є обов'язковим для електропередавальних організацій незалежно від форм власності та відомчої належності, які мають у власності або користуванні на визначених законом підставах локальні електричні мережі і отримали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електроенергії. В загальному вигляді структура має вигляд показаний на рис.1.4.

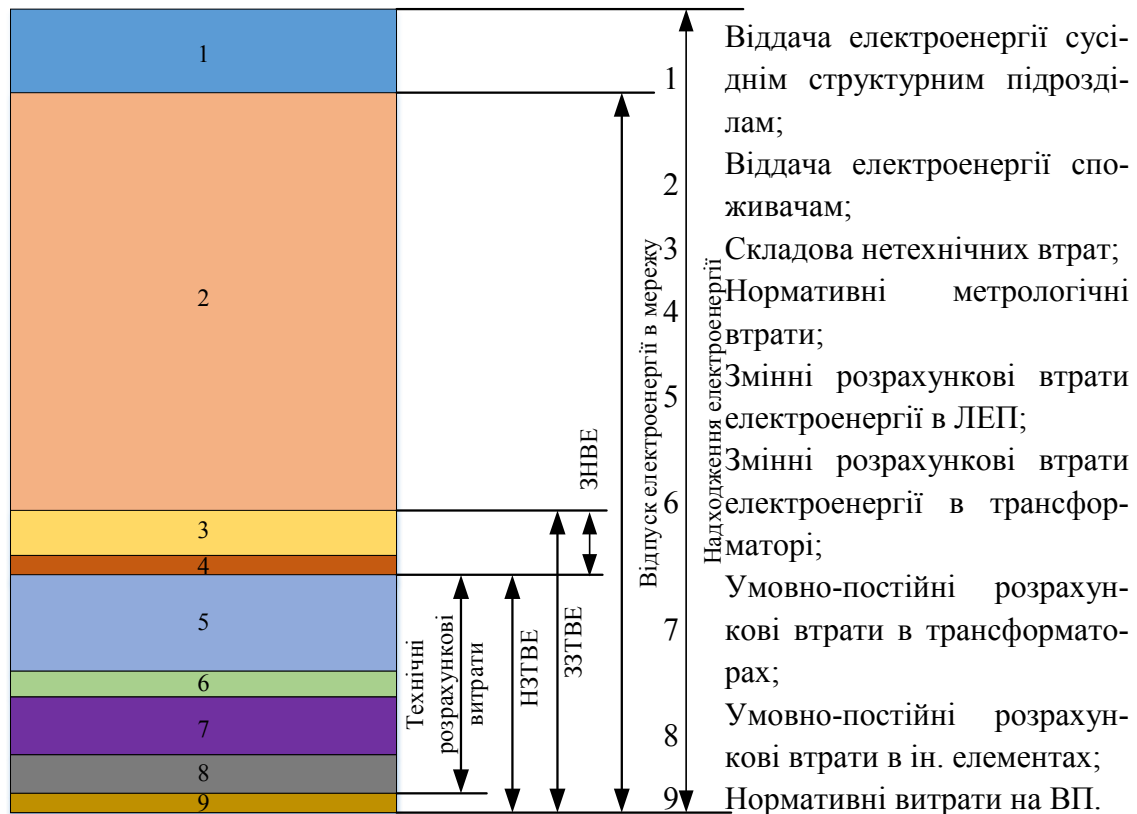


Рисунок 1.4 – Структура балансу електроенергії в загальному вигляді

Значення окремих потоків надходження та віддачі електроенергії отримують шляхом вимірювання кількості електроенергії розрахунковими засобами обліку. Їх сумарні значення обчислюють на підставі значень, що містять первинні звітні документи (акти про складання балансу електроенергії на підстанціях) та акти про використану електричну енергію споживачами, складання яких передбачені відповідно до «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії» та «Правил користування електричною енергією».

Значення технологічних витрат електроенергії в ЕМ визначається за показами засобів обліку електроенергії як різниця між сумою надходження і віддачі електроенергії. Однак, значення, отримані під час вимірювання, визначаються з похибкою, яка залежить від технічних характеристик та умов роботи розрахункових засобів обліку електроенергії. Ці значення також можуть бути обчислені з помилками, що виникають внаслідок неправильного зчитування показів лічильника, або через застосування хибних значень коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Як видно із рис. 1.4 ЗЗТВЕ вміщує в собі інші складові структури балансу електроенергії – нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (НЗТВЕ) та значення нетехнічних втрат електроенергії (ЗНВЕ), які визначаються розрахунковим шляхом. НЗТВЕ та ЗНВЕ є взаємопов'язаними величинами. Тому від точності визначення НЗТВЕ залежить розрахункова величина складової нетехнічних втрат електроенергії, обумовлена заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам.

Таке заниження (завищення) виникає:

- через несанкціоновані відбори електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технічних причин, а саме внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення;
- з технологічних причин, що прив'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме: внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неодночасного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової.

Таким чином підвищення точності розрахунку нормативних значень ТВЕ у структурі балансу призведе до уточнення структури балансу, до виявлення нетехнічних втрат електроенергії та дасть можливість більш точно планувати організаційні та технічні заходи з підвищення енергоефективності розподільних ЕМ [13].

Для отримання інженерної точності розрахунку нормативних значень ТВЕ необхідно забезпечити спостережність розподільної електричної мережі, що можливо шляхом насичення її пристроями вимірювання Smart Metering.

Однак, висока вартість пристроїв Smart Metering та необхідність великої кількості точок вимірювань змушують електропостачальні організації обмежувати впровадження Smart Metering з метою зменшення інвестицій.

Основними шляхами вирішення вказаної проблеми (див. п.п.1.2) є застосування математичного апарату оцінки стану електричної мережі, визначення оптимальної кількості пристроїв вимірювання, використання псевдовимірювань, тощо.

Підвищення точності визначення НЗТВЕ дозволить визначити поелементну структуру втрат з прив'язкою до часу експлуатації, а також аналізувати локальні осередки втрат електроенергії, виявляти елементи зі збільшеним електроспоживанням та планувати необхідні електроощадні заходи.

Висновки по розділу:

1. Прилади Smart Metering є одними із найважливіших елементів Smart Grid. Застосування інформації накопиченої системами Smart Metering забезпечує спостережність розподільної ЕМ завдяки використанню вимірних графіків електроспоживання. Однак, через необхідність встановлення великої кількості вимірювальних приладів, складність реалізації їх часової синхронізації, значну вартість апаратного забезпечення та складність забезпечення надійності комунікаційної мережі впровадження таких системи у розподільних електричних мережах є проблематичним.

2. Проблеми застосування Smart Metering у розподільних електричних мережах пов'язані з необхідністю розв'язання задач синхронізації інформації про вимірні режимні параметри, відновлення інформації. Для розв'язання цих задач використовуються підходи спільною вимогою яких є наявність не втрачених даних. Перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінки стану для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації про перетікання електроенергії.

3. Вибір оптимального місця розташування приладів вимірювання Smart Metering виконується для розв'язання задач моніторингу параметрів електричної мережі, оцінювання електроспоживання та підвищення спостережності електричної мережі. Для розрахунку та аналізу втрат електроенергії в ЕМ, їх структурування з прив'язкою до часу та місця експлуатації та елементів мережі найбільш доцільною є оптимізація розміщення приладів Smart Metering з метою підвищення спостережності електричної мережі.

4. З метою створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності інформації про облік електроенергії в роботі доцільно перевірити можливість використання усереднених за часом типових графіків навантаження. Для адаптації даних необхідно застосовувати додаткові заходи з узгодження, що використовують властивості розподільних мереж, базуються на електротехнічних розрахунках та забезпечують мінімізацію похибок відтворення режимних параметрів й інтегральних показників.

5. Розв'язання поставлених у роботі задач дослідження дозволить обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering (у особливо критичних точках вимірювання) в умовах обмеженого фінансування.

2 ОЦІНКА СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART METERING

2.1 Оцінка стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних

2.1.1 Постановка задачі оцінки стану розподільної електричної мережі

Завдання статичного оцінювання стану (ОС) полягає у оцінюванні комплексних значень фазних напруги (стани) на шинах вузлів розподільної електричної мережі. У якості вхідних даних використовується інформація про виміряні параметри режиму, наприклад перетікання потужності, величини напруги та струмів, а також інформація про стан вимикачів, параметрів ліній електропередачі, трансформаторів, конденсаторів та реакторів. Типи вимірювань, місце їх розташування та точність змінюються залежно від кожної топології електричної мережі [61].

Найчастіше використовують такі типи вимірювань:

1. Перетікання – потоки активної та реактивної потужностей, виміряні у лініях електропередачі або на вводах трансформаторів.
2. Задаючі потужності вузлів - повне генерування активної та реактивної потужності на системних шинах.
3. Значення напруги - вимірюються на системних шинах.
4. Значення струмів - струми, виміряні у лініях електропередачі або на вводах трансформаторів.

Крім виміряних параметрів використовують також додаткові величини, які доповнюють інформаційну модель для підвищення ефективності оцінки стану:

1. Віртуальні вимірювання - значення вимірювань, які відомі через обмеження на параметри режиму. Найбільш вживаними віртуальними вимірюваннями є напруги базисних вузлів.
2. Псевдовимірювання - значення вимірювань, які прогнозуються на основі статистичних даних для наповнення множини вимірювань у

слабко контрольованих місцях. Прикладами таких вимірювань є: прогнозовані навантаження або прогнозовані графіки видачі потужності генерування на шинах генераторів.

На рис. 2.1 показано діаграму функціональних залежностей між блоками оцінки стану. Для отримання оцінки стану передбачається попередня фільтрація даних для виявлення та усунення вимірювань, які явно помилкові (негативні значення напруги, потужність потоків виходить за межі діапазону, тощо). Паралельно з фільтрацією виконується аналіз топології електричної мережі та будується математична модель електричної мережі. Математична модель доповнюється статистичними даними з бази даних статистики та виокремлюються неспостережні ділянки електричної мережі.

Перевірена та доповнена модель використовується у процедурі виявлення стану, який найкраще відповідає заданому набору режимних параметрів та її топології з урахуванням точності наявних вимірювань. Додатково виконується виявлення та аналіз помилок. Якщо кількість помилок не перевищує допустимої, то їх можна виявити та усунути. Отримані результати передаються для відображення.

Сучасні засоби оцінки стану також здатні виявляти топологічні помилки та уточнювати значення сумнівних режимних параметрів.

Підсумовуючи, можна сказати, що оцінка стану служить великомасштабним фільтром між віддаленими вимірюваннями та програмами вищого рівня.

2.1.2 Математична модель оцінки стану мережі та якості вимірювань

Статична функція ОС використовується для моніторингу роботи системи під час нормальної роботи, коли система знаходиться в псевдостационарному стані, реагуючи на повільно мінливе навантаження та генерування мережі. З огляду на дану модель, всі наявні типи вимірювань можуть бути виражені як функція параметрів режиму електричної мережі у вигляді вектора стану. Ці вирази нелінійні і не враховують можливих помилок через невизначеність параметрів мережі, помилки вимірювання або шум, які можуть мати місце в телекомунікаційних системах.

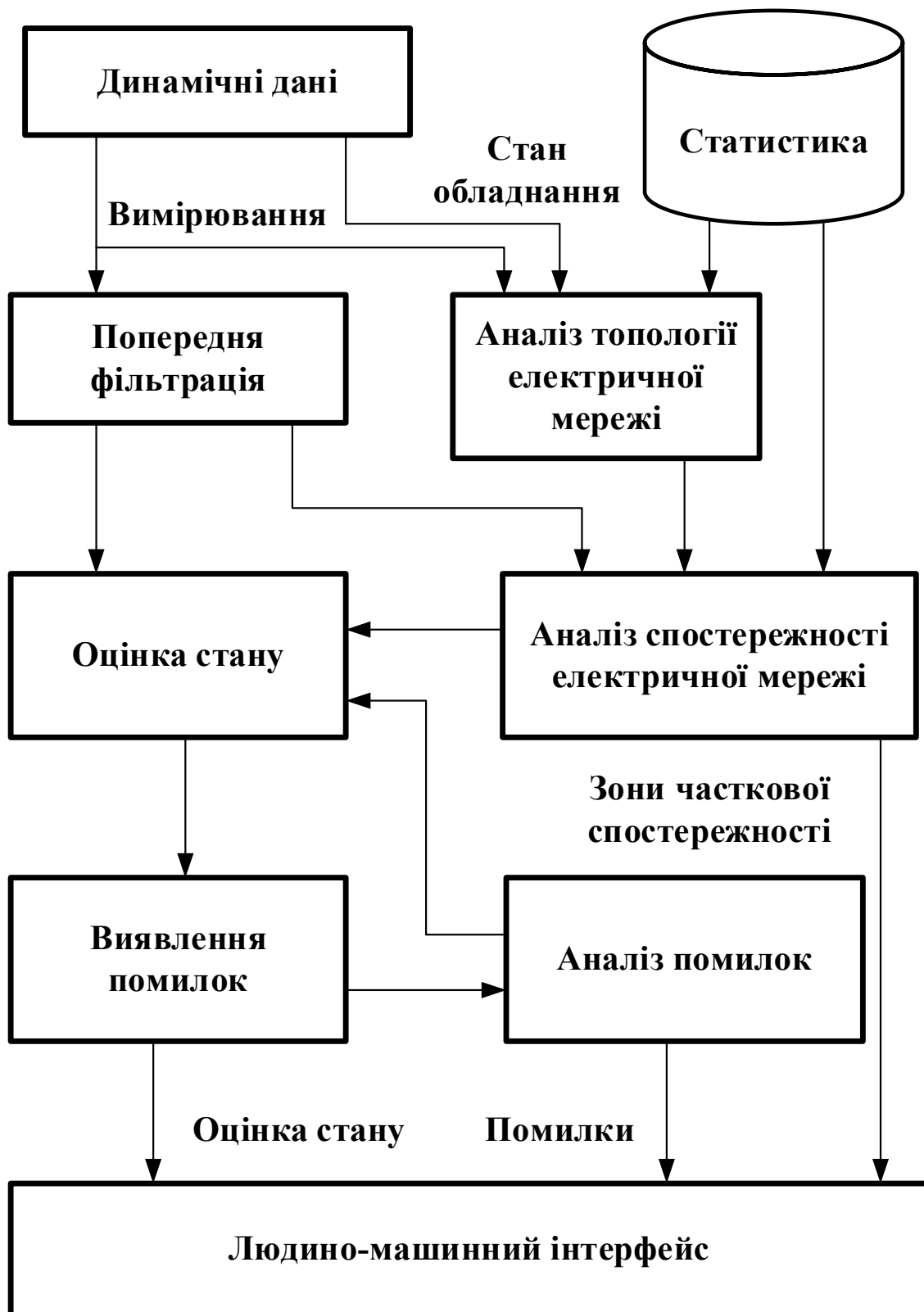


Рисунок 2.1 – Функціональні залежності та обмін даними між блоками оцінки стану

Розглянемо вектор \mathbf{z} , що містить набір вимірювань, які можна перерахувати у параметри режиму [61]:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = \mathbf{h}(x) + \mathbf{e}, \quad (2.1)$$

де $\mathbf{h}^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$;

$h_i(x)$ – нелінійна функція, що пов’язує вимірювання i та змінну вектора стану x ;

$\mathbf{x}^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$ – вектор стану системи;

$\mathbf{e}^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$ – вектор похибок вимірювання.

Вектор стану зазвичай будується в розширеному вигляді, де декартові або полярні координати використовуються для представлення кожної складової змінної стану (напруга шин) двома її окремими компонентами – дійсною та уявною складовою, або модулем та фазою. Аналогічно, вектор вимірювання буде містити реальні записи z_i , що відповідають перетіканням активної чи реактивної потужності та генеруванню вузла, або величині фазових напруг чи струмів.

Зазвичай у якості змінних стану x_i приймають модуль U_i та фазний кут δ_i напруги у незалежних вузлах електричної мережі. Вимірюваними параметрами в ЕМ є модулі напруги у 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 у ЛЕП, оснащених засобами телевимірювання.

Функції $h_i(x)$ які пов’язують вимірювання \mathbf{z} із вектором стану \mathbf{x} є функціями математичної моделі електричної мережі та її параметрів мають такий вигляд у полярних координатах:

для вимірювань потужності у вузлах:

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}),$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}), \quad i = 1, 2, \dots, N,$$

для вимірювань перетікань потужності у вітках:

$$P_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - G_{ij} U_i^2,$$

$$Q_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) + U_i^2 (B_{ij} - b_{s,ij}).$$

Під час розрахунку застосовуються такі припущення:

- Похибки розподіляються відповідно до нормального закону розподілу.
- Математичне очікування значення всіх похибок дорівнюють нулю, тобто $E(e_i) = 0, i = 1, \dots, m$.
- Похибки незалежні, тобто математичне очікування добутку похибок рівне нулю, тобто $E(e_i e_j) = 0$. Отже, коваріація похибок розраховується за виразом: $\text{Cov}(e) = E[e \cdot e^T] = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$.

Стандартне відхилення σ_i кожного i -го вимірювання розраховується таким чином, щоб відображати очікувану точність використаного пристрою вимірювання. У [62] запропоновано розраховувати стандартне відхилення вимірювання приладом таким чином:

$$\sigma_i = 0,0067 S_i + 0,0016 \cdot FS_i, \quad (2.2)$$

де

$$S_i = \begin{cases} \sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2} & \text{для вимірювання перетоку вітки } k - m, \\ \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} & \text{для вимірювання потужності вузла } k, \\ |V_k| & \text{для величини напруги в } k; \end{cases}$$

FS_i = поділка шкали вимірювача.

Формулювання проблеми оцінки стану базується на концепції максимальної правдоподібності яка використовує певні припущення.

Перше припущення полягає в тому, що помилки розподіляються за нормальним законом розподілу. Випадкова величина z має нормальний розподіл, якщо її густина ймовірності - $f(z)$, задається наступним чином:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}(z-\mu)/\sigma^2}, \quad (2.3)$$

де z - випадкова величина;

μ – математичне очікування величини z , $\mu = E(z)$;

σ – стандартне відхилення z .

Перехід до відносних одиниць, дає можливість узагальнити функцію, представивши її у вигляді нормального закону розподілу, (u).

Задамо $u=(z-\mu)/\sigma$, тоді $E(u)=0, \text{Var}(u)=1, 0$.

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-u^2/2}. \quad (2.4)$$

Друге припущення полягає у тому, що очікуване значення помилок, рівне нулю.

Третє припущення передбачає, що загальну функцію густини ймовірності набору вимірювань m можна розрахувавши, просто взявши добуток окремих розподілів, що відповідають кожному вимірюванню. Тоді, результуюча цільова функція $f_m(z)$ для m вимірювань, буде функцією правдоподібності:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\dots f(z_m). \quad (2.5)$$

Для спрощення обчислень застосовується заміна функції правдоподібності її логарифмом, який називається узагальненою логарифмічною функцією правдоподібності та позначається L . Функція L виражається як:

$$L = \log f_m(z) = \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i. \quad (2.6)$$

Максимізація (2.5) та (2.6) дасть однаковий оптимальний варіант, що пояснюється монотонно зростаючим характером логарифмічної функції. Отже, максимальну правдоподібність стану x можна знайти, максимізувавши правдоподібності для заданого набору спостережень z_1, z_2, \dots, z_m . Тоді задача оптимізації може бути сформульована таким чином:

$$\text{Max}(\log f_m(z)), \text{ або } \text{Min} \left(\sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 \right). \quad (2.7)$$

Введемо позначення, що залишки вимірювання визначаються за виразом:

$$r_i = z_i - E(z_i),$$

де математичне очікування величини $E(z_i) = h_i(x)$ і h_i - нелінійна функція, що пов'язує вектор стану системи x з i -м вимірюванням.

Використовуючи задані позначення та визначені змінні, формулювання максимальної правдоподібності можна переписати як оптимізаційну задачу у вигляді:

$$\text{мінімізувати } \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2,$$

$$\text{за умов } z_i = h_i(x) + r_i, i = 1, \dots, m.$$

Зворотні стандартні відхилення кожного i -го вимірювання позначаються, як $W_{ii} = R_{ii}^{-1} = \sigma_i^{-2}$. Їх можна розглядати як значення вагових коефіцієнтів, присвоєні окремим вимірюванням. Більші значення призначаються для точних вимірювань з невеликою дисперсією і менші вагові коефіцієнти для вимірювань з великими невизначеностями.

Зауважимо, що визначення цільової функції в даній задачі оптимізації безпосередньо впливає з вибору функції ймовірності. Отже, відхилення у виборі припущень щодо статистичних властивостей помилок вимірювань призведуть до різних формулювань та рішень максимальної правдоподібності.

Для формування вектору стану x можна використовувати нескінченну кількість комбінацій значень змінних, однак практичну цінність має така комбінація, що забезпечує мінімізацію абсолютних значень вектора похибок вимірювання e . Виходячи з цього, цільова функція задачі визначення вектору стану ЕМ у загальному вигляді [61]-[69]:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \rightarrow \min, \quad (2.8)$$

де σ – стандартне відхилення кожного вимірювання;

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

Рішення вищевказаної задачі оптимізації виконується за допомогою методу найменших зважених квадратів (ОНЗК) для x [61].

Для цього у рішенні повинні бути задоволені наступні умови оптимальності першого порядку,

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0 \Rightarrow H^T(x)W[z - h(x)] = 0 \quad (2.9)$$

де $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$ – це $m \times n$ матриця Якобіана від вектора $h(x)$.

Мета - отримати вектор x , що задовольняє нелінійне рівняння (2.9). Найефективніший спосіб зробити це полягає у застосуванні ітераційного процесу Ньютона – Рафсона (НР), який квадратично сходиться до рішення. Нехтуючи тими складовими, які містять похідні другого порядку $h(x)$, лінійна система, що включає n рівнянь, які необхідно розв'язувати при кожній ітерації, має вигляд:

$$G(x^k)\Delta x^k = H^T(x^k)W[z - h(x^k)] \quad (2.10)$$

де k - номер ітерації, тоді:

$$G(x) = H^T(x)WH(x) \quad (2.11)$$

відома як матриця посилення. Якщо матриця H має повний ранг, то отримана симетрична матриця G є позитивно визначеною, а система рівнянь 2.10 має єдине рішення. Після розв'язання системи рівнянь вектор стану оновлюється і процес повторюється:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k. \quad (2.12)$$

Вирази для розрахунку елементів Якобіана, що відповідають вимірним потужностям у вітках та вузлах зібрані в таблиці 2.1. Елементи рядка, що відповідають вимірюванню напруги (величина або фазовий кут) всі нульові, за винятком стовпця, пов'язаного з вимірю-

ваною змінною, який задається одиницею у разі застосування відносних одиниць.

Таблиця 2.1 – Елементи матриці Якобі, що відповідають похідним за кожного змінною для потужності вузлів та віток

Похідна	Вираз для визначення	Похідна	Вираз для визначення
$\frac{\partial P_i}{\partial U_i}$	$\sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + U_i G_{ij}$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i}$	$U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - 2G_{ij} U_i$
$\frac{\partial P_i}{\partial U_j}$	$U_{ij} (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j}$	$U_i (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$
$\frac{\partial Q_i}{\partial U_i}$	$\sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) - U_i B_{ii}$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}$	$U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) + 2U_i (B_{ij} - b_{ij}^p)$
$\frac{\partial Q_i}{\partial U_j}$	$U_{ij} (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}$	$U_i (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$
$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i}$	$\sum_{j=1}^N U_i U_j (-G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) - U_i^2 B_{ii}$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}$	$U_i U_j (-G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij})$
$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}$	$U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}$	$U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$
$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i}$	$\sum_{j=1}^N U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - U_i^2 G_{ii}$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}$	$U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$
$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$	$-U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}$	$-U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$

Особливістю розподільних мереж є недостатність вектору спостереження z . Тобто, використовуючи суто виміряні параметри (див. п.п.1.3) не вдається ідентифікувати стан ЕМ, адже задача (2.3) не має розв'язків. Доповнення вектору z інформацією з типових графіків навантаження (псевдовимірами) для вузлів ЕМ, дозволить залучити ресурси наявних засобів вимірювання та моніторингу для забезпечення спостережності електричної мережі без додаткових фінансових витрат.

2.2 Метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань

Відповідно до проведеного аналізу (див п.п.1.2.1) для подальшого дослідження пропонується підвищення спостережності розподільної електричної мережі шляхом застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації білінгової підсистеми про облік електроенергії. Для електричних мереж зі значною інтеграцією відновлювальних джерел енергії пропонується використання графіка генерування відповідно до типового метеорологічного року або прогнозованого графіка генерування [7], [8], [10]. Це дозволить підвищити спостережність розподільних електричних шляхом наповнення розрахункової моделі оцінки стану псевдовимірюваннями за мінімальної кількості встановлених пристроїв Smart Metering.

2.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі

Типовий графік навантаження – усереднений за часом та набором електроприймачів графік навантаження, аналогічних за режимом роботи споживачів. Навантаження типового графіка, як правило, нормується відносно максимальної величини і надається у відсотках. Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для складання балансу потужності, проектування електричних мереж, а також при розрахунках технологічних витрат електроенергії на її передачу та розподіл електричними мережами [35].

На сьогодні в умовах балансуючого ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми договорами при плануванні режимів ЕЕС на наступну добу ТГН мають суттєве значення. Відповідальність за баланс електроенергії в ЕЕС і його підтримування перекладається на всіх учасників щодо складання добових графіків споживання електричної енергії, енергоефективності генерування та споживання електроенергії.

При формуванні нових економічних відносин на ринку електроенергії споживання розраховується по годинах, оскільки ціна на електроенергію змінюється кожну годину. Від точності прогнозування погодинного добового графіка споживання електроенергії електропостачальниками залежить, наскільки тарифний план для споживача буде привабливим.

Однією з функцій оператора системи розподілу є розроблення типових графіків (профілів) навантаження для окремих категорій споживачів. Вихідною інформацією для аналізу та групування графіків електричних навантажень використовувалися масиви даних, які архівовані під час роботи АСКОЕ. При цьому для кожного ПГН визначався код споживача – джерела цього ПГН згідно КВЕД-2010, що в подальшому має спростити користування розробленими графіками навантажень і дозволить відносити даного споживача до того чи іншого ТГН [70].

Оператори системи передачі та розподілу електроенергії можуть збирати щогодинні дані про електроспоживання двома шляхами: за допомогою погодинного лічильника з дистанційним зчитуванням та на підставі типового графіка навантаження.

Типові графіки подаються у вигляді коефіцієнту форми, погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 2.2).

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 погодинного графіка імовірного навантаження, наповнюючи вектор вимірювань для задачі оцінки стану розподільної електричної мережі псевдовимірюваннями:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1																			
2	Таблиця А.1.1																		
3	Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності																		
4	«01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93»																		
5	«30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»																		
6	Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.07																		
7	P	39	48	42	55	31	54	49	58	88	59	72	83	71	79	57	59	100	77
8	σ_P	17	17	16	15	13	14	14	17	26	31	31	33	24	28	30	30	32	22
9	Q	12	18	11	19	10	20	19	23	26	20	23	24	16	23	19	17	28	22
10	σ_Q	7	7	6	6	4	5	6	11	13	20	19	19	10	15	19	18	18	10
11	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
12																			

Рисунок 2.2 – Інформація подана у «Альбомі типових графіків електричних навантажень»

$$J_{ij}^{TGH}(x) = \frac{[z_{ij}^{TGH} - h_i(x)]^2}{[\sigma_{ij}^{TGH}]^2} = [z^{TGH} - h(x)]^T W [z^{TGH} - h(x)] \rightarrow \min, \quad (2.13)$$

де $z_{ij}^{TGH} = M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}$ – псевдовимірювання отримане на основі інформації про КВЕД та відповідний йому ТГН i -го споживача;

$$W = \text{diag} \left[(\sigma^{TGH})^2 \right]^{-1} - \text{зворотні середньоквадратичні відхилення.}$$

У якості очікуваних середньоквадратичних відхилень псевдовимірювання σ_{ij}^{TGH} для неспостережних вузлів пропонується використовувати значення середньоквадратичних відхилень для активної та реактивної потужностей σ , наведені у атласі типових графіків навантаження для споживача (див. рис.2.2), згідно його коду КВЕД [35].

Оскільки інформація у білінговій системі подається у інтегрованому вигляді за певні періоди часу, а інформація про ТГН нормується відповідно максимального спожитого значення потужності P_i^{\max} , то одним із шляхів перетворення інформації із білінгової системи у псевдовимірювання, яке відповідає окремому ступеню графіку навантаження буде процедура зворотного інтегрування.

Так як ТГН позитивна і зростаюча функція, то інтеграл ТГН виражає площу ступінчастої фігури, складеної з «вхідних» прямокутників або лівих прямокутників. Тому вираз для розрахунку максимального спожитого значення потужності можна отримати з використанням методу чисельного інтегрування на інтервалі від a до b для n інтервалів. Оскільки для кожного інтервалу інтегрування крок сітки одна-

ковий, то вираз для визначення максимального спожитого значення потужності P_i^{\max} запишеться так:

$$W_i^B = \int_a^b f(x)dx = \frac{b-a}{n} \sum_{j=1}^n M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max} \Rightarrow P_i^{\max} = \frac{W_i^B}{\frac{b-a}{n} \sum_{j=1}^n M(P_{ij}^{TGH})},$$

де W_i^B – інформація із білінгової системи про спожиту електроенергію за розрахунковий період.

Для добового інтервалу $\{0;24\}$ з поділом проміжку інтегрування $n = 24$ рівних частин:

$$P_i^{\max} = \frac{W_i^B}{\frac{24-0}{24} \sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})} = \frac{W_i^B}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}. \quad (2.14)$$

Ще однією проблемою перетворення інформації із білінгової системи у псевдовимірювання є необхідність узгодження ТГН окремих КВЕД однієї ТП. Це можливе лише за значеннями у абсолютних одиницях шляхом інтегрування відтворених ТГН за виразом:

$$z_{ij}^{TGH} \text{ рез} = \sum_i^N (M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}).$$

Введемо позначення:

$$k_i^{КВЕД} = P_i^{\max} / P_n^{\max}.$$

Тоді вираз для визначення узгодженого графіка електричних навантажень прийме вигляд:

$$z_{ij}^{TGH} \text{ рез} = \left[\sum_{i=1}^N (M(P_{ij}^{TGH}) \cdot k_i^{КВЕД}) \right] \cdot P_n^{\max},$$

де P_n^{\max} – максимальне значення потужності серед всіх споживачів з переліку N ТП;

n – номер споживача з максимальним піковим значенням електропоживання.

Для узгодження ТГН з однаковим, або близьким, коефіцієнтом форми наведеним у «Альбомі типових графіків електричних навантажень» можна використати припущення:

$$k_i^{КВЕД} = \frac{P_i^{\max}}{P_n^{\max}} \approx \frac{W_i^B}{W_n^{B \max}},$$

де $W_n^{B \max}$ – максимальне значення спожитої електроенергії серед всіх споживачів з переліку N ТП.

Отже, цільова функція (2.8) з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді може бути записана так:

$$J(x) = \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \right]^{-1} \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (2.15)$$

Таким чином недостатність вектору спостереження z у цільовій функції (2.8) можна компенсувати інформацією з «Альбому типових графіків електричних навантажень», а саме математичним очікуванням активного навантаження $M(P_{ij}^{TGH})$ i -го вузла вимірювання на ступені j , його середньоквадратичним відхиленням σ_i^{TGH} та інформації про спожиту потужність у неспостережному вузлі з білінгової системи W_i^B у вигляді цільової функції (2.15).

2.2.2 Врахування надходження електроенергії з відновлюваних джерел у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі

Стрімка децентралізація електропостачання споживачів, які пов'язані зі збільшенням вартості традиційних паливних ресурсів і проявляються у підвищенні частки розосередженого виробництва електроенергії за допомогою відновлюваних джерел енергії, призводить до ускладнення планування режимів електричних мереж та оперативного керування ними [7], [8]. Планування режимів електричних мереж потребує набору статистичної інформації та встановлення приладів додаткової фіксації показників якості електроенергії.

На сьогоднішній день прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії з можливістю реєстрації графіків навантаження встано-

влені лише в місцях приєднання ВДЕ піковою потужністю понад 50 кВт [71]. Постачальник послуг комерційного обліку щоденно передає дані комерційного обліку постачальнику універсальних послуг для завантаження даних комерційного обліку електричної енергії в систему управління ринком [72]. Таким чином, інформація про графіки генерування відновлювальними джерелами потужністю понад 50 кВт є завжди актуальною та може бути використана для забезпечення спостережності електричної мережі без додаткових припущень та перетворень.

Для населення електроенергія, вироблена з енергії сонця або на комбінованих вітро-сонячних генеруючих системах підпадає під категорії генеруючих установок приватних домогосподарств, для яких застосовується "зелений" тариф, а встановлена потужність не може перевищувати 50 кВт [73]. У цьому випадку знімання показів засобів обліку проводиться постачальником послуг комерційного обліку щомісяця першого числа, крім окремих випадків [72].

Обсяг електричної енергії, який відпущений в електричну мережу приватним домогосподарством, визначається за календарний місяць в обсязі, що перевищує місячне споживання електричної енергії його приватним домогосподарством. Для визначення обсягу електричної енергії, відпущеної з мереж приватного домогосподарства побутового споживача, як правило, використовується двонаправлений засіб обліку активної електричної енергії, що обліковує окремо обсяги відпущеної в електричну мережу та отриманої з електричної мережі електричної енергії або сальдоване їх значення.

Тобто з метою підвищення спостережності розподільних електричних мереж з приватними домогосподарствами та встановленими ВДЕ виникає задача використання інтегрованої інформації наявної у системі білінгу. Аналогічно до п.п.2.2.2 для вирішення цієї задачі можливе застосування типового добового графіка генерування ВДЕ, що можливо із застосуванням типовий наборів даних про метеорологічний рік.

Типовий набір даних про метеорологічний рік (ТНМ) [74] містить погодинні метеорологічні значення інтегровані до одного року, що характеризують кліматичні умови для конкретної місцевості протягом тривалого періоду часу, наприклад 30 років історичних даних. Звичайно, таке зменшення обсягу даних неможливе без втрати інформації, що міститься в початковому часовому ряду.

Набори даних ТНМ широко використовуються для моделювання систем перетворення відновлюваної енергії [75]-[77]. Додатковою перевагою використання ТНМ є також їх наявність у відкритому доступі [78].

У таблиці 2.2 наведено основні набори даних для типового метеорологічного року та вагові коефіцієнти для різних підходів інтегрування та джерел інформації [79]-[83].

Таблиця 2.2 – Вагові коефіцієнти метеопараметрів у ТНМ для різних підходів

Метеопараметр	Sandia (ТНМ2) [80]	NREL (ТНМ3) [79]	Kalogirou [81]	Meyer et al. [82]
Макс. температура сухого термометра	1/24	1/20	1/32	1
Мін. температура сухого термометра	1/24	1/20	1/32	2
Середня температура по сухому термометру	2/24	2/20	2/32	1
Макс. температура точки роси	1/24	1/20	—	2
Мін. температура точки роси	1/24	1/20	—	—
Середня температура точки роси	2/24	2/20	—	1
Макс. відносна вологість	—	—	1/32	—
Мін. відносна вологість	—	—	1/32	—
Середня відносна вологість	—	—	2/32	—
Швидкість вітру макс.	2/24	1/20	1/32	4
Середня швидкість вітру	2/24	1/20	2/32	2
Відхилення швидкості вітру	—	—	1/32	—
Середній напрямок вітру	—	—	1/32	1
Глобальне опромінення	12/24	5/20	8/32	—
Пряме опромінення	—	5/20	8/32	85
Дифузне опромінення	—	—	—	—

Приклади з типового набору даних про метеорологічний рік в частині глобального горизонтального опромінення Вт*год/м² наведено на рис. 2.3 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області.

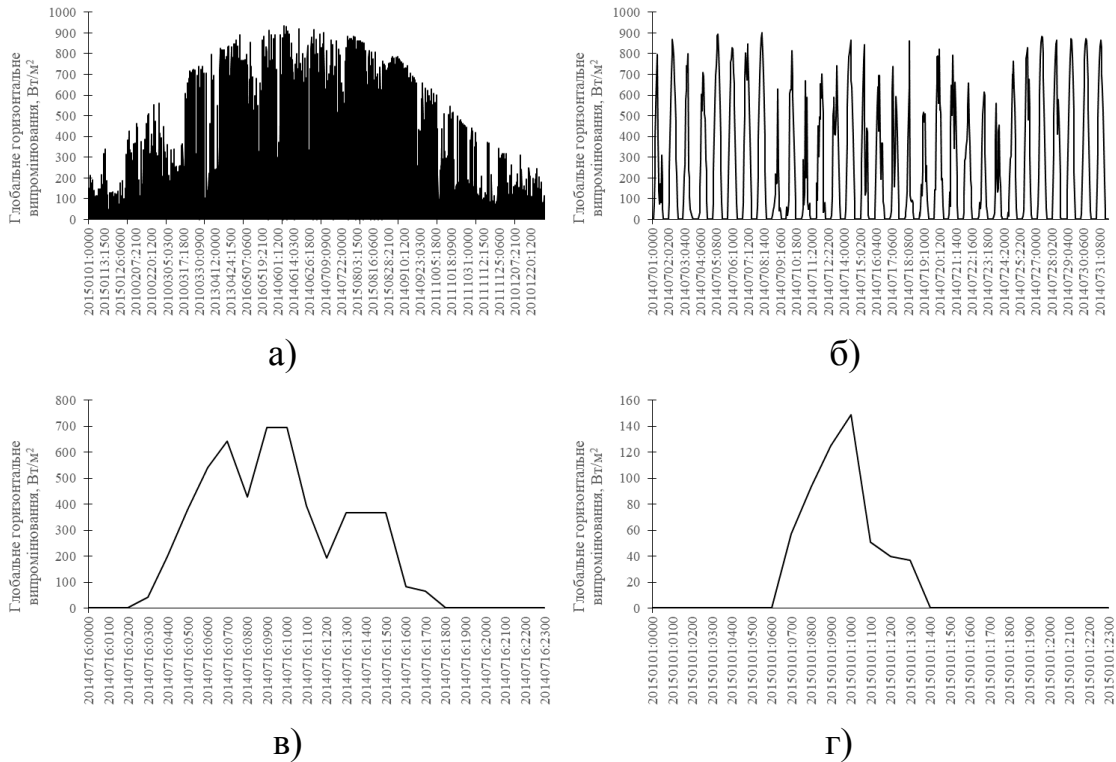


Рисунок 2.3 – Типові набори даних про метеорологічний рік в частині глобального горизонтального опромінення Вт·год/м² для Шаргородського району Вінницької області: а) річний графік; б) місячний графік (липень); в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня).

Для наявного типового набору даних про метеорологічний рік у [83] наведено способи перерахунку їх у потужність генерування ВДЕ.

Для фотовольтаїчної станції вираз для визначення погодинного генерування має вигляд [83], [84]:

$$P_{ij} = F_{тер} \cdot I_{сн} \cdot \eta_{фм} \cdot \Delta P_{\%},$$

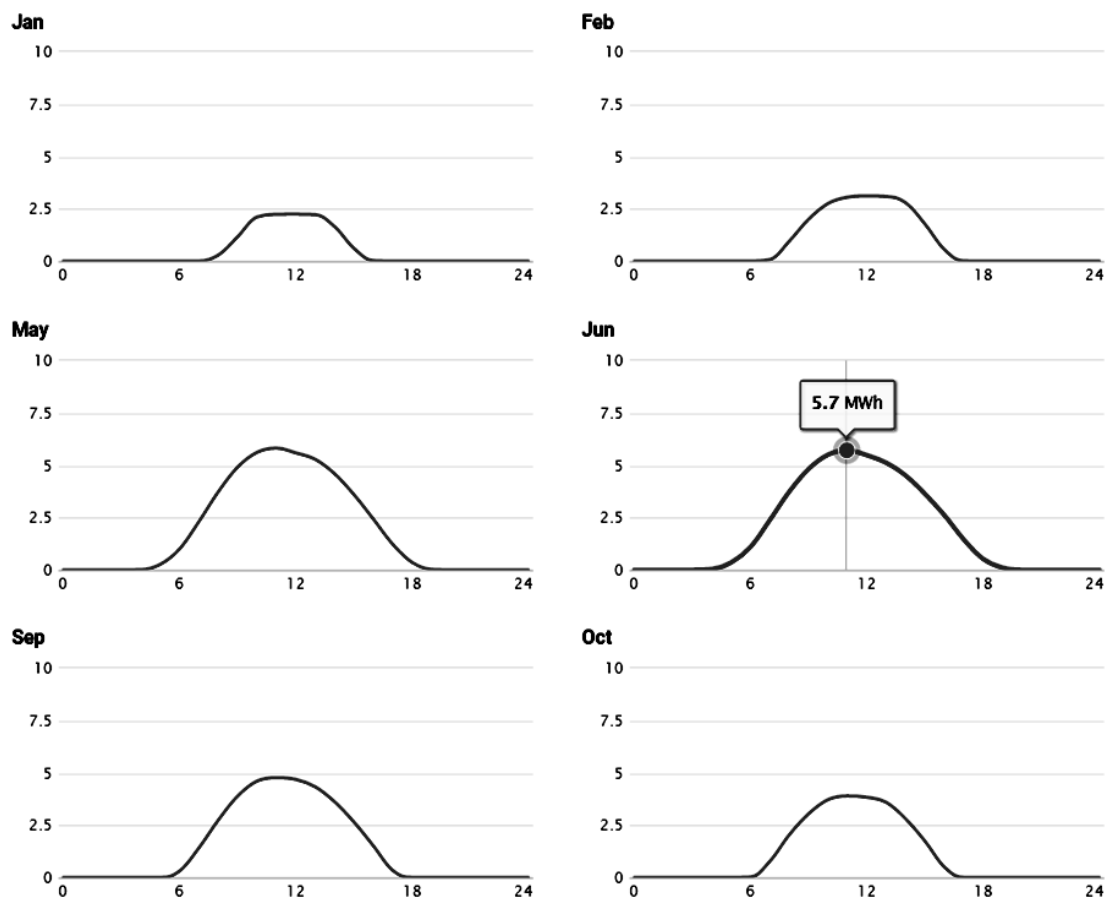
де $F_{тер}$ – площа встановленої електростанції;

$I_{сн}$ – сонячна погодинна інсоляція з урахуванням кута повороту сонячної панелі;

$\eta_{\text{ф.м}}$ – коефіцієнт корисної дії встановлених фотомодулів;

$\Delta P_{\%}$ – коефіцієнт втрат (до 25%), який включає втрати у інверторі, зменшення потужності пов'язане з нагріванням, втрати у кабельних лініях, тощо.

Приклади типових графіків виробництва електроенергії побудовані на основі ТНМ (рис.2.3) наведено на рис. 2.4 для зимнього та літнього місяців фотовольтаїчної електричної станції встановленою потужністю 9500 кВт.



Source: globalsolaratlas.info

Рисунок 2.4 – Типові погодинні профілі генерування для фотовольтаїчної станції встановленою потужністю 9,5 МВт (за даними globalsolaratlas.info)

У випадку використання вітроелектростанції застосовуються типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості

вітру м/с наведено на рис. 2.5 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області.

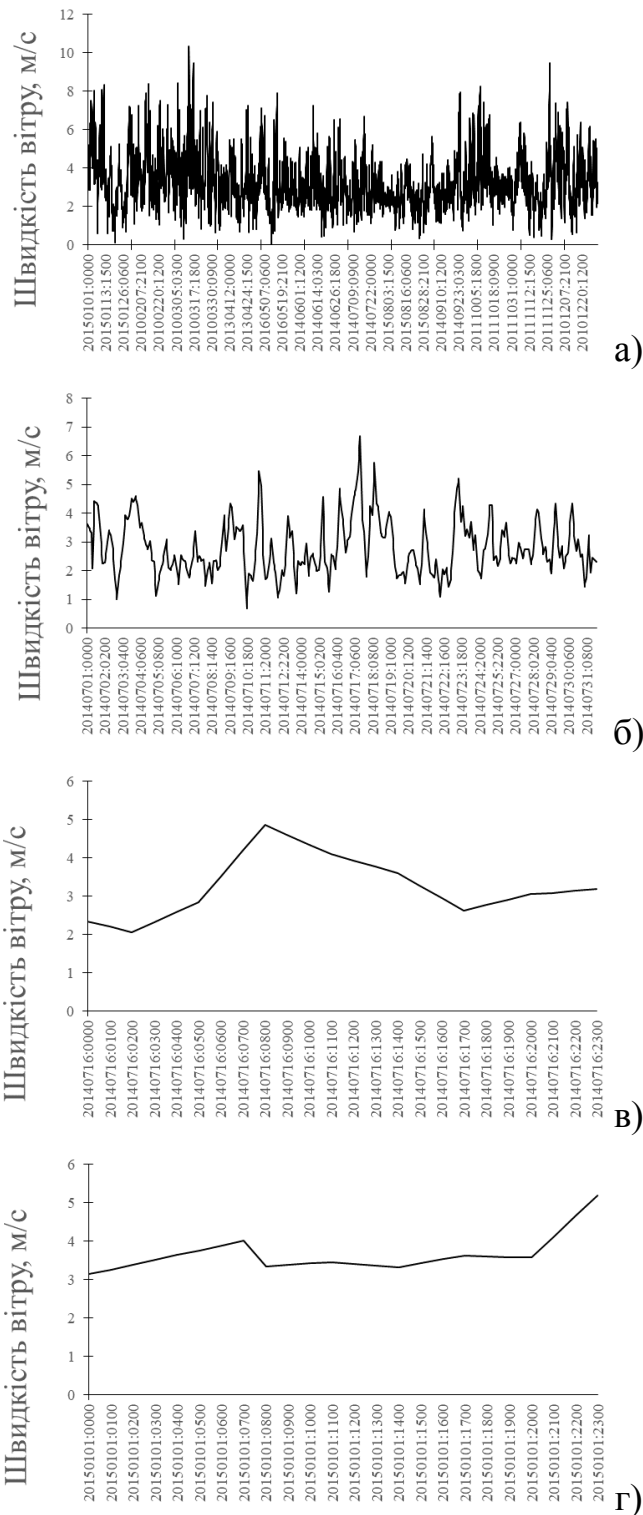


Рисунок 2.5 – Типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості вітру м/с для Шаргородського району Вінницької області:
 а) річний графік; б) місячний графік (липень);
 в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня).

Для перерахунку швидкості вітру у потужність генерування застосовується залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру (рис. 2.6).

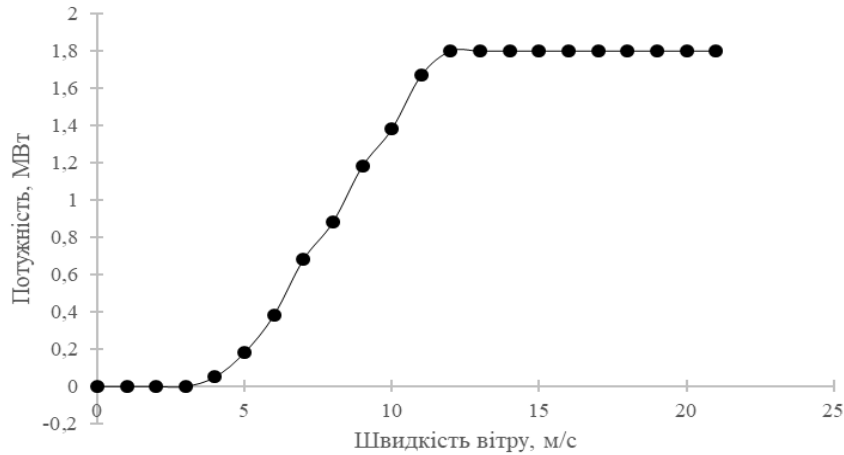


Рисунок 2.6 – Залежність потужності вітрогенератора v-90 (1,8 МВт) від швидкості вітру

Вказані припущення створюють передумови для створення набору типових графіків генерування (ТГГ) ВДЕ побутових домогосподарств, залежно від регіону та встановленої потужності.

Відповідно до [85] середньоквадратичне відхилення таких типових графіків генерування $\sigma_i^{ТГГ}$ 6-12% залежно від використовуваного набору даних, що є цілком прийнятним для застосування ТГГ у якості псевдовимірювань.

Таким чином, цільова функція (2.15) з урахуванням інформації ТГГ у явному вигляді може бути записана таким чином:

$$J(x) = \left[\begin{matrix} z^{SM} \\ z^{ТГН} \\ z^{ТГГ} \end{matrix} \right]^T - h(x) \text{ } diag \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{ТГН})^2 \quad (\sigma^{ТГГ})^2 \right]^{-1} \left[\begin{matrix} z^{SM} \\ z^{ТГН} \\ z^{ТГГ} \end{matrix} \right] - h(x) \rightarrow \min, \quad (2.16)$$

Запропонований метод забезпечення спостережності розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом використання агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань у вигляді типових графіків генерування може

ефективно використовуватися для доповнення вектору стану ЕМ інформацією про зміни генерованої потужності у неспостережних вузлах. Залучення додаткової інформації сприяє підвищенню точності моделювання режимних параметрів розподільних мереж 6-20 кВ, результатів розрахунку та аналізу втрат електроенергії.

2.3 Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу

2.3.1 Аналіз чутливості впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами

Для визначення оптимального місця встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості, а також оптимальної послідовності їх впровадження можна використати коефіцієнти розподілу втрат потужності \dot{T}_i [10], [86]. Вказані коефіцієнти є коефіцієнтами чутливості, що враховують нелінійну залежність втрат потужності від генерування ВДЕ та споживання електроенергії.

Відповідно до [86], вектор-рядок \dot{T}_{ki} складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в i -й вітці складає протікання потужності по ній від кожного вузла:

$$\dot{T}_{ki} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{ki} \dot{U}_d^{-1}, \quad (2.17)$$

де \dot{U}_t – транспонований вектор напруги у вузлах включаючи i базисний;

$\dot{M}_{\Sigma ki}$ – i -ий вектор-стовпець матриці інциденцій з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації;

\hat{C}_{ki} – i -ий вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах \hat{J} по вітках схеми РЕМ з ВДЕ з врахуванням коефіцієнтів трансформації;

\dot{U}_d^{-1} – діагональна обернена матриця напруги у вузлах включаючи i базисний.

На підставі [1] можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \dot{\mathbf{T}}_{ki} \cdot \dot{\mathbf{S}}, \quad (2.18)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$ – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}_{ki}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми розподільної ЕМ в залежності від потужності у її вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (2.22).

Згідно [86] зауважимо, що коефіцієнти чутливості $\dot{\mathbf{T}}_{ki}$ залежать від параметрів заступної схеми, які для нормального режиму РЕМ можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ та визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми.

Пропонований у [86] підхід передбачає врахування поперечних складових віток схеми заміщення у навантаженнях вузлів. Тобто, матриця коефіцієнтів чутливості $\dot{\mathbf{T}}_k$ не враховує втрати холостого ходу у трансформаторах РЕМ. Тому, враховуючи, що для розподільних електричних мереж втрати електроенергії в лініях електропередачі є співмірними з втратами холостого ходу у трансформаторах [87], вираз (2.17) необхідно доповнити врахуванням поперечної складової схеми заміщення трансформатора. Це можливо шляхом врахування поперечної складової віток схеми заміщення у матриці коефіцієнтів струморозподілу:

$$\mathbf{C}_{РЕМ} = \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{Y}_k + \text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B}))^{-1} \quad (2.19)$$

де $\text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B})$ – діагональна матриця поперечних провідностей віток схеми заміщення схеми розподільної електричної мережі;

\mathbf{G} – вектор активних провідностей поперечних складових віток схеми, що враховує ємнісні провідності повітряних ліній або втрати активної потужності в сталі трансформатора;

\mathbf{B} – вектор реактивних провідностей поперечних складових віток схеми, що враховує реактивні провідності довгих кабельних ліній або втрати потужності обумовлені основним магнітним потоком.

З урахуванням (2.19) вираз (2.17) запишеться таким чином:

$$\dot{\mathbf{T}}_{РЕМi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{РЕМi} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (2.20)$$

Для визначення оптимального місця встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering з використанням матриці $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}$, необхідно розраховувати вектор коефіцієнтів чутливості параметрів режиму віток схеми до навантаження або генерування у вузлах PEM за таким виразом:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma} = \dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}^T \cdot \mathbf{n}_B \quad (2.21)$$

де \mathbf{n}_B – одиничний вектор стовпець, який має розмірність за кількістю вузлів схеми EM. Вектор $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$ має розмірність за кількістю вузлів у PEM. Кожен елемент вектора відповідає частці втрат потужності від сальдованого значення потужностей споживання споживачів та генерування ВДЕ, відповідно до номера стовпця даного елемента.

Ранжування за спаданням вектору $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$ по абсолютним значенням дозволить визначити критичні точки PEM, з максимальною чутливістю до параметрів режиму, встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering у яких призведе, до підвищення спостережності електричної мережі.

Відповідно до значень вектору $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$ визначається доцільність та оптимальна послідовність (від максимальних значень до мінімальних) впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами.

Однак, крім режимних параметрів необхідно врахувати також велику кількість якісних та кількісних критеріїв, що можливо із застосуванням багатокритеріального аналізу.

2.3.2 Вибір та обґрунтування критеріїв ефективності багатокритеріального аналізу впровадження інформаційного забезпечення розподільних електричних мереж

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання вичерпної кількості якісних та кількісних критеріїв $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$, що дає змогу говорити про адекватний розв'язок поставленої задачі ранжування.

Спочатку, необхідно виділити групи критеріїв. Для задачі визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering їх буде шість [60], [88]- [91]: інформаційні; матеріальні

(матеріальне забезпечення); експлуатаційні; природні; технічні; комерційні.

Під інформаційним критерієм будемо розуміти режимні параметри електричної мережі. Вибір сукупності матеріальних критеріїв базується на структурі самої АСКОЕ. Як зазначено в [60] АСКОЕ повинно складатися з наступних елементів:

1. Трансформатори напруги та струму;
2. Лічильники електроенергії;
3. Пристрої збору інформації від лічильників та передачі її на верхні рівні керування;
4. Пристрої обробки інформації (ЕОМ).

У вигляді критеріїв аналізу можна використовувати існування даного обладнання на ТП у відносних одиницях. Оцінка даних критеріїв у відносних одиницях покликана вирішити проблему узгодження режимних та технічних параметрів. Охарактеризуємо основні вимоги, які висуваються до кожного з елементів АСКОЕ (табл. 2.3) відповідно до [60], [92]-[95].

Таблиця 2.3 – Нормативні вимоги до засобів обліку та каналів зв'язку

№ пп.	Найменування елемента	Вимоги
1	Трансформатор струму	Клас точності не вище 1,0
2	Трансформатори напруги	Клас точності не вище 1,0
3	Пристрої збору інформації	Повинні бути захищені від несанкціонованого доступу, забезпечувати одночасне зняття показів з усіх контрольованих лічильників, забезпечувати збереження необхідної інформації протягом встановленого проміжку часу, бути атестованими та забезпеченими резервним живленням
4	Канали зв'язку	Кабельні та провідні телефонні канали; ВЧ-канали; Телемеханічні канали; Радіоканали. Для розподільних електричних мереж достатньо низько швидкісні канали зв'язку.
5	Лічильник електроенергії	Лічильники пропонується використовувати електронні з вбудованими датчиками-перетворювачами

До експлуатаційних критеріїв слід відносити:

По-перше, наявність обслуговуючого персоналу на об'єкті. Це може бути: цілодобово чергуючий на об'єкті персонал, черговий на дому або оперативно-виїзна бригада (ОВБ). Зазвичай для розподільних електричних мереж характерне чергування ОВБ.

По-друге, до експлуатаційних критеріїв також необхідно віднести відстань до кінцевого вузла головної ділянки фідера;

По-третє, кількість вузлів фідера електричної мережі, з точки зору можливості, швидкості або періодичності обслуговування їх ОВБ.

По-четверте, наявність персоналу в районних електричних мережах (РЕМ), що має навички користування та обслуговування ЕОМ.

До природних критеріїв можна віднести наявність природних факторів, які негативно впливають на електронні засоби вимірювання, а також наявність виробництв, вплив яких спотворює вихідні данні.

До технічних критеріїв можна віднести:

1. Відносну кількість вузлів з приєднаними до них потужними споживачами;
2. Відносна кількість відповідальних споживачів.

До комерційних критеріїв можна віднести:

1. Наявність низького рівня сплати споживачів за електроенергію;
2. Наявність значних звітних витрат електроенергії на її транспортування;
3. Наявність споживачів, які сприяють встановленню засобів зменшення технічної складової втрат електроенергії.

2.3.3 Визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання вичерпної кількості критеріїв $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$, що дає змогу говорити про адекватний розв'язок поставленої задачі ранжування за вектором $\dot{T}_{РЕМ}$.

У вигляді критеріїв аналізу можна використовувати наявність вимірювального обладнання ТП-10(6) кВ у відносних одиницях та

відносні значення вектору $\dot{T}_{РЕМЭ}$. Відповідно до поставленої задачі можна запропонувати використання критеріїв поданих у табл. 2.4.

Будемо вважати відомими:

$V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ – множина ТП 10(6)кВ, які підлягають багатокритеріальному аналізу;

$C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$ – множина кількісних та якісних критеріїв, за якими ранжуються відповідні фідера.

Для вирішення цієї задачі пропонуються використовувати наступні принципи:

Принцип 1. Ранжування показників впливовості критеріїв на основі експертної інформації з використанням нечіткого багатокритеріального аналізу.

Принцип 2. Представлення показників впливовості критеріїв у вигляді добутку показників впливовості груп та показників впливовості критеріїв у відповідних групах.

Принцип 3. Ранжування варіантів на базі мінімаксного принципу теорії ігор.

Таблиця 2.4 – Характеристика критеріїв аналізу

Найменування критерію	Позначення	Діапазон можливих значень/ крок
Матеріальні (матеріальне забезпечення)		
Відносна кількість встановлених трансформаторів струму	$k_{СТ}$	[0,1-1] /0,1
Відносна кількість встановлених трансформаторів напруги	$k_{ТН}$	[0,1-1]/0,1
Відносна кількість встановлених пристроїв збору інформації	$k_{ПЗІ}$	[0,1-1]/0,1
Відносна кількість встановлених каналів зв'язку	$k_{КЗ}$	[0,1-1]/0,1
Відносна кількість наявних електронних лічильників електроенергії	$k_{Л}$	[0,1-1]/0,1
Режимні параметри (чутливість до параметрів режиму)		
Відносні значення вектору чутливості $\dot{T}_{РЕМЭ}$	$k_{\dot{T}}$	[0,1-1]

Відповідно до [96]-[98] наведемо теоретичні засади вирішення задачі ранжування ТП 10(6) кВ за першочерговістю встановлення на них вимірювальних засобів.

Враховуючи, що всі критерії є нерівнозначними, для отримання адекватного розв'язку поставленої задачі ранжування ТП 10(6) кВ, а саме для визначення показника впливовості кожного з критеріїв були використані наступні викладки з аналізу ієрархій Сааті.

Нехай w_1, w_2, \dots, w_m – коефіцієнти відносної важливості критеріїв c_1, c_2, \dots, c_m такі, що $w_1 + w_2 + \dots + w_m = 1$. Для визначення коефіцієнтів w_j , необхідно сформулювати матрицю парних порівнянь важливості критеріїв $c_i \in C$:

$$A^l = \begin{bmatrix} a_{11}^l & a_{12}^l & \dots & a_{1n}^l \\ a_{21}^l & a_{22}^l & \dots & a_{2n}^l \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1}^l & a_{n2}^l & \dots & a_{nm}^l \end{bmatrix}, \quad (2.22)$$

де елемент $a_{ij}^l = \frac{r_i}{r_j}$ – рівень переваги відповідних критеріїв c_i над c_j ,

який представляє собою відношення рангів r_i та r_j за 9-бальною шкалою Сааті:

- $r=1$ – якщо перевага критерію c_i над c_j відсутня;
- $r=2$ – якщо перевага c_i над c_j майже слабка;
- $r=3$ – якщо перевага c_i над c_j слабка;
- $r=4$ – якщо перевага c_i над c_j майже істотна;
- $r=5$ – якщо перевага c_i над c_j істотна;
- $r=6$ – якщо перевага c_i над c_j майже явна;
- $r=7$ – якщо перевага c_i над c_j явна;
- $r=8$ – якщо перевага c_i над c_j майже абсолютна;
- $r=9$ – якщо перевага c_i над c_j абсолютна.

Дана матриця (2.22) є діагональною ($a_{ii}^l = 1, i = \overline{1, n}$) та обернено симетричною ($a_{ij}^l = \frac{1}{a_{ji}^l}$).

Для того, щоб визначити коефіцієнти відносної важливості критеріїв w_i можна використовувати наступну математичну модель [96]:

$$\left. \begin{aligned}
 w_1 &= \left(1 + \frac{r_2}{r_1} + \frac{r_3}{r_1} + \dots + \frac{r_n}{r_1}\right)^{-1} \\
 w_2 &= \left(\frac{r_1}{r_2} + 1 + \frac{r_3}{r_2} + \dots + \frac{r_n}{r_2}\right)^{-1} \\
 &\dots\dots\dots \\
 w_m &= \left(\frac{r_1}{r_n} + \frac{r_2}{r_n} + \frac{r_3}{r_n} + \dots + 1\right)^{-1}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

Враховуючи, що значення критеріїв аналізу мають числові значення, складемо для проведення багатокритеріального аналізу матрицю ігор [99], яка складається після проведення фахівцями відповідних служб оцінки окремих ТП розподільних електричних мереж за кожним з критеріїв табл. 2.3. Вказана матриця має наступний вигляд:

$$v = \begin{bmatrix} k_{11}/c_1 & k_{12}/c_2 & \dots & k_{1m}/c_m \\ k_{21}/c_1 & k_{22}/c_2 & \dots & k_{2m}/c_m \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ k_{n1}/c_1 & k_{n2}/c_2 & \dots & k_{nm}/c_m \end{bmatrix}. \quad (2.24)$$

З урахуванням показників впливовості (2.24) матиме такий вигляд:

$$v = \begin{bmatrix} k_{11}^{w_1}/c_1 & k_{12}^{w_2}/c_2 & \dots & k_{1m}^{w_n}/c_m \\ k_{21}^{w_1}/c_1 & k_{22}^{w_2}/c_2 & \dots & k_{2m}^{w_n}/c_m \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ k_{n1}^{w_1}/c_1 & k_{n2}^{w_2}/c_2 & \dots & k_{nm}^{w_n}/c_m \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

де $k_{ij}^{w_j}/c_j$ – експертна оцінка і-тої ділянки електричної мережі за критерієм c_j з урахування значення впливовості даного коефіцієнта w_j на послідовність впровадження пристрої 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.

2.4 Метод визначення типових графіків втрат електроенергії

У п.п.2.2 та 2.3 показано можливість застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності. Використання пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань дозволяє виконувати розрахунки з адресного визначення втрат електроенергії за виразами (2.20)-(2.21) та створює передумови для внесення їх у тариф для кінцевого споживача.

Розрахунок тарифів на електроенергію – комплексний процес. 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.

Якщо систематична похибка розрахунку дорівнює нулю, то відносно середньоквадратичну похибку розрахунку змінних втрат за середнім значенням вихідних даних визначають за формулою з [100]

$$\delta_B = \frac{\sigma_B}{m_B}, \quad (2.26)$$

де σ_B та m_B – відповідно середньоквадратичне відхилення і математичне очікування втрат.

Для визначення інтервалу невизначеності змінних втрат і відповідного йому значення довірчої імовірності достатньо розрахувати середньоквадратичну похибку у величині змінних втрат δ_B виходячи з відомих значень середньоквадратичних похибок у вихідних даних.

За відомим значенням δ_B границі інтервалу невизначеності втрат розраховують за формулами з [100]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min} &= \Delta W_p \cdot \left(1 - t \cdot \frac{\delta_B}{100}\right) \\ \Delta W_{\max} &= \Delta W_p \cdot \left(1 + t \cdot \frac{\delta_B}{100}\right) \end{aligned} \right\}, \quad (2.27)$$

де t – параметр, що визначає інтервал і відповідну йому імовірність;

ΔW_p – розрахункове значення змінних втрат електроенергії.

Використовуючи підхід використаний у [86] та вираз для визначення вектору коефіцієнтів чутливості (2.21), розрахункові втрати електроенергії викликані навантаженням вузлів визначаються за виразом:

$$\Delta W_p = \sum_{i=1}^n \dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma} \cdot \dot{S}_{\Sigma i}, \quad (2.28)$$

де $\dot{S}_{\Sigma i}$ – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні на i -му ступені графіка навантажень;

n – кількість ступенів графіка навантаження;

або, втрати електроенергії спричинені кожним окремим j -м вузлом:

$$\Delta W_{pj} = \sum_{i=1}^n \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \cdot \quad (2.29)$$

Враховуючи, що коефіцієнти розподілу втрат за певних допущень можна вважати постійними для розподільних електричних мереж, вираз для визначення границь інтервалу невизначеності втрат електроенергії можна записати аналогічно до (2.27) :

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min j} &= \sum_{i=1}^n \left(\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \\ \Delta W_{\max j} &= \sum_{i=1}^n \left(\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left(1 + \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (2.30)$$

або втрати потужності викликані кожним окремих j -м вузлом відповідні кожному ступеню графіка навантаження:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\min ij} &= \left(\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \\ \Delta P_{\max ij} &= \left(\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left(1 + \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \end{aligned} \right\}. \quad (2.31)$$

Використовуючи вирази (2.31) і (2.26), можна розв'язати зворотну задачу – визначення середньоквадратичного відхилення σ_B за розрахованими межами інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних змінних втрат ΔW_{\min} у межах даного інтервалу:

$$\sigma_{Bij} = \frac{(\Delta P_{p ij} - \Delta P_{\min ij}(X))}{\Delta P_{p ij}} \cdot m_{Bij} \cdot 100, \quad (2.32)$$

де $\Delta P_{p ij} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij}$ – значення розрахункових змінних втрат потужності.

Математичне очікування втрат потужності можна оцінити середнім з її можливих значень:

$$m_{bij} = \frac{\Delta W_p}{n}$$

Таким чином, для побудови типового графіка втрат потужності викликаних кожним окремим вузлом відповідно до заданої йому ТГН (див п.п.2.2.1) необхідно скористатись виразом:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{PEM\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{PEM\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{max} \quad (2.33)$$

Середньоквадратичне відхилення σ_{bij} відповідне до кожного ступеня графіка ТГВ розраховується за виразом (2.32) за мінімальним значенням $\Delta P_{min ij}$ визначеним відповідно до виразу (2.33).

Пропонований метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ базується на результатах оцінки стану мережі. Застосування пропонованих типових графіків втрат потужності дає змогу 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.

Висновки по розділу 2

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

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлювальних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. 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.

3. 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. Застосування методу сприятиме зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

4. 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. Застосування запропонованих типових графіків втрат потужності дасть змогу 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.

3 СТРУКТУРА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА АЛГОРИТМИ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ

Забезпечення процесу аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж в сучасних умовах, передбачає впровадження інформаційних систем (див п. 1.1), що не тільки прискорює та спрощує цей процес, але і створює умови для побудови інтегрованих систем керування. Використання таких систем потребує вдосконалення і розробки технічного, інформаційного та програмного забезпечення. Таким чином, розробка алгоритмів практичної реалізації методів підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань, дозволить використати їх у інформаційній системі (див. п. 1.1) та підвищить достовірність результатів аналізу втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

Даний розділ присвячено розробці базових алгоритмів оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. В розділі приведено алгоритми використання типових графіків електричних навантажень та генерування ВДЕ для підвищення спостережності розподільної електричної мережі, а також алгоритми визначення типових графіків втрат потужності, на базі розроблених методів. Також у розділі наведено алгоритми визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

Розроблені алгоритми дозволяють істотно підвищити ефективність процесу розробки програмних засобів аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж, оптимально організувати управління розробкою, планувати і контролювати термінами виконання окремих її етапів.

3.1 Аналіз інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»

3.1.1 Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії АТ «Вінницяобленерго»

На сьогодні в АТ «Вінницяобленерго» прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС.

Для забезпечення моніторингу якості електроенергії в системі розподілу та для виконання вимог пункту 6.3.4. Розділу 6 "Вимірювання параметрів електричної енергії" Кодексу системи розподілу необхідно закупити переносні та стаціонарні прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії:

- Для вимірювань на шинах середньої напруги підстанції ВН/СН та СН/СН сертифіковані прилади класу "А";
- Для вимірювань на шинах низької напруги підстанції СН/НН та для реагування на скарги споживачів сертифіковані приладу класу "S".

Прилади повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010.

На 01.01.2019 року в Товаристві є в наявності багатофункціональні трифазні електронні лічильники типу SL7000, які встановлені на межі балансової належності ПС-110-35-10/6 кВ та задіяні в АСКОЕ АТ «Вінницяобленерго». Лічильники SL7000 мають можливість фіксувати рівень напруги електричної енергії та надавати інформацію в АСКОЕ.

Лічильники SL7000 дозволяють, крім вимірювань параметрів електроспоживання, проводити ряд додаткових вимірювань якості електричної енергії. Лічильники прямого і трансформаторного включення володіють розширеними функціональними можливостями, що дозволяють організувати багатотарифний облік електроенергії, автоматичне зчитування та архівацію розрахункових параметрів. Лічильники можна використати на всій території області завдяки універсальному джерелу живлення та плавному діапазону вимірювань.

Перевагами лічильників SL7000 є:

- моніторинг якості електроенергії;
- поліпшені комунікаційні можливості;
- можливість підключення до зовнішнього (резервного) джерела живлення (змінного/постійного струму 48-400В);

- багатоканальна реєстрація графіків навантаження;
- розширена функціональність з гнучкою можливістю конфігурації;
- спеціальні функції для захисту від розкрадань електроенергії;
- можливість застосування в суворих умовах навколишнього середовища;
- сумісність з протоколом DLMS-COSEM;
- розрахунок миттєвих значень навантаження і $\cos \varphi$ (значення оновлюються кожну 1 сек);
- розрахунок усередненої потужності (навантаження) за період інтеграції;
- розрахунок $\cos \varphi$ за період інтеграції;
- розрахунок мінімального $\cos \varphi$ за період інтеграції і збереження в пам'яті найменшого значення;
- розрахунок і збереження усередненого, за розрахунковий період, $\cos \varphi$;
- розрахунок максимальних значень потужності і збереження 5 максимумів навантаження за розрахунковий період;
- порівняння поточного значення потужності з пороговою величиною з метою контролю перевищення заданого ліміту;
- формування тимчасових міток для кожної з зберігаються величин;
- формування і збереження накопичувальних і нетто реєстрів максимуму потужності при виконанні операції Скидання МН / ОРП.

Оснащення такими лічильниками всіх точок обліку дозволить забезпечити спостережність розподільної електричної мережі. Однак, висока вартість пристроїв Smart Metering та необхідність великої кількості точок вимірювань змушують електропостачальні організації обмежувати впровадження Smart Metering з метою зменшення інвестицій. Тому доцільним є визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

3.1.2 Структура інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»

На сьогодні інформаційне забезпечення АТ «Вінницяобленерго» підтримується такими системами:

–автоматизована система диспетчерського та технологічного керування (АСДТК);

–автоматизована система комерційного обліку для комерційних розрахунків;

– автоматизована система обліку електроенергії для побутових споживачів.

Для вирішення задач поставлених у роботі доцільно використати інформацію, що забезпечується двома першими системами. Розглянемо ці системи більш детально.

АСДТК повинна забезпечувати єдину систему вимірювань і реєстрації технологічних параметрів, моніторинг і діагностику стану устаткування та режиму мережі в нормальних та аварійних режимах, керування оперативними перемиканнями з пунктів управління.

Її побудова повинна забезпечити підвищення керованості технологічних і бізнес процесів у ОСР за рахунок централізації та систематизації всієї наявної інформації, а також надання оперативного доступу до неї керівникам вищої та середньої ланки. На рис.3.1 зображена схема побудови АСДТК.

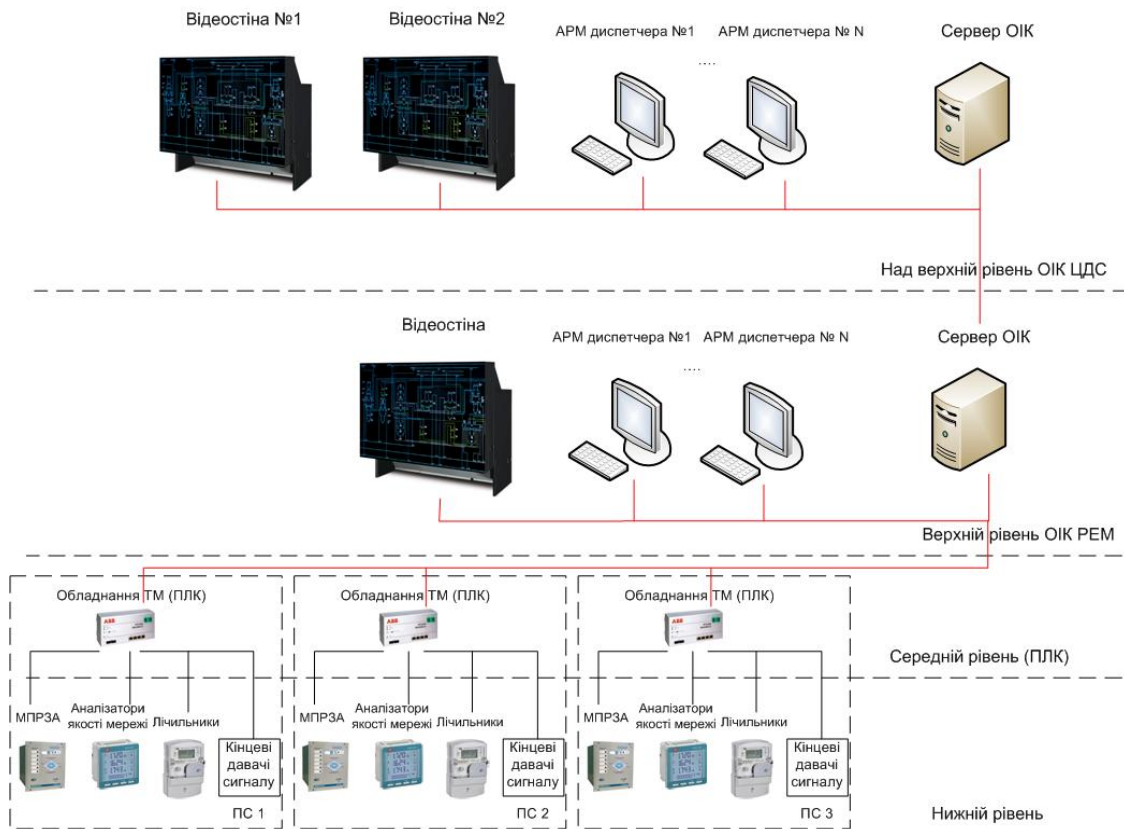


Рисунок 3.1 – Схема побудови АСДТК

Оперативно-інформаційний комплекс (ОІК АСДТК) АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» передбачає побудову чотирирівневої системи:

- Над верхній рівень ОІК ЦДС - (ОІК АСДТК є інтегрований комплекс спеціалізованого системного, прикладного, бібліотечного, інструментального та сервісного програмного забезпечення (ПО), а також програмних засобів SCADA систем для створення диспетчерських інформаційно-керуючих систем реального часу).
- Верхній рівень ОІК РЕМ.
- Середній рівень (ПЛК – спеціалізований мікропроцесорний пристрій, призначений для керування виробничими процесами в умовах промислового середовища в реальному масштабі часу).
- Нижній рівень (Давачі (перетворювачі), мультиметри, давачі положення стану вимикачів та комутаційного обладнання, кінцеві давачі сигналу, що підключаються по будь-яким аналоговим, дискретним, імпульсним, цифровим інтерфейсам зв'язку).

АСКОЕ є ієрархічною системою, що забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії [101]. В загальному випадку АСКОЕ містять два або три рівні (рис. 3.2):

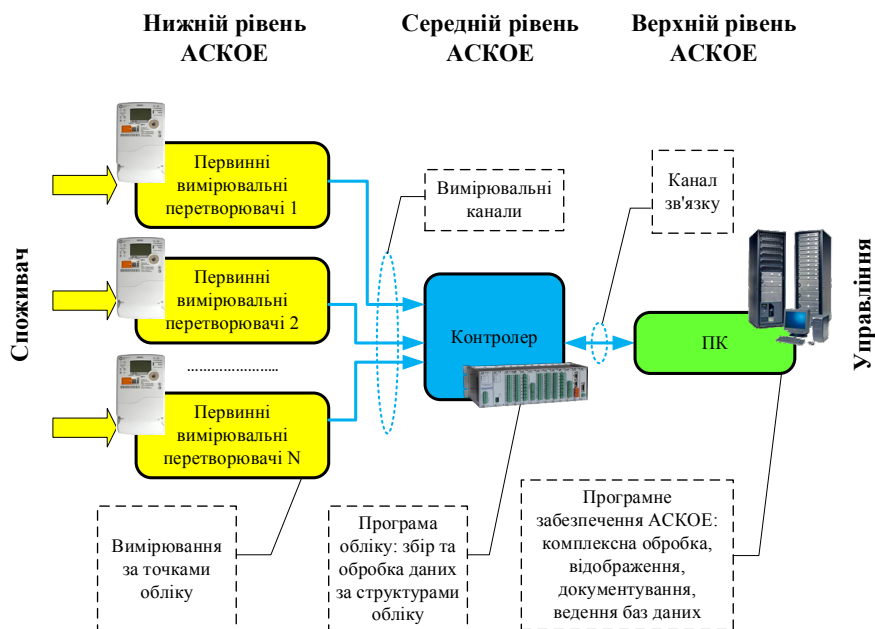


Рисунок 3.2 – Узагальнена структура АСКОЕ

- нижній рівень – первинні вимірювальні перетворювачі (ПВП) з телеметричними виходами, з безперервним або мінімальним інтервалом усереднювання вимірювальних параметрів електроенергії;
- середній рівень – контролери (спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі) з вбудованим програмним забезпеченням обліку, які здійснюють в заданому циклі інтервалу усереднювання цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ПВП, накопичення, оброблення і передавання цих даних на верхній рівень;
- верхній рівень – персональний комп'ютер (ПК) із спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, що здійснює збір інформації з контролера (або групи контролерів) середнього рівня, підсумкове оброблення цієї інформації як по точках обліку, так і по їх групах (підрозділам і об'єктам підприємства), відображення і документування даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і ухвалення рішень (керування) оперативним персоналом служби головного енергетика і керівництвом підприємства.

Нижній рівень АСКОЕ пов'язаний із середнім рівнем вимірювальними каналами, в які входять всі вимірювальні засоби і лінії зв'язку від точки обліку до контролера.

Середній рівень АСКОЕ поєднаний з верхнім рівнем каналом зв'язку, в якості якого можуть використовуватися фізичні проводові лінії зв'язку.

Основною метою створення АСКОЕ є вирішення на основі точної й оперативно одержуваної інформації питань підвищення ефективності і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження, локалізації втрат електроенергії, а також вирішення питань фінансових взаємовідносин [101].

АСКОЕ повинні встановлюватись на окремому периметрі вимірювання зі складанням балансу споживання електричної енергії у ньому.

Черговість встановлення АСКОЕ на периметрах вимірювань визначається за результатами пофідерного аналізу (балансу) за умови перевищення нормативу технологічних витрат у електромережах з техніко-економічним обґрунтуванням та розрахунком економічного ефекту [13].

Основними кандидатами на першочерговість улаштування автоматизованих систем обліку є:

1. Енерговузли з найбільшим відсотком втрат електричної енергії;
2. Енерговузли з обмеженим доступом до приладів обліку;
3. Найбільш енергоємні вузли;
4. Енерговузли з низькою якістю електропостачання.

Таким чином системи АСДТК та АСКОЕ є саме тими системами у які можуть бути впроваджені розроблені у попередніх розділах методи і алгоритми.

3.2 Алгоритми підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань

3.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільних мереж

У п.п. 2.2 розроблено метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням псевдовимірювань у вигляді типових графіків електричних навантажень. Застосування даного методу для підвищення спостережності розподільних електричних мереж передбачає застосування процедури зворотного інтегрування інформації з білінгової системи та визначення максимального спожитого значення потужності P_i^{\max} .

Алгоритм визначення максимального спожитого значення потужності та псевдовимірюваннями (див. п.п. 2.1) з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді приведено на рис. 3.3.

У відповідності до наведеного алгоритму співставлення КВЕД [102] заданих вузлів з інформацією про ТГН «Альбому типових графіків електричних навантажень» [103], вибірку ТГН та їх середньоквадратичних відхилень для кожного часу доби відповідно до заданого списку псевдовимірювань у вузлах θ_v винесено на початок алгоритму, оскільки даний етап не потребує обчислень. Також на етапі введення початкових даних зчитується інформація про спожиту електроенергію із білінгової підсистеми, яка зберігається там у агрегованому вигляді відповідно до встановленої тривалості подачі показників. Зазвичай період агрегування інформації у білінговій підсистемі становить 30 календарних днів. Тому отриману інформацію W^B необхідно привести до 1 доби.

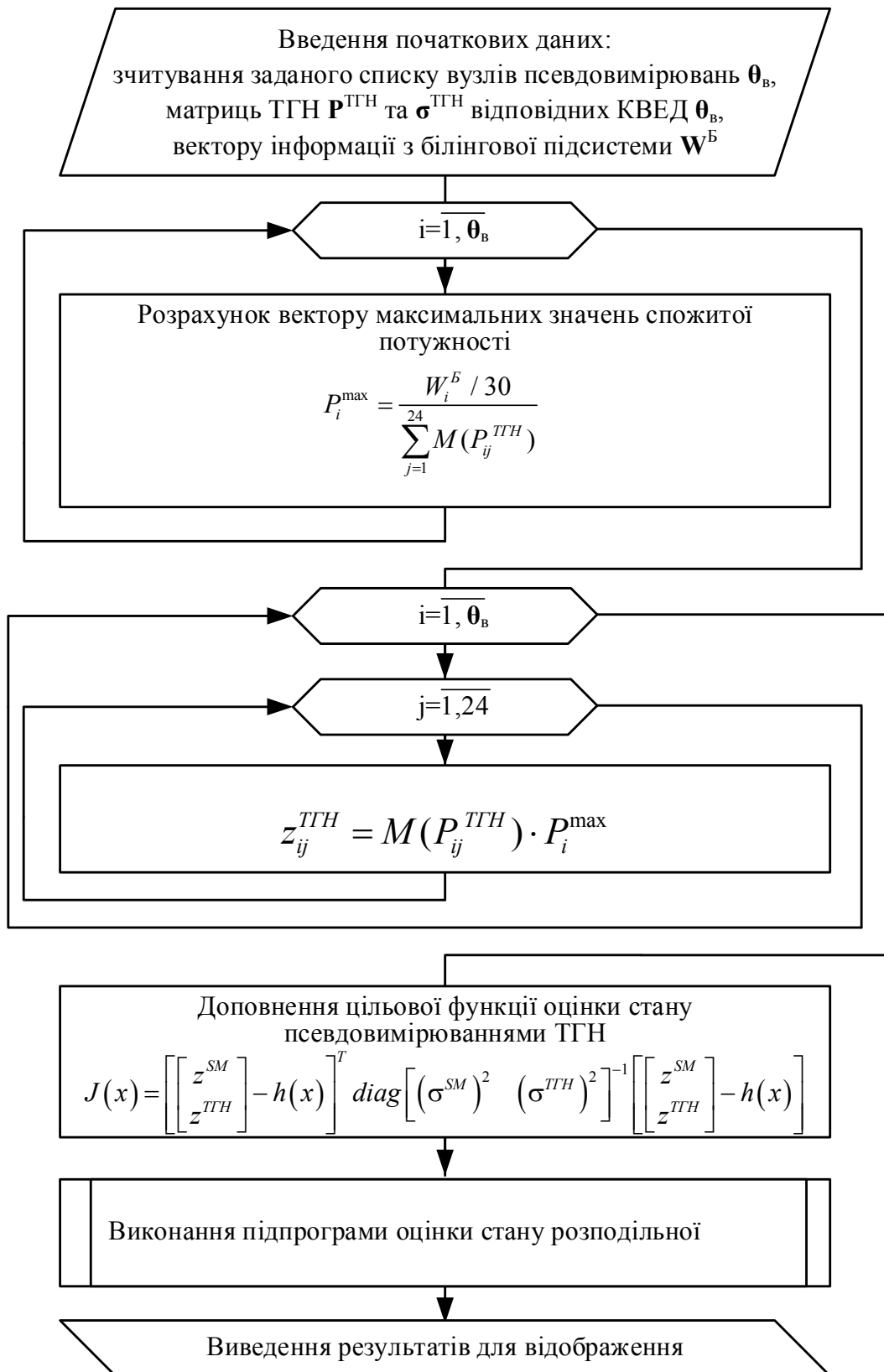


Рисунок 3.3 – Алгоритм доповнення цільової функції оцінки стану псевдовимірюваннями ТГН

На наступному етапі циклічно, за кількістю вузлів у заданому списку θ_v розраховуються максимальні значення спожитої потужності для кожного вузла псевдовимірювань (див.п.п.2.2.1) та у абсолютних одиницях за виразом:

$$P_i^{\max} = \frac{W_i^B / 30}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}$$

За результатами розрахунку P^{\max} формується вектор псевдовимірювань що відповідає зазначеним КВЕД споживачів:

$$z_{ij}^{TGH} = M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}$$

Отримані псевдовимірювання доповнюють вектор спостереження z , що вміщує вимірювання отримані з пристроїв Smart Metering та підвищують спостережність розподільної електричної мережі до рівня, що дозволяє ідентифікувати її стан.

Після доповнення вектору стану цільова функція оцінки стану приймає такий вигляд:

$$J(x) = \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \right]^{-1} \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min$$

та передається у підсистему оцінки стану.

У цьому випадку похибка оцінки стану вузлів із псевдовимірюваннями буде значно перевищувати похибку вузлів із вимірюваною інформацією відповідно до заданих середньоквадратичних відхилень σ_i^{TGH} та виразу (2.2).

3.2.2 Алгоритм врахування надходжень електроенергії з відновлюваних джерел для підвищення спостережності розподільних мереж

Алгоритм застосування пропонованого у п.п.2.2.2 методу врахування електроенергії генерованої відновлювальними джерелами енергії у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі приведено на рис. 3.4.

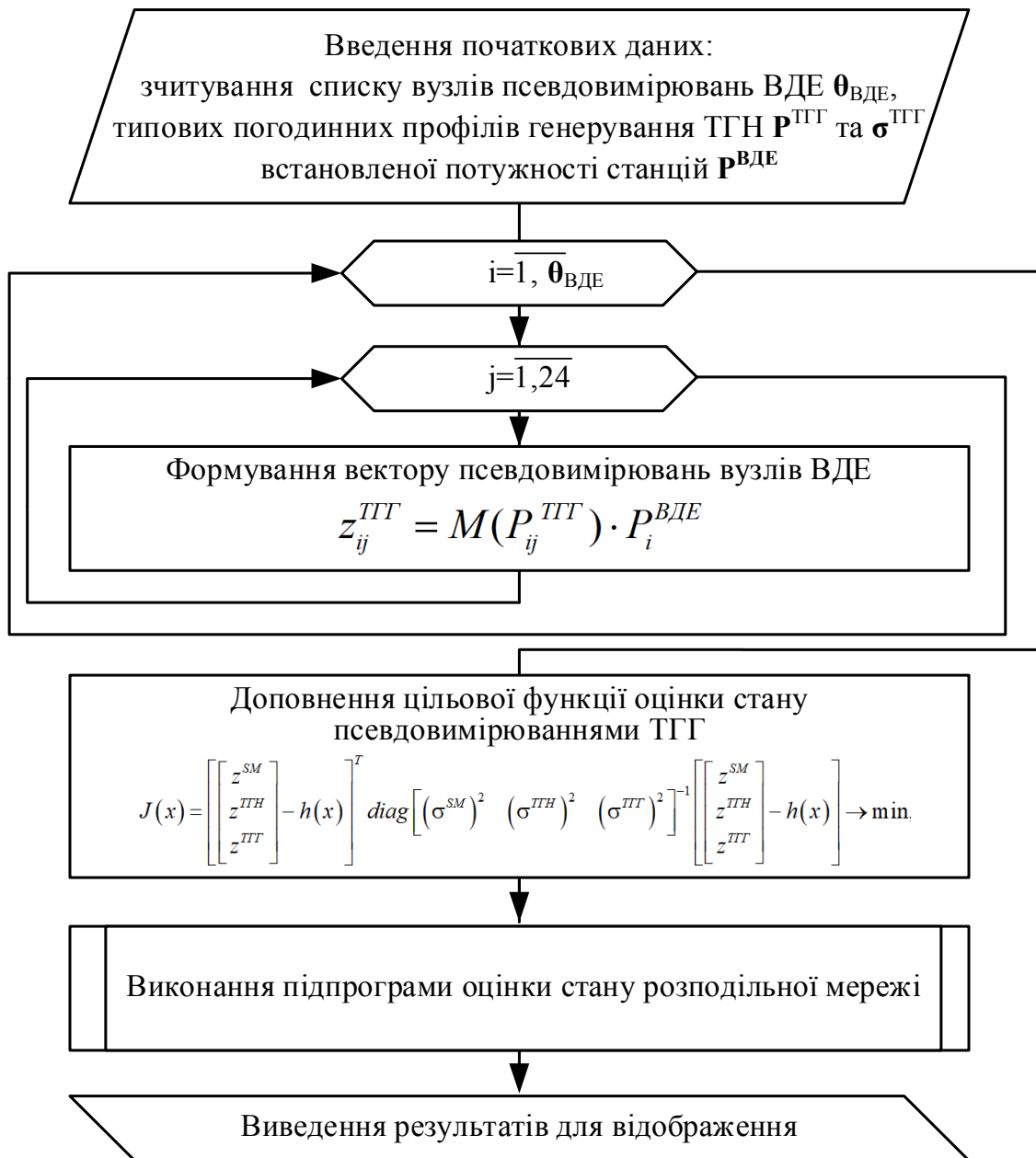


Рисунок 3.4 – Алгоритм врахування електроенергії генерованої відновлювальними джерелами енергії

Застосування наведеного алгоритму передбачає використання типових погодинних графіків генерування для відновлення втраченої інформації про обсяг електричної енергії, який відпущений в електричну мережу ВДЕ або прогнозування її виробітку.

Типові добові графіки генерування формуються на основі типових наборів даних про метеорологічний рік для конкретної місцевості з прив'язкою до місяця.

Для фотовольтаїчних електричних станцій на основі типового графіку сонячної погодинної інсоляції I_{cn} формується типовий графік генерування потужності для вказаного ВДЕ за виразом (див. п.п. 2.2.2):

$$P_{ij}^{TTT} = F_{тер} \cdot I_{cn} \cdot \eta_{фм} \cdot \Delta P_{\%}$$

Для вітрових електричних станцій типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості вітру перераховуються відповідно до залежностей потужності вітрогенераторів від швидкості вітру (див.п.п. 2.2.2)

За результатами розрахунку P_{ij} формується вектор псевдовимірювань що відповідає зазначеним типовим графікам генерування:

$$z_{ij}^{TTT} = M(P_{ij}^{TTT}) \cdot P_i^{ВДЕ}$$

Наступним кроком алгоритму псевдовимірювання генерування потужності ВДЕ доповнюють вектор спостереження z , що вміщує вимірювання отримані з пристроїв Smart Metering, псевдовимірювання отримані на базі ТГВ (див. п.п.2.2.1). Після доповнення вектору стану цільова функція оцінки стану приймає такий вигляд:

$$J(x) = \left[\begin{array}{c} z^{SM} \\ z^{TTH} \\ z^{TTT} \end{array} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TTH})^2 \quad (\sigma^{TTT})^2 \right]^{-1} \times \\ \times \left[\begin{array}{c} z^{SM} \\ z^{TTH} \\ z^{TTT} \end{array} - h(x) \right] \rightarrow \min$$

Доповнена цільова функція передається у підсистему оцінки стану. За допомогою процедури оцінки стану використані ТГГ та ТГН уточнюються відповідно до попередньо заданої похибки. Отримані результати максимально точно відповідають значенням вимірюваним за

допомогою пристроїв Smart Metering та балансуються відповідно до графіка надходження електроенергії вимірюваного у голові фідера.

Результати, отримані на основі розробленого методу та алгоритму, дозволяють ідентифікувати стан електричної мережі та підвищити її спостережність для розподільних електричних мереж з ВДЕ. Підвищення спостережності ЕМ дозволить підвищити точність аналізу енергоефективності розподільних мереж за розрахунковий період та підвищити точність визначення НЗТВЕ.

3.2.3 Базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань

Розроблені у п.п. 2.2 методи підвищення спостережності ЕМ та їх алгоритми (див. п.п. 3.2.1 і 3.2.2) призначені для використання у задачі розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах та їх структурування. Розв'язання вказаної задачі потребує застосування алгоритму оцінки стану (див. п.п. 2.1) у якості базової процедури, що буде використана для отримання кінцевого результату, а саме уточненого значення технічних втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

На основі наявної інформації базовий алгоритм оцінки стану складається з таких етапів:

1. *Попередня фільтрація вимірювань*: перевірка отриманої множини даних для виявлення та усунення вимірювань, які явно помилкові (негативні значення напруги, потужність потоків виходить за межі діапазону, тощо).

2. *Аналіз топології електричної мережі*: на основі стану комутаційних пристроїв та інформації про зв'язність схеми будується математична модель електричної мережі.

3. *Аналіз спостережності*: виконується аналіз достатності наявної інформації для оцінки стану електричної мережі. Якщо спостережною є лише частина мережі, то для неї визначаються спостережні ділянки.

4. *Оцінка стану*: обчислюється статистично оптимальний стан мережі або стан, який найкраще відповідає заданому набору режимних параметрів та її топології з урахуванням точності наявних вимірювань.

5. *Контроль помилкової обробки даних*: на основі статистичних залежностей, ця функція виявляє наявність потенційних помилок у наборі вимірювань. Якщо кількість помилок не перевищує допустимої, то їх можна виявити та усунути.

Математична модель та необхідні етапи оцінки стану приведено у п.п. 2.1.2. У відповідності до наведених етапів та математичних виразів блок-схема застосування базового алгоритму оцінки стану має вигляд показаний на рис. 3.5.

Наведений алгоритм ілюструє ітеративна процедура заснована на нормальних рівняннях.

На початку алгоритму задається вектор стану з початковими наближеннями у вигляді вимірювань Smart Metering та псевдовимірювань, встановлюється лічильник ітерацій $k = 0$. Готується оптимальне сортування рядків та стовпців, для якого необхідні лише ненульові елементи. На наступному кроці обчислюється похибка вимірювань $\Delta z^k = z - h(x^k)$. Наведений алгоритм передбачає виконання хоча б однієї ітерації незалежно від початкових даних. Наступним кроком обчислюється матриця Якобі за виразом:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}.$$

Відповідно до поставленої задачі у якості вимірювань використовуються показники лічильників та псевдовимірювання у вузлах. Тому вирази для знаходження елементів матриці Якобі матимуть такий вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} &= \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + U_i G_{ii}, \\ \frac{\partial P_i}{\partial U_j} &= U_{ij} (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}), \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} &= \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) - U_i B_{ii}, \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} &= U_{ij} (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}). \end{aligned}$$

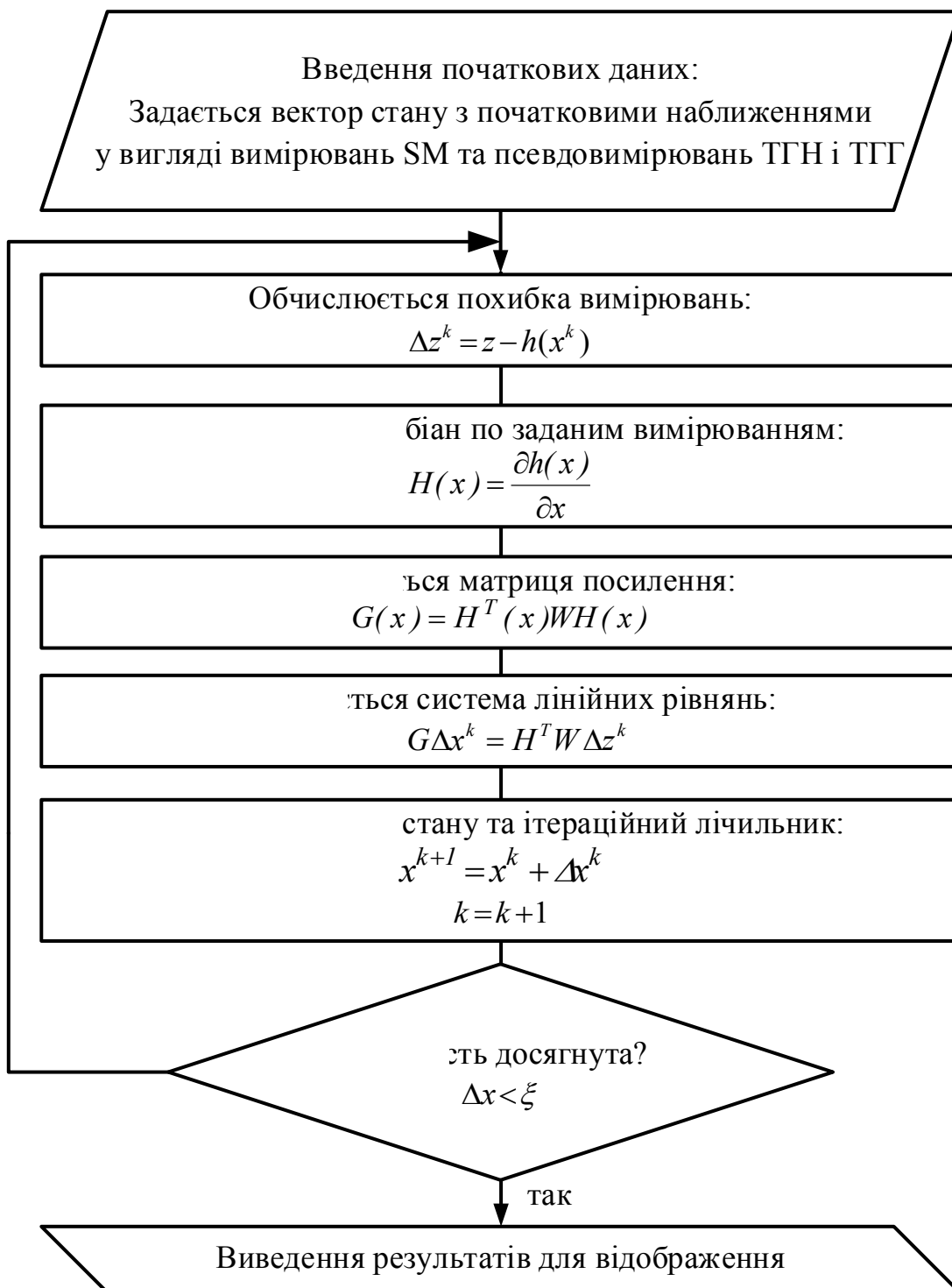


Рисунок 3.5 – Блок-схема застосування базового алгоритму оцінки стану

Відповідно до розрахованої матриці Якобі визначається матриця посилення:

$$G(x) = H^T(x)WH(x).$$

Наступним кроком алгоритм передбачає розв'язання лінійної системи рівнянь:

$$G\Delta x^k = H^T W \Delta z^k.$$

Після розв'язання системи рівнянь вектор стану $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ оновлюється і процес повторюється.

Якщо будь-який з елементів $\Delta x < \xi$ менше заданого порогу збіжності ξ , повертаємося до кроку 2. В іншому випадку - зупиняємось.

Пропонований алгоритм використовується для визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

3.3 Алгоритми визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах

3.3.1 Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності між вузлами розподільних мереж

У п. 2.3 розроблено метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

Застосування даного методу передбачає визначення вектору коефіцієнтів розподілу втрат потужності у схемі від потужності навантаження кожної ТП та базується на результатах оцінки стану ЕМ (див. п.п. 2.1.2 та п.п.3.2.3). Алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності приведено на рис. 3.6.

У відповідності до наведеного алгоритму, введення початкових даних, а також формування вектору стану винесено на початок алгоритму, оскільки даний етап не потребує обчислень.

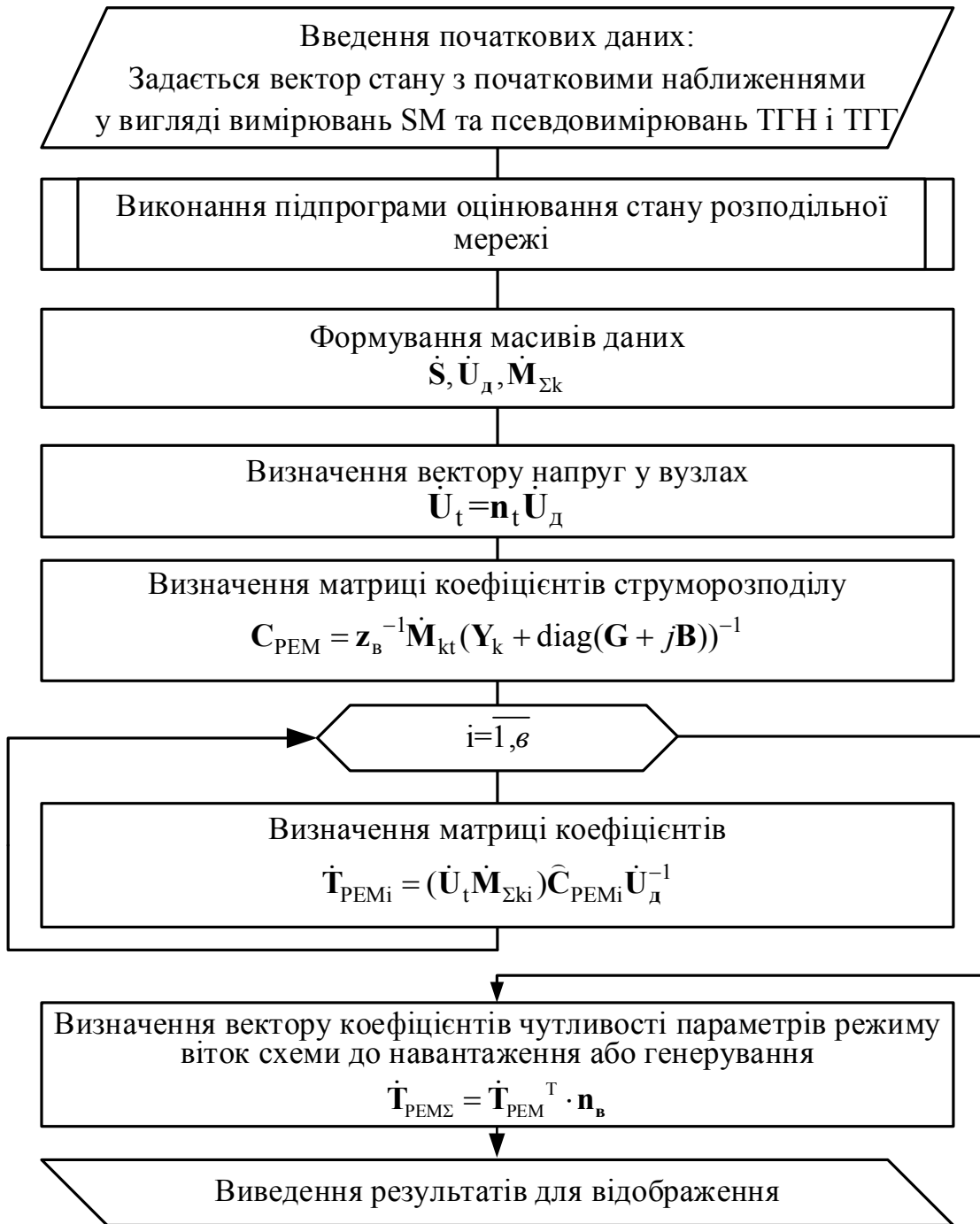


Рисунок 3.6 – Алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності

Відповідно до введених даних виконується оцінка стану електричної мережі. Такий підхід дозволяє врахувати спади напруги у вітках схеми та зберігає нелінійну залежність втрат від параметрів режиму, враховує неузгодженість вимірювань та псевдовимірювань. Оцінка стану виконується на основі алгоритму наведено у п.п.3.2.3.

За результатами розрахунків формуються масиви напруги \dot{U} і \dot{U}_d у вузлах і уточнений вектор потужностей навантажень \dot{S} з урахуванням очікуваних середньоквадратичних відхилень окремих вимірювань $W = \text{diag}[\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]^{-1}$.

Як показано на рис. 3.6, після уточнення початкових даних розраховується матриця коефіцієнтів струморозподілу з врахуванням поперечної складової схеми заміщення трансформатора методом одиничних струмів або за формулою (2.19):

$$C_{\text{PEM}} = z_B^{-1} \dot{M}_{\text{kt}} (\mathbf{Y}_k + \text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B}))^{-1}.$$

Далі, у відповідності з алгоритмом, по рядках формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності \dot{T}_{PEMi} з використанням матричного співвідношення (2.20):

$$\dot{T}_{\text{PEMi}} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{\text{PEMi}} \dot{U}_d^{-1}.$$

Для визначення режимного критерію оптимальності встановлення пристроїв Smart Metering з використанням матриці \dot{T}_{PEM} , на наступному кроці алгоритму розраховується вектор коефіцієнтів чутливості параметрів режиму віток схеми до навантаження або генерування у вузлах PEM за таким виразом:

$$\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma} = \dot{T}_{\text{PEM}}^T \cdot \mathbf{n}_b.$$

Коефіцієнти розподілу втрат потужності $\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma}$ приведені до ТП та вказують на частку втрат потужності викликаних цією ТП у електричній мережі.

Отримані результати виводяться для відображення та аналізу.

3.3.2 Визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах

У п.п. 2.5 розроблено метод визначення типових графіків втрат потужності для ТП. Використання вказаного методу дозволить виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного вне-

сення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача. Алгоритм застосування пропонованого методу приведено на рис. 3.7.

Робота пропонованого алгоритму передбачає наявність набору режимів електричної мережі поданих у вигляді вимірних або розрахункових графіків навантаження ТП. Відповідно до першого етапу роботи алгоритм передбачає виконання програми оцінки стану для узгодження наявної інформації про параметри режиму за алгоритмом (див. п.п. 3.2.3). На основі результатів оцінки стану режимів визначаються коефіцієнти розподілу втрат потужності за алгоритмом визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності (див. п.п. 3.3.1).

Наступним етапом передбачено пошук статистично рівноважних станів втрат потужності. На даному етапі відбувається фільтрація отриманої інформації для видалення грубих помилок та локальних викидів навантаження.

Далі відбувається запуск алгоритму кластеризації коефіцієнтів розподілу втрат потужності для групування типових режимів електричної мережі за святковими, вихідними і робочими днями та утворення кластерів схожих між собою графіків навантажень.

На основі отриманих кластерів графіків навантажень визначаються середньозважені коефіцієнти розподілу втрат потужності, які використовуються для визначення типових графіків втрат потужності кожної ТП за виразом:

$$M(\Delta P_{ij}^{TGB}) = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}),$$

або у іменованих одиницях:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\text{max}}.$$

Отримані результати виводяться для відображення та можуть використовуватись у вигляді типових графіків втрат потужності та можуть використовуватись для виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створювати передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

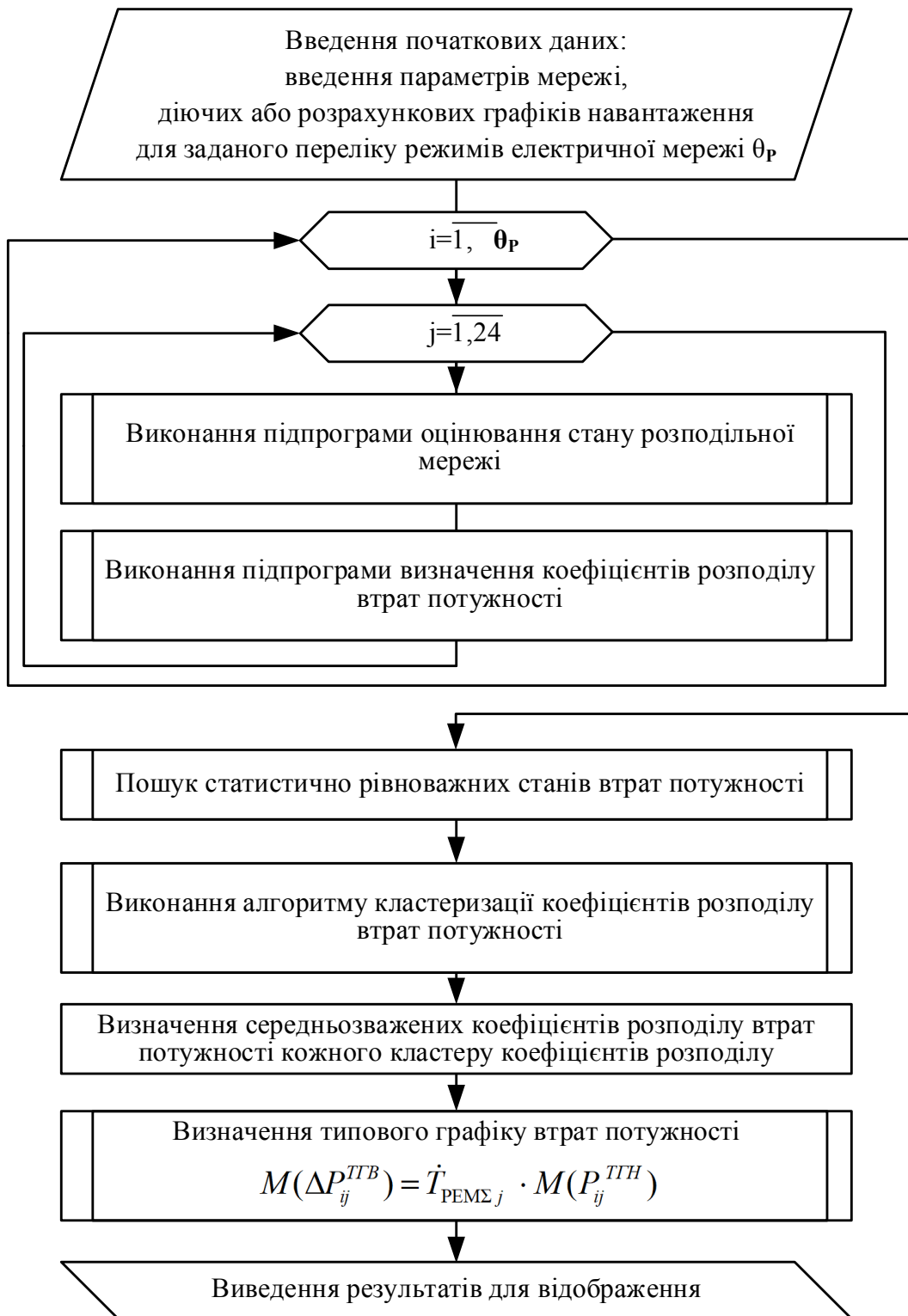


Рисунок 3.7 – Алгоритм визначення типових графіків втрат потужності

3.4 Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах

Досліджені математичні моделі багатокритеріального аналізу варіантів та розроблена структура факторів, які впливають на спостережність електричної мережі дають можливість побудувати алгоритм методу визначення оптимальної послідовності встановлення пристроїв Smart Metering на ТП наведений на рис. 3.8.

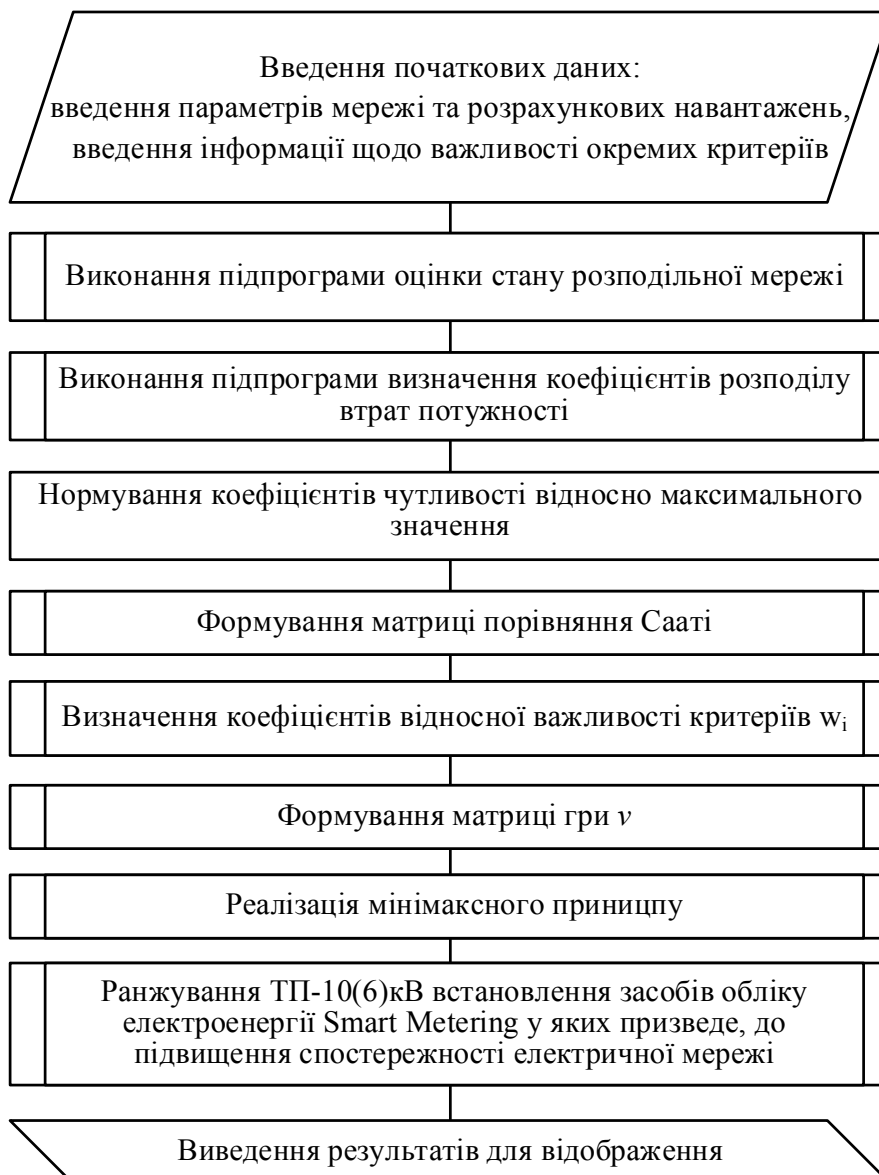


Рисунок 3.8 – Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах

Етапи оцінки стану, визначення коефіцієнтів розподілу та їх нормування можна вважати підготовчими, тобто їх може виконати спеціаліст з розрахунків електричних режимів та аналізу технологічних витрат електроенергії один раз. Реалізація цих кроків передбачає введення експертної інформації, щодо важливості кожної групи та факторів, які входять до складу останніх.

Наступним етапом передбачено використання методу аналізу ієрархій Сааті (див. п.п .2.3). На цьому етапі формується матриця парного порівняння та рівень переваги відповідних критеріїв. На базі визначених рівнів переваги розраховуються коефіцієнти відносної важливості критеріїв w та складається матриця гри з урахуванням коефіцієнтів впливовості.

Матриця гри v заповнюється характеристиками окремих ТП 10(6) кВ по кожній з них у вигляді оцінок з інтервалу $[0, 1]$. Степеня даних характеристик будуть коефіцієнти важливості критеріїв w .

Останнім кроком є реалізація мінімаксного принципу результатом якого є послідовність впровадження пристроїв обліку на ТП за режимними та технічними (матеріальними) параметрами, тобто прийняття рішення щодо необхідності першочергового впровадження Smart Metering саме на цій ТП фідера.

Висновки по розділу 3

1. Запропоновано алгоритми практичної реалізації методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. Розроблені алгоритми використовують типові графіки електричних навантажень та враховують електроенергію генеровану відновлювальними джерелами енергії для підвищення спостережності розподільної електричної мережі. Для оцінки ефективності алгоритмів практичної реалізації методу підвищення спостережності запропоновано базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних.

2. Запропоновано алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності у схемі від потужності навантаження. Розраховані коефіцієнти розподілу втрат потужності можна використати у якості режимних критеріїв для вибору оптимального місця розташування

пристроїв Smart Metering, а також у алгоритмі визначення типових графіків втрат потужності.

3. Застосування розробленого алгоритму визначення типових графіків втрат потужності дозволить автоматизувати уточнення структури балансу електроенергії для кожного об'єкта обліку та створити набір типових графіків втрат потужності для кожної ТП залежно від періоду року. Це створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

4. Використання алгоритму визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу дозволить обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering (у особливо критичних точках вимірювання) в умовах обмеженого фінансування.

4 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ

У попередніх розділах було запропоновано ряд методів та алгоритмів, які дозволяють підвищувати спостережність розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. У даному розділі виконано ряд практичних розрахунків, які підтверджують адекватність запропонованих методів та працездатність алгоритмів.

Розрахунки виконувалися, на прикладі фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна». Вказаний фрагмент мережі було обрано з міркувань доступності для проведення натурного експерименту, наявності різномісних споживачів, кабельних вставок, різномісного трансформаторного обладнання. Тобто вказаний фрагмент досить точно відтворює стан розподільних електричних мереж, а отримані результати нададуть можливість зробити узагальнені та систематизовані висновки.

Ефективність та адекватність розроблених методів і алгоритмів може бути показана шляхом обчислювального експерименту. В даному розділі на прикладі реальної розподільної електричної мережі показано працездатність та ефективність методів й алгоритмів, що запропоновані в роботі. Виконано практичні розрахунки з використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі. Досліджено ефективність визначення типових графіків втрат потужності. Визначено оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу. За результатами розрахунків запропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering.

4.1 Перевірка адекватності результатів відтворення та узгодження ТГН

4.1.1 Результати натурального експерименту на прикладі міських кабельних мереж м. Вінниці

Для фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна» (рис. 4.1), що містить 5 ТП 10/0,4 (7 трансформаторів 10/0,4 кВ) було проведено натурний експеримент з метою отримання інформації про повністю спостережну електричну мережу з використанням електронних лічильників [6], [11], [104]. Параметри схеми електричної мережі наведено у табл.4.1. Отримана інформація була використана для перевірки адекватності результатів використання розроблених у роботі методів.

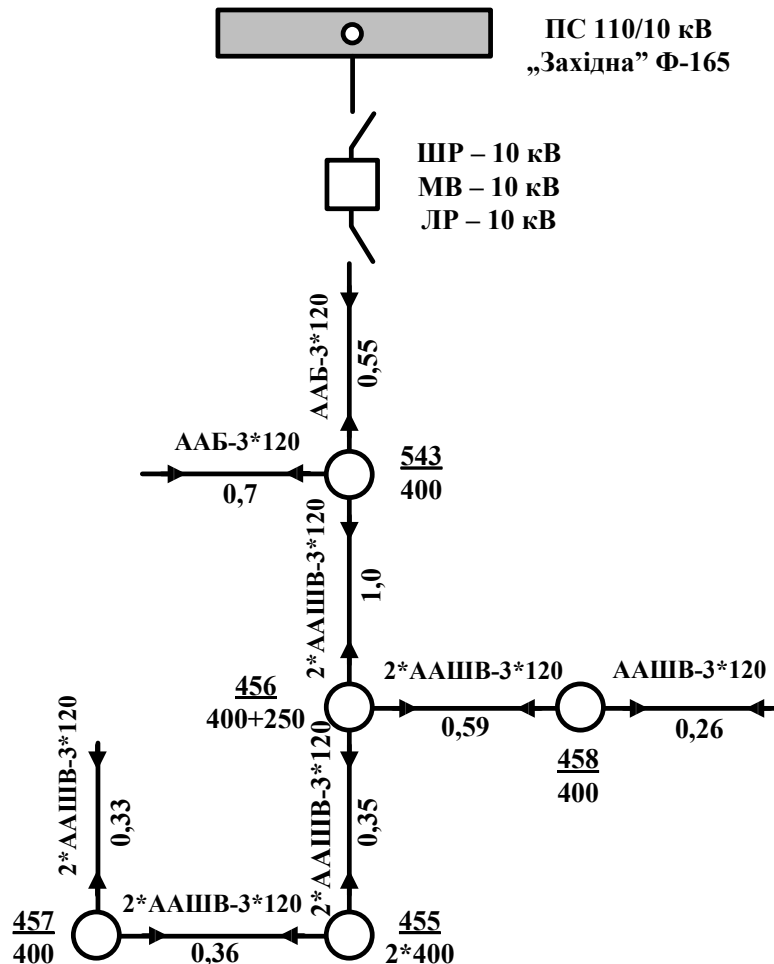


Рисунок 4.1 – Фрагмент спостережної електричної мережі 10 кВ

Таблиця 4.1 – Параметри фрагменту схеми електричної мережі 10 кВ

№ початку	№ кінця	R, Ом	X, Ом	B, См	R0, Ом	X0, Ом	B0, См	L, км
165	543	0,1435	0,0446	6,4E-05	0,261	0,081	0,000116	0,55
543	456	0,131	0,041	0,00023	0,131	0,041	0,000232	1
456	458	0,0773	0,0242	0,00014	0,131	0,041	0,000232	0,59
456	455	0,0458	0,0144	8,1E-05	0,131	0,041	0,000232	0,35
455	457	0,0472	0,0148	8,4E-05	0,131	0,041	0,000232	0,36

Використовуючи електронні лічильники (табл. 4.2), для фідера було забезпечено синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії з півгодинним інтервалом протягом 11 діб. Таким чином було забезпечено повну спостережність мережі для визначення балансових втрат електроенергії. Крім того, отримано дані для оцінювання динаміки розподілу навантаження між підстанціями для послідовних півгодинних періодів.

Таблиця 4.2 – Марки лічильників Smart Metering

ТП “Західна”	“Елвін” № 8506
ТП-455 (Т-1)	“Арго” № 409036
ТП-455 (Т-2)	“Арго” № 409022
ТП-456 (Т-1)	“Арго” № 404725
ТП-456 (Т-2)	“Арго” № 404785
ТП-457	“Арго” № 404700
ТП-458	“Арго” № 402874
ТП-543	“Арго” № 409061

Протягом періоду проведення експерименту лічильник на головній ділянці фідера (клас точності 0,1) зафіксував наступний графік надходження електроенергії (рис. 4.2). До вибірки увійшли як робочі дні: перша, друга, третя, восьма та дев’ята доба, так і святкові: з четвертої по сьому, десята та одинадцята доба. Перелік споживачів фідера містить юридичних та побутових абонентів. Останнє дає змогу робити узагальнення за результатами аналізу основної та тестової вибірок.

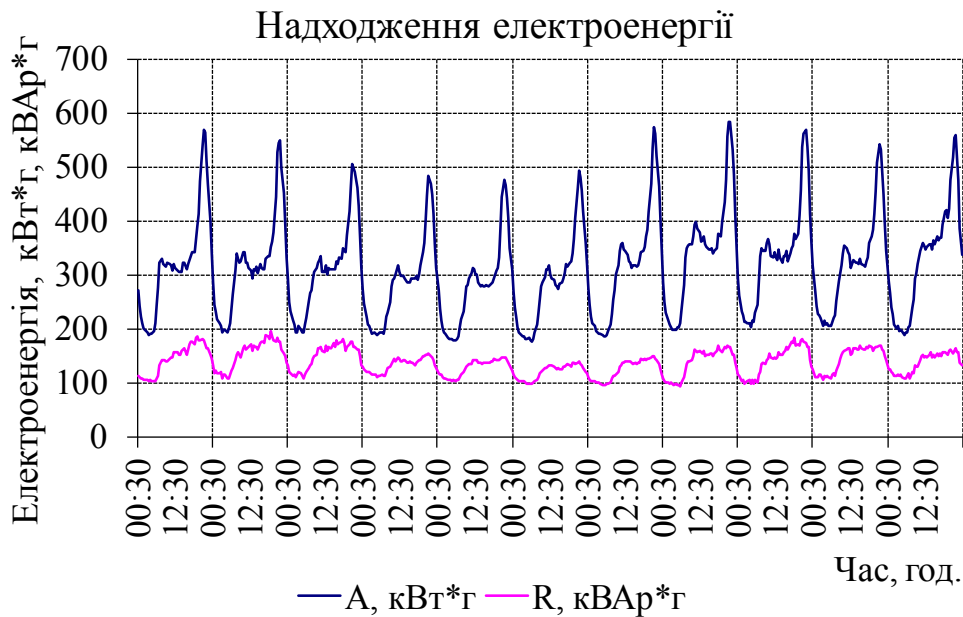


Рисунок 4.2 – Виміряні значення надходження електроенергії з головної ділянки фідера ТП 110/10 кВ протягом одинадцяти днів

Серед ТП 10/0,4 кВ, що задіяні у експерименті, були такі що живлять промислове навантаження (для них 1,2,3 травня спостерігається характерний провал), а також "комунально-побутові", характер відпуску електроенергії з яких фактично не змінюється у святкові дні (рис. 4.3).

В процесі обробки результатів експерименту було виявлено ряд проблем. Так у випадку недостатньої часової синхронізації показників різними лічильниками балансові втрати активної енергії не відповідають дійсним. При цьому неодночасність може проявлятися не за рахунок неякісного програмування лічильників (невиконання умов синхронізації часу), а за рахунок різного принципу фіксації даних (наприклад, "АРГО" фіксує спожиту електроенергії за 0,5 год., а "ЕЛВІН" – середню потужність за попередній період, а електроенергії – лише за добу). Виявлено також, що в процесі розрахунку режимів міських кабельних мереж 10 кВ, а також під час складання балансів реактивної потужності обов'язковим є врахування ємнісної генерації кабельних ліній.

Таким чином для використання отриманих результатів обов'язковою є їх синхронізація за допомогою методів оцінки стану електричної мережі (див.п.п. 3.1.3).

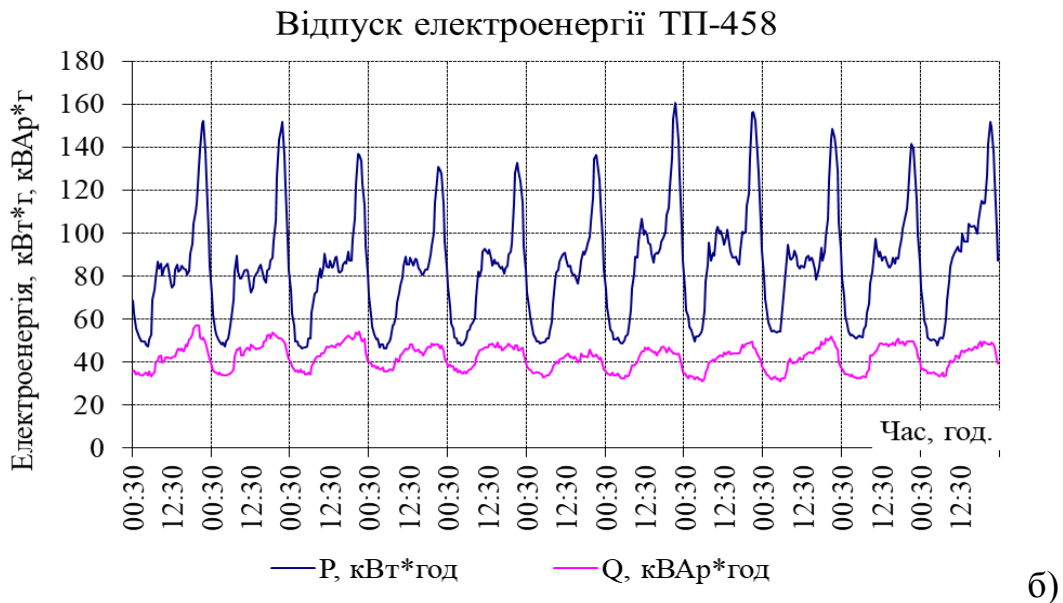
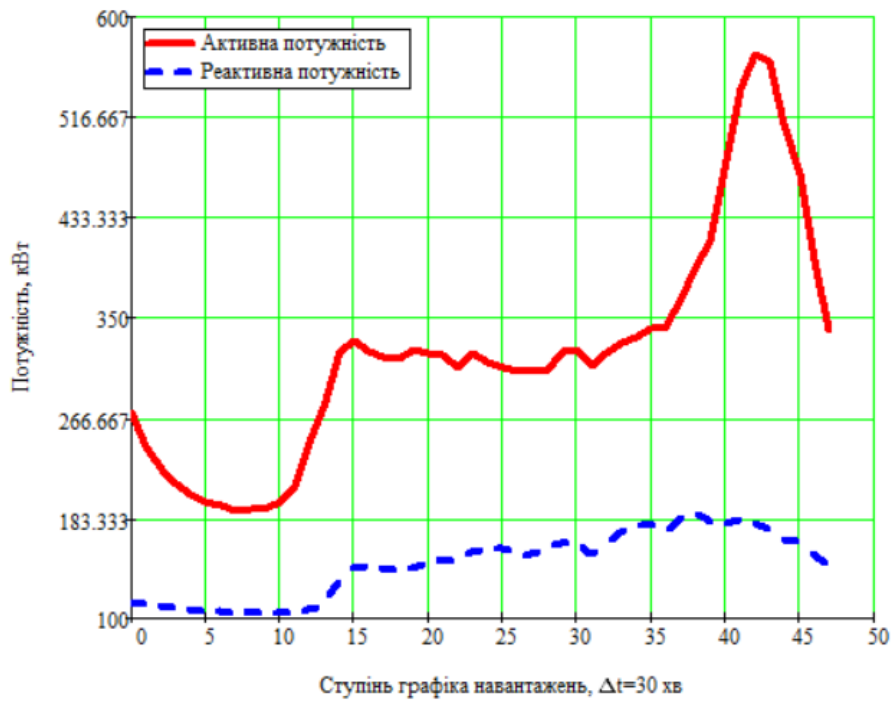


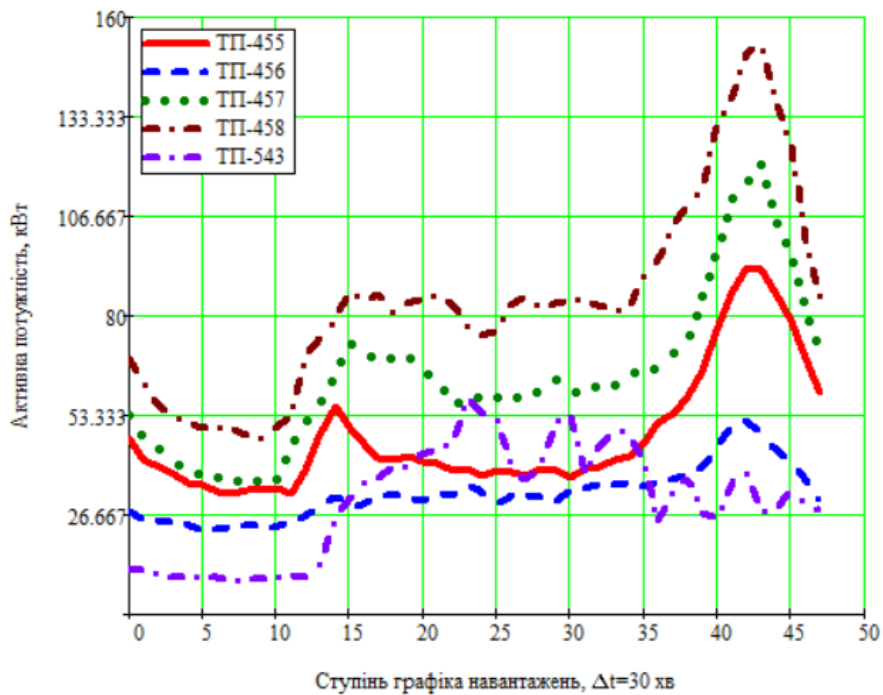
Рисунок 4.3 – Графіки відпуску електроенергії для промислових ТП-543 (а) та комунально-побутових ТП-458 (б) споживачів

Реєстрація параметрів та характер графіка надходження та відпуску електроенергії засобами Smart Metering за одну добу 26.04 показано на рис. 4.4. Як видно з рис. 4.4 форма графіка відпуску електроенергії по ТП-455, ТП-456, , ТП-457 повторює форму графіка надходження електроенергії. Це пояснюється переважаючим навантаженням "комунально-побутових" споживачів. Від ТП-543 отримує живлення також ДПТНЗ «Вінницьке вище професійне училище сфери

послуг», навантаження якого змінює загальну форму графіка споживання електроенергії.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Виміряні значення добового надходження електроенергії з головної ділянки фідера (а) та добового відпуску електроенергії споживачів по всім ТП (б)

4.1.2 Аналіз ефективності застосування типових графіків навантаження для розрахунку псевдовимірювань графіків електричних навантажень споживачів

З метою перевірки ефективності застосування методу зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження розробленого у п.п. 2.2.1 в роботі визначено значення максимальної спожитої потужності P_i^{max} за виразом (2.14):

$$P_i^{max} = \frac{W_i^B}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}$$

Результати визначення максимальної спожитої потужності за пропонованим методом та за результатами реальних вимірювань наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунки максимальної спожитої потужності по ТП

Назва ТП	ТП-455	ТП-456	ТП-457	ТП-458	ТП-543
Вимірне значення максимальної спожитої потужності, кВт	136,6	127,8	129,8	160,8	77,64
Відтворене значення максимальної спожитої потужності, кВт	137.77	136.62	130.9	174.8	66.75
Похибка відтворення максимальної спожитої потужності, %	0.86%	6.90%	0.85%	8.71%	14.03%

Відповідно до розрахункової максимальної спожитої потужності по ТП виконано відновлення графіків навантажень всіх ТП. Враховуючи характер навантаження ТП обрано ТГН для "комунально-

побутових" споживачів [105]. На рис. 4.5 наведено графіки відпуску електроенергії, зафіксовані на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений по ТГН графік навантаження за одну добу 26.04.

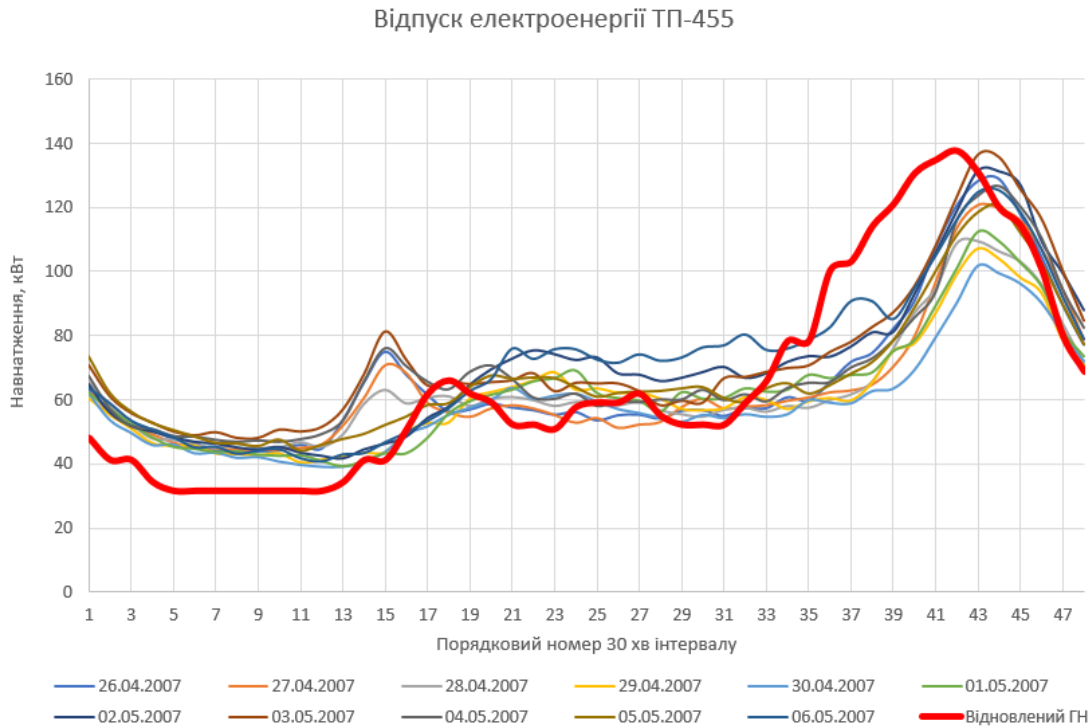


Рисунок 4.5 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений по ТГН графік навантаження за одну добу 26.04

Аналогічні розрахунки було виконано для всіх ТП 10/0,4 кВ. Подібність відновлених ТГН та виміряних результатів було оцінено за допомогою середньоквадратичного відхилення відповідно до кожної доби вимірювань та ТП. Результати розрахунків показано на рис.4.6. Як видно з графіків (рис.4.6) середньоквадратичне відхилення для ТГН "комунально-побутових" споживачів складає від 20 до 35%. У випадку ТП-543 отримані результати чітко вказують на необхідність узгодження ТГН різних КВЕД та виконання кластеризації по робочим та вихідним дням, оскільки у навантаженні ТП-543 переважає ТГН який відповідає КВЕД закладу освіти [103] у робочі дні та комунально-побутовий ТГН у вихідні дні.

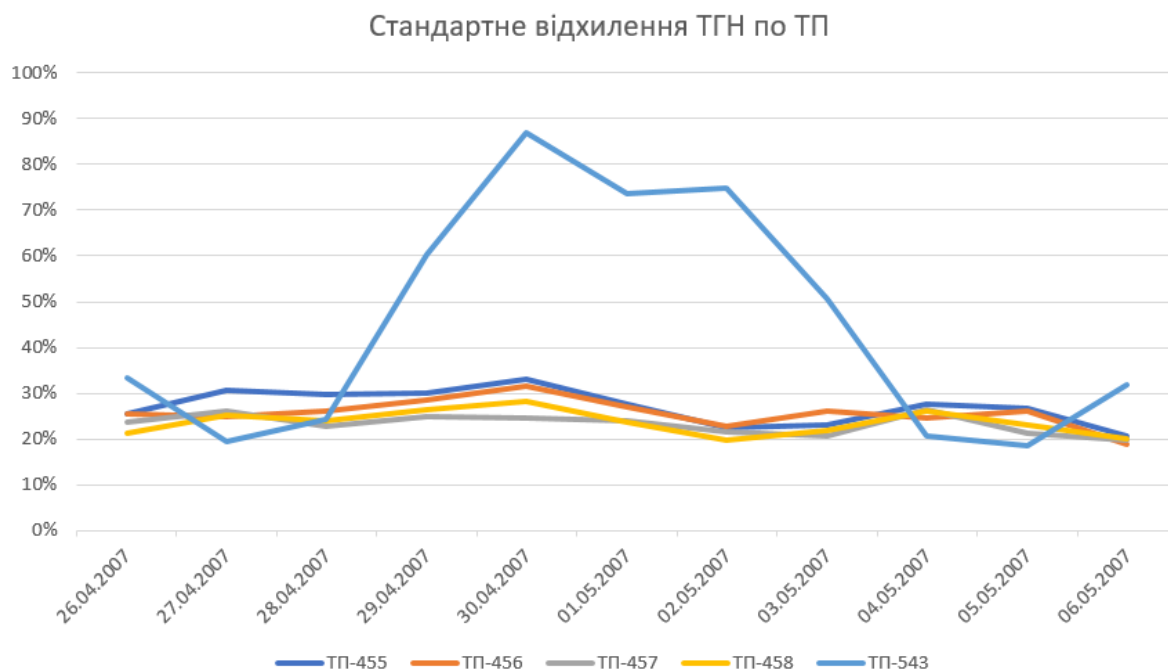


Рисунок 4.6 – Середньоквадратичне відхилення для відтворених ТГН

З метою перевірки ефективності пропонованого у п.п. 2.2.1 методу узгодження ТГН за КВЕД споживачів, в роботі виконано узгодження ТГН що відповідають "комунально-побутовому" споживанню та КВЕД закладу освіти.

Для визначення узгодженого графіка електричних навантажень використано вираз:

$$z_{ij}^{TGH}_{рез} = \left[\sum_{i=1}^N (M(P_{ij}^{TGH}) \cdot k_i^{КВЕД}) \right] \cdot P_n^{max}.$$

Для розрахунку прийнято $P^{max}=0,43$ кВт, що відповідає максимуму споживання закладу освіти за робочий день 27.04.2007 та $k^{КВЕД}=0,7$. Результати узгодження у графічному вигляді показано на рис. 4.7. Середньоквадратичне відхилення узгодженого графіка від виміряного приладами Smart Metering складає 8,1%. Аналогічні розрахунки виконано для вихідного дня, що відповідає 01.05.2007 р. Результати узгодження у графічному вигляді показано на рис. 4.8. Середньоквадратичне відхилення узгодженого графіка за ТГН та виміряного приладами Smart Metering складає 2%.

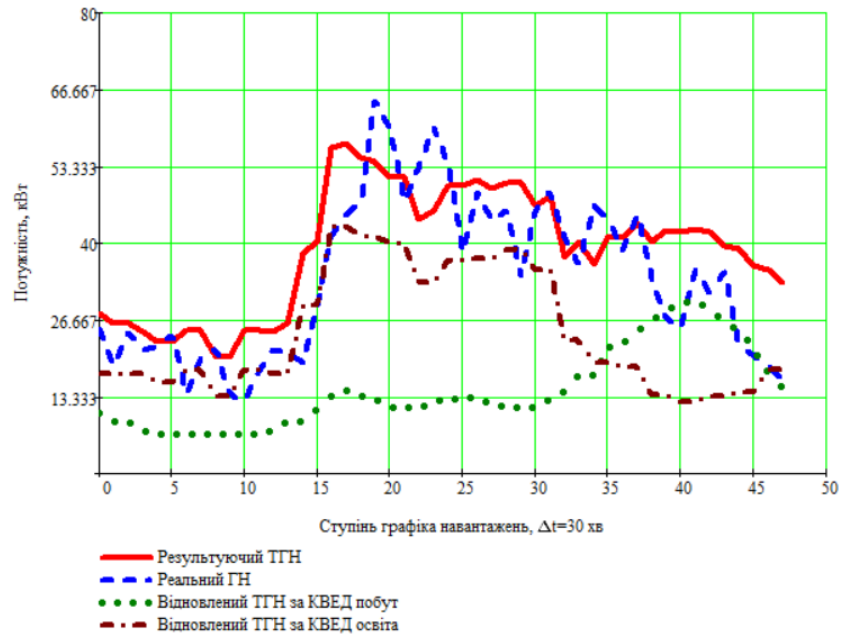


Рисунок 4.7 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-543 (побутова+заклад освіти), відновлені та узгоджені ТГН за робочий день

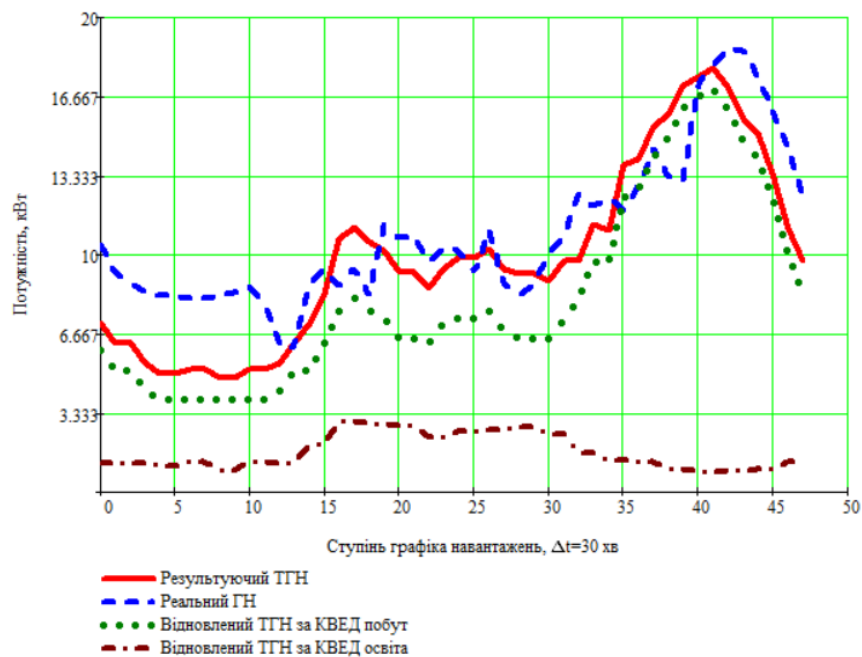


Рисунок 4.8 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-543 (побутова+заклад освіти), відновлені та узгоджені ТГН за вихідний день

4.2 Аналіз ефективності застосування псевдовимірювань для забезпечення спостережності розподільних електричних мереж

Для експериментального підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів, було виконано заміну вимірних потужностей навантаження для вузлів ТП-458, ТП-543, ТП-455 та ТП-456 на відтворені за типовими графіками та сумарним споживанням електроенергії протягом періоду експерименту (інформація з АСКОЕ) [11]. Після оцінки стану ЕМ та визначення $h(x)$ було розраховано відносні похибки оцінювання параметрів режимів з півгодинним осередненням (рис. 4.9, б–г) (див. Додаток Б).

На рис. 4.9, б, в показано діаграми зміни відносної похибки оцінювання осереднених потужностей навантаження підстанцій ЕМ 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 відтворення потужностей навантаження не перевищує 0,01 %. Тобто використовуючи ТГН з наступною оцінкою стану, інформацію про зміни електроспоживання у вузлах ЕМ було відновлено з високою точністю.

На рис. 4.9, г показано діаграми зміни відносної похибки оцінювання осереднених потужностей навантаження підстанцій за відсутності вимірної інформації для вузлів ТП-455 та ТП-456. Вказані вузли мають найбільшу кількість приєднаних ліній, тому наявність телевимірів для них істотно впливає на перетікання енергії у ЕМ. Аналіз результатів показав, що використання псевдовимірів навантаження для вказаних вузлів призвело до зростання відносної похибки оцінювання осереднених потужностей до 5 % (рис. 4.9, г).

Таким чином, за результатами експерименту було встановлено, що інформацію про зміни електроспоживання у розподільних ЕМ можна відновити з прийнятною точністю шляхом використання типових графіків навантаження та інформації АСКОЕ. Результати натурного експерименту підтверджують необхідність врахування взаємозв'язків між вузлами ЕМ для забезпечення належної точності оцінювання їх навантажень. Відсутність вимірювань для прохідних підстанцій (ТП-455 та ТП-456) призводить до зростання похибки

оцінювання навантаження (рис. 4.10, *з*). Збільшення точок вимірювання дає змогу отримувати точніші результати (рис. 4.10, *б*, *в*).

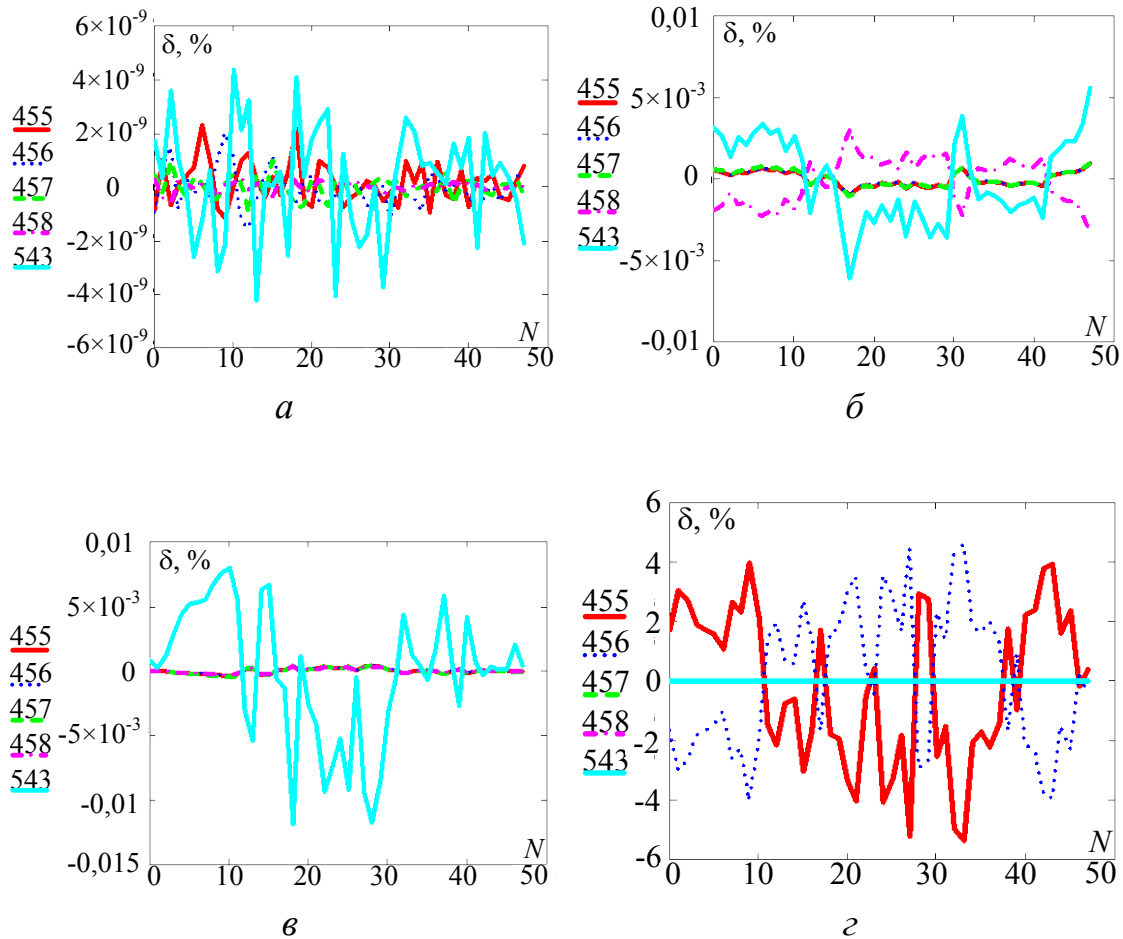


Рисунок 4.9 – Максимальні відносні похибки моделювання динаміки режимів ЕМ за відсутності достатньої інформації:

- a* – для абсолютно спостережної мережі;
- б* – за відсутності вимірів у вузлі ТП-458;
- в* – за відсутності вимірів у вузлі ТП-543;
- з* – за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456

Ефективність оцінки стану розподільних електричних мереж за відсутності достатньої інформації показано також на діаграмі зміни відносної похибки оцінювання напруги на шинах підстанцій ЕМ для

випадку використання псевдовимірювань (рис. 4.10). Похибка розрахунку напруги на шинах ТП 10 кВ знаходиться у межах 0,2%, яка порівняно з небалансом надходження та споживання є припустимою для складання уточненої структури балансу електроенергії.

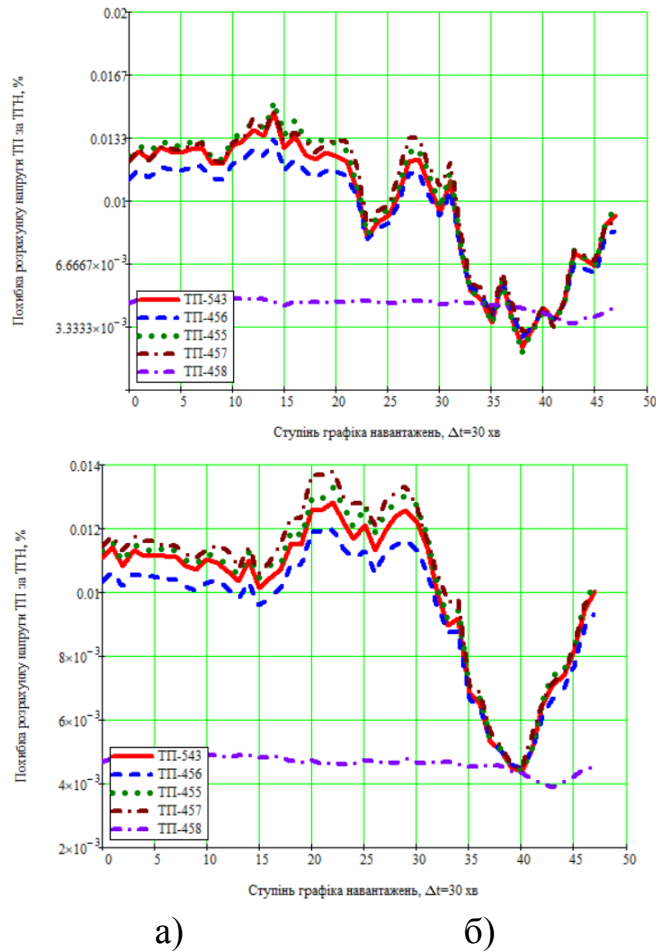


Рисунок 4.10 – Діаграма зміни відносної похибки оцінювання напруги на шинах підстанцій ЕМ для випадку використання псевдовимірювань:
а) робочий день; б) вихідний день

За результатами виконаних досліджень показано, що окремі задачі моніторингу параметрів ЕМ та планування заходів щодо зменшення витрат електроенергії можуть розв'язуватися на основі псевдовимірювань. Так, використовуючи агреговану інформацію АСКОЕ та типові графіки навантаження, можна оцінити осереднені значення

потужності навантаження довільного вузла ЕМ. Точність відновлення виявляється прийнятною для використання у розрахунках режимних параметрів ЕМ та витрат електроенергії, а також у оптимізаційних процедурах з планування енергоощадних заходів.

4.3 Визначення типових графіків втрат потужності

У п. 2.4 розроблено метод визначення типових графіків втрат (ТГВ) потужності на основі результатів оцінки стану мережі, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки у величині змінних втрат.

Відповідно до алгоритму (див. п.п. 3.3.1) визначено коефіцієнти розподілу втрат потужності $\dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma}$ для всіх ТП досліджуваної електричної мережі протягом 11 днів з їх подальшою кластеризацією на робочі та вихідні дні. Результати розрахунків показано у вигляді діаграм на рис. 4.11.

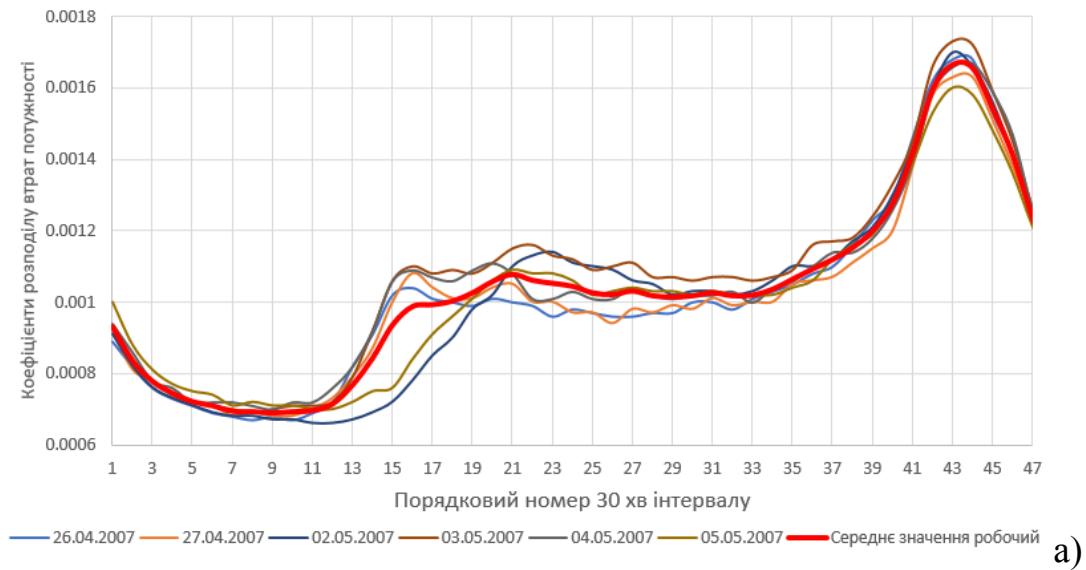
Для побудови типового графіка втрат потужності викликаних кожним окремим вузлом відповідно до заданої йому ТГН (див п.п.2.2.1) необхідно скористатись виразом:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}.$$

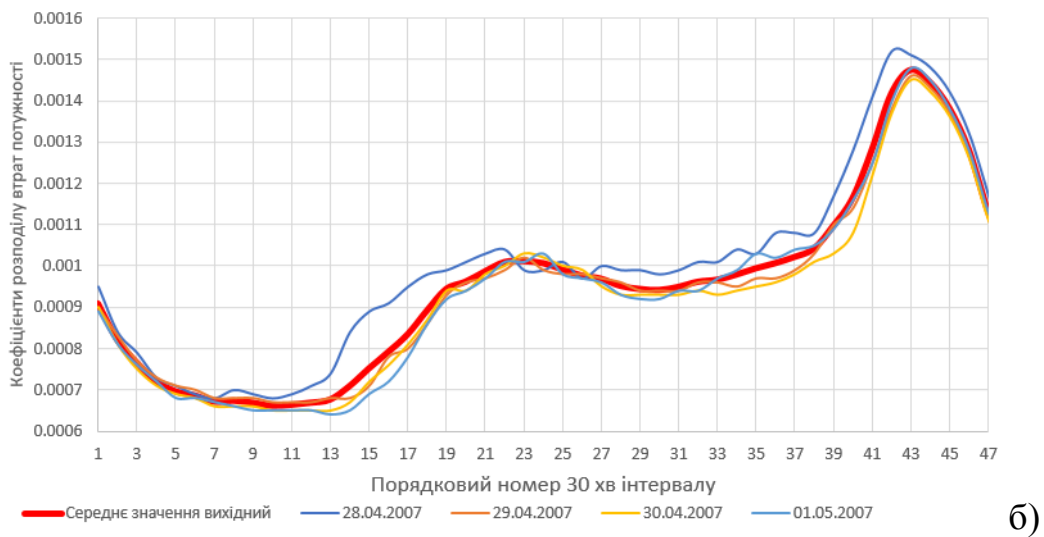
Прийнявши за математичне очікування середнє значення коефіцієнтів розподілу втрат потужності визначено типові графіки втрат потужності. Результати розрахунків показано на рис.4.12 для всіх вузлів схеми та на рис.4.13 для ТП-543 із вказанням середньоквадратичного відхилення у вигляді графіків.

Пропонований метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ базується на результатах оцінки стану мережі, що дає змогу визначати типові графіки втрат потужності для кожної ТП фідера в умовах критичної спостережності електричної мережі. Накопичення розрахункової вибірки дасть змогу створити альбом типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера.

**Кластеризація коефіцієнтів розподілу втрат потужності
для робочих днів ТП-455**



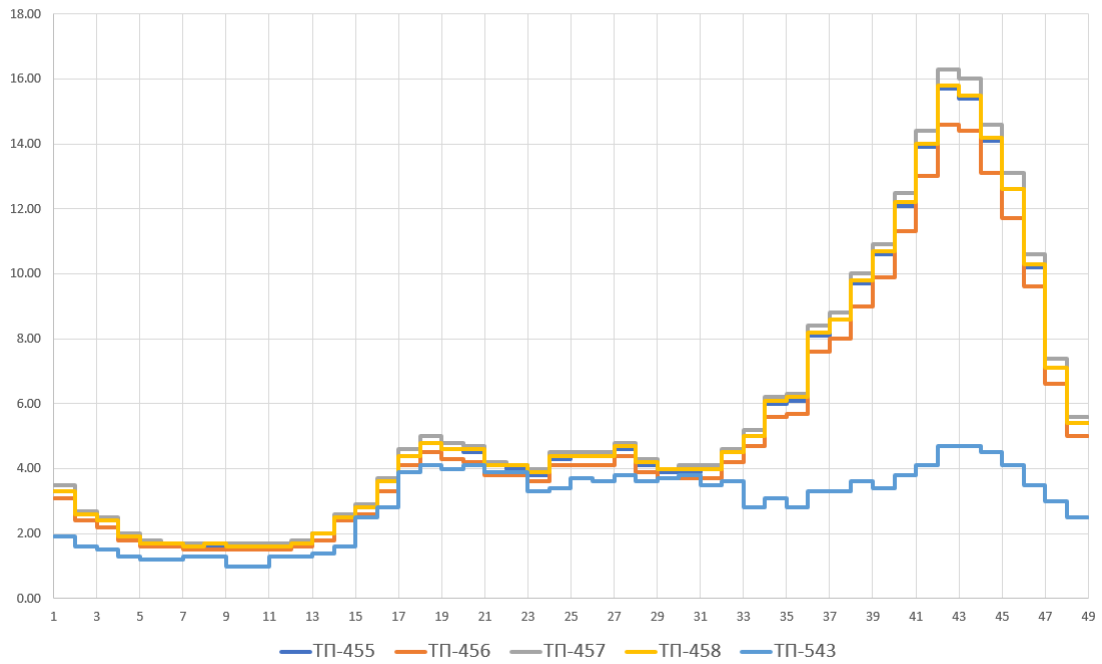
**Кластеризація коефіцієнтів розподілу втрат потужності
для вихідних днів ТП-455**



**Рисунок 4.11 – Коефіцієнти розподілу втрат потужності та втрати
електроенергії викликані навантаженням ТП-455:
а) робочий день; б) вихідний день.**

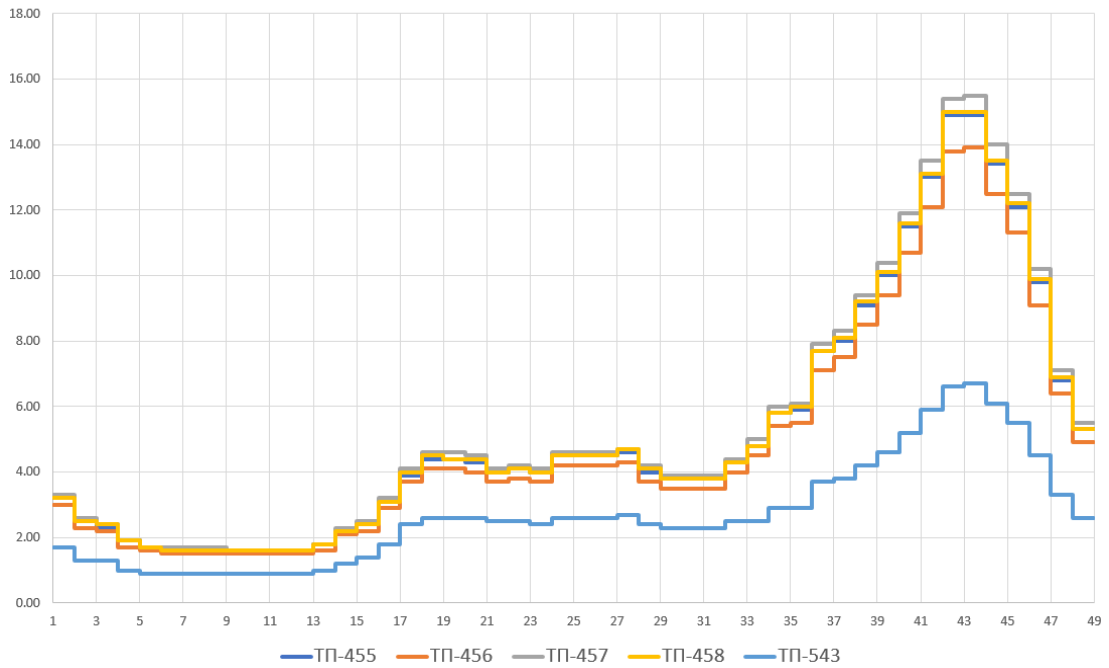
Застосування альбому пропонувананих типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера дозволить виявляти помилки у структурі балансу електричної мережі, проблемні ланки, оцінювати внесок кожного споживача у втрати електроенергії шляхом елементарних розрахунків і створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до його тарифу.

Типові графіки втрат потужностей (робочий день)



а)

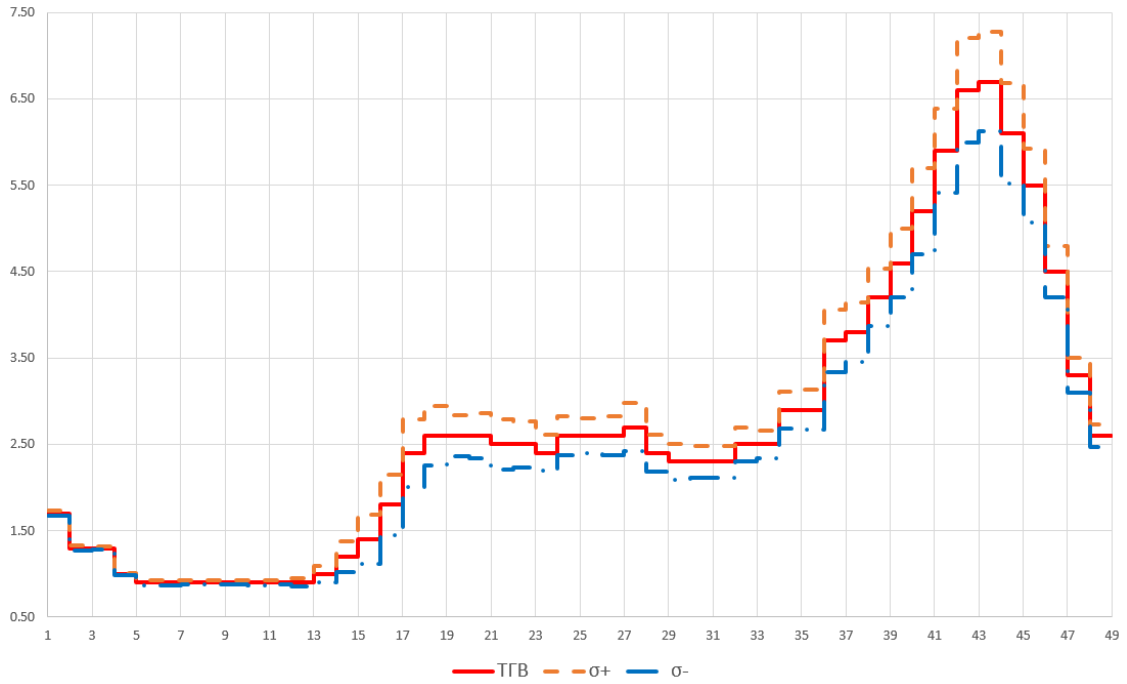
Типові графіки втрат потужностей (вихідний день)



б)

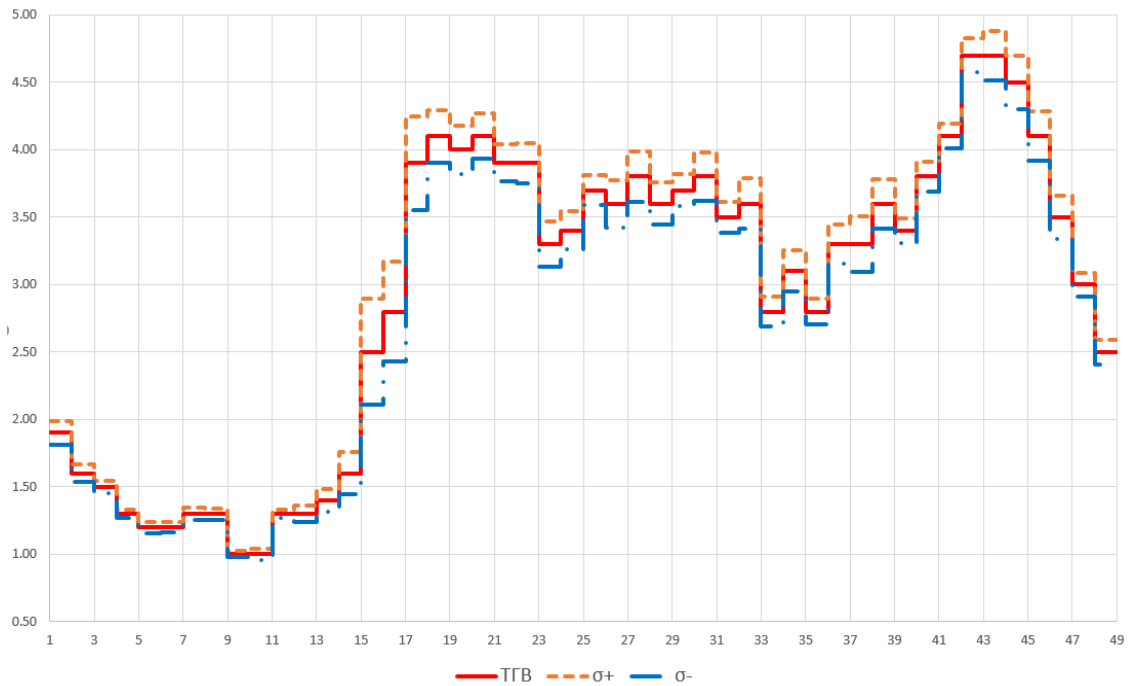
Рисунок 4.12 – Типові графіки втрат потужності для ТП фрагменту електричної мережі: а) робочий день; б) вихідний день.

Типові графіки втрат потужності ТП-543 (вихідний день)



а)

Типові графіки втрат потужності ТП-543 (робочий день)



б)

Рисунок 4.13 – Типові графіки втрат потужності для ТП-543 та їх стандартне відхилення: а) робочий день; б) вихідний день.

4.4 Оптимізація структури інформаційної системи аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на базі концепції Smart Metering

Користуючись алгоритмом визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу (див.3.3.1) перевіримо можливість реалізації мінімаксного принципу для багатокритеріального аналізу фрагмента схеми рис. 4.1.

Практична реалізація мінімаксного принципу для прикладу багатокритеріального аналізу фідера, який складається з 5 ТП 10(6) кВ буде мати наступний вигляд та аналізується за 5 критеріями.

Нехай кожна ТП представлена наступними множинами оцінок за кожним з 5 критеріїв:

$$V_1 = \left\{ \frac{0,4^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{1,0^{0,17}}{c_4}, \frac{0,9^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,79}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{1,0}{c_4}, \frac{0,99}{c_5} \right\},$$

$$V_2 = \left\{ \frac{0,5^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{1,0^{0,17}}{c_4}, \frac{1,0^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,84}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{1,0}{c_4}, \frac{1,0}{c_5} \right\},$$

$$V_3 = \left\{ \frac{0,6^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,2^{0,2}}{c_3}, \frac{0,6^{0,17}}{c_4}, \frac{0,6^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,88}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,72}{c_3}, \frac{0,92}{c_4}, \frac{0,93}{c_5} \right\},$$

$$V_4 = \left\{ \frac{1,0^{0,26}}{c_1}, \frac{0,2^{0,23}}{c_2}, \frac{0,2^{0,2}}{c_3}, \frac{0,4^{0,17}}{c_4}, \frac{0,8^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{1,0}{c_1}, \frac{0,69}{c_2}, \frac{0,72}{c_3}, \frac{0,85}{c_4}, \frac{0,97}{c_5} \right\},$$

$$V_5 = \left\{ \frac{0,2^{0,26}}{c_1}, \frac{1,0^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{0,6^{0,17}}{c_4}, \frac{0,7^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,66}{c_1}, \frac{1,0}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{0,92}{c_4}, \frac{0,95}{c_5} \right\}.$$

Складемо для проведення багатокритеріального аналізу матрицю ігор (табл.4.4):

Таблиця 4.4 – Матриця гри для всіх ТП

Критерії	К-1(c ₁)	К-2(c ₂)	К-3(c ₃)	К-4(c ₄)	К-5(c ₅)	Minmax
ТП-455(v ₁)	0.79	0.95	0.83	1.00	0.99	0,79
ТП-456(v ₂)	0.84	0.95	0.83	1.00	1.00	0,83*
ТП -457(v ₃)	0.88	0.95	0.72	0.92	0.93	0,72
ТП 458(v ₄)	1.00	0.69	0.72	0.85	0.97	0,69
ТП -543(v ₅)	0.66	1.00	0.83	0.92	0.95	0,66

* Максимальне значення оцінки

Таким чином відповідно до початкових умов прикладу оптимальною ТП, щодо першочерговості встановлення засобів Smart Metering є ТП-456.

Далі визначення другої, третьої, четвертої та п'ятої ТП за послідовністю впровадження або вдосконалення засобів Smart Metering аналогічним принципом (табл.4.5).

Таблиця 4.5 – Матриця гри для чотирьох ТП

Критерії	К-1(c ₁)	К-2(c ₂)	К-3(c ₃)	К-4(c ₄)	К-5(c ₅)	Minmax
ТП-455(v ₁)	0.79	0.95	0.83	1.00	0.95	0,79*
ТП -457(v ₃)	0.88	0.95	0.72	0.92	0.93	0,72
ТП 458(v ₄)	1.00	0.69	0.72	0.85	0.97	0,69
ТП -543(v ₅)	0.66	1.00	0.83	0.92	0.99	0,66

Аналогічно, другою у черзі впровадження засобів Smart Metering буде ТП-455, третьою – ТП-457, четвертою ТП-458 та п'ятою ТП-543 (табл.4.6).

Таблиця 4.6 – Черговість встановлення засобів Smart Metering

Черговість встановлення	1	2	3	4	5
Назва ТП	ТП-456	ТП-455	ТП-457	ТП-458	ТП-543

Отримані результати щодо важливості першочергового встановлення засобів інформаційного забезпечення для вузлів ТП-455 та ТП-456 підтверджують зроблені у п.п.4.2 висновки. Вказані вузли мають найбільшу кількість приєднаних ліній, тому наявність телевимірів для них істотно впливає на спостережність ЕМ. Заміна вимірюваних значень псевдовимірами навантаження для вказаних вузлів призвело до зростання відносної похибки оцінювання осереднених потужностей до 5 % (рис. 4.9, з)

Аналізуючи отримані результати можна отримати висновок про доцільність застосування у вказаному фрагменті електричної мережі лише 3-х вимірювальних пристроїв Smart Metering, що дасть змогу суттєво зменшити витрати на впровадження інформаційної системи (рис. 4.14).

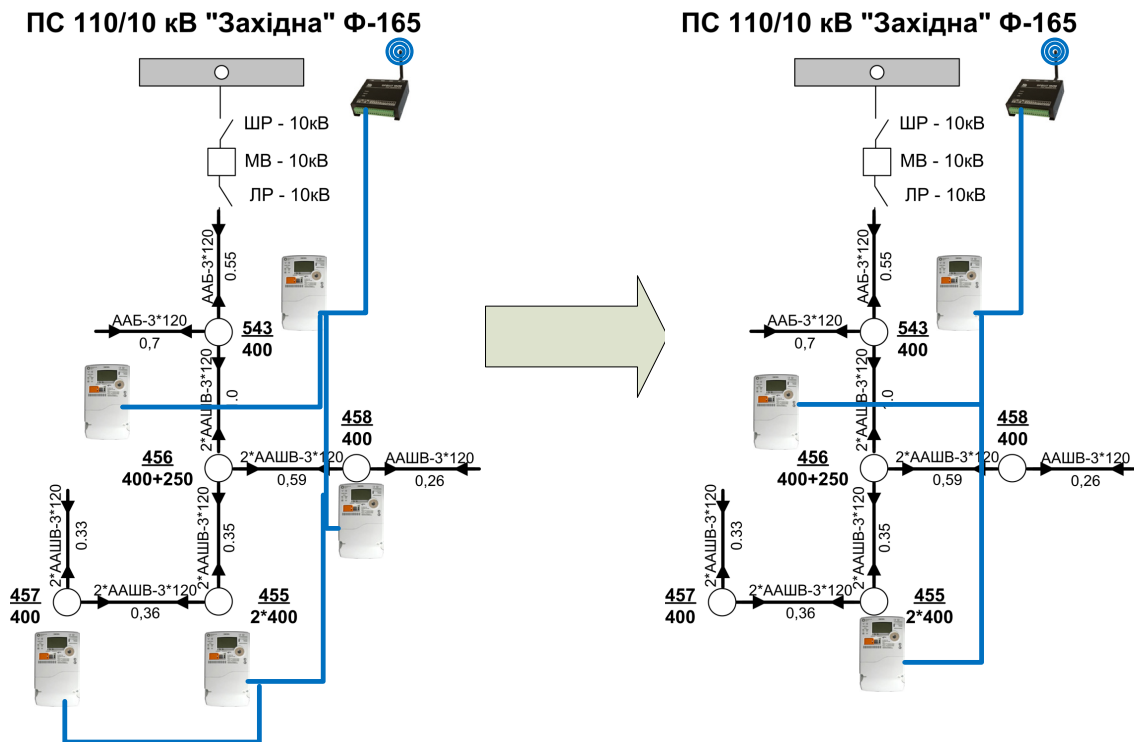


Рисунок 4.14 – Вибір місця встановлення вимірювальних пристроїв Smart Metering

Задаючи необхідну точність можна забезпечити раціональну структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі з мінімальними витратами, визначити послідовність впровадження засобів інформаційної системи. Застосування такої інформаційної системи дозволить визначити структуру технологічних витрат електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії з кількісною оцінкою технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати із необхідною точністю.

Пропонована інформаційна система Smart Metering розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Grid, буде мати вигляд показаний на рис.4.15. Інформаційні зв'язки з інтелектуальним вимірювальним та базою даних ОІК, дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості споживачів електричної енергії та розподільної електричної мережі.

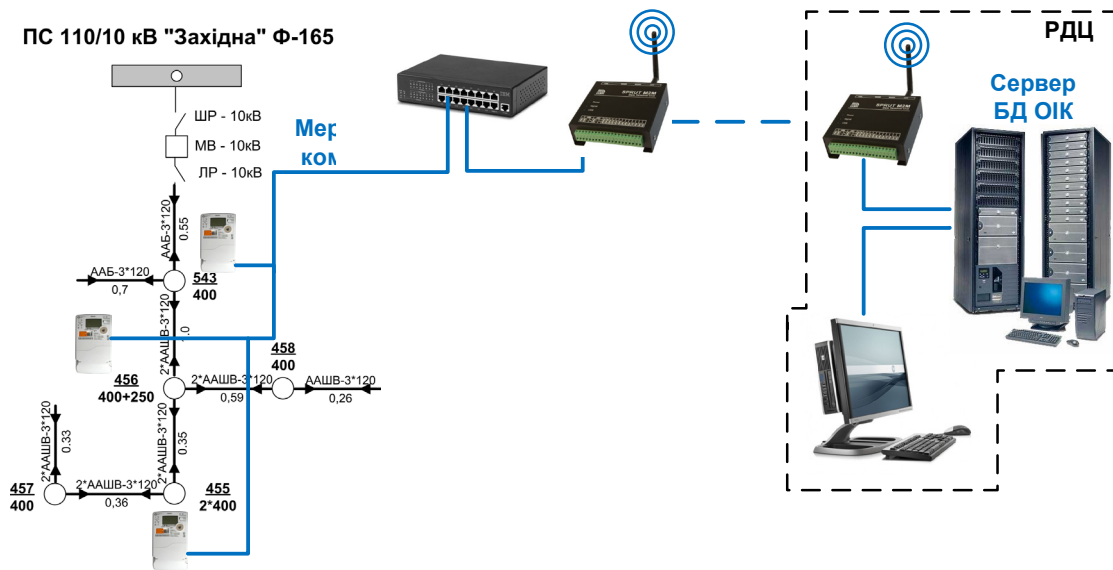


Рисунок 4.15 – Пропонована інформаційна система Smart Metering розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Grid

Висновки по розділу 4

1. Показано, що запропоновані в роботі методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань можуть бути ефективно використані для оцінки стану розподільної мережі електричної мережі. Це проілюстровано на прикладах реальних розподільних електричних мереж.

2. Відповідно до розробленого методу визначення типових графіків втрат потужності для вказаного фрагменту електричної мережі розраховано коефіцієнти розподілу втрат потужності, розраховано типові графіки втрат потужності та побудовано відповідні їм графіки втрат потужності, викликаних навантаженням ТП. Накопичення розрахункової вибірки дасть змогу створити альбом типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера.

3. Відповідно до розробленого методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії для досліджуваної мережі визначено місця встановлення пристроїв Smart Metering, що сумісно із застосуванням ТГН забезпечують спостережність електричної мережі. Для забезпечення спостережності достатньо встановлення лише 3-х лічильників на ТП відібраних за методом багатокритеріального аналізу. Відповідно до пропонування місць розташування також запропоновано структуру інформаційної системи.

ВИСНОВКИ

В монографії 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.

Проведені дослідження дозволили отримати такі 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 та генерування відновлювальних 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.

3. 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. Показано, що застосування запропонованих типових графіків втрат потужності дає змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створювати передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

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.

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.

7. Працездатність та ефективність запропонованих методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з визначення та оцінювання достовірності псевдовимірювань графіків навантаження підстанцій, а також типових графіків втрат потужності в електричних мережах на основі ТГН та ТГГ.

Розроблені в дисертації математичні моделі, алгоритми, програмні засоби, передані для експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» та ТОВ «Енергоінвест». Їх впровадження сприяло підвищенню точності складання структури балансу електроенергії та виявленню осередків технічних та комерційних втрат. 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».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] 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.
- [2] Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз витрат електроенергії в розподільних мережах: Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
- [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, Nov. 2002.
- [4] J. Conejo, N. Alguacil, and 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, Nov. 2003.
- [5] Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
- [6] Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження [Текст] / Ю.В. Томашевський, О.Б. Бурикін, В.В. Кулик, Ю.В. Малогулко, В.А. Гриник // Технічні науки та технології. – 2020. -№3(21) - С. 229-241.
- [7] Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальними джерелами енергії в електричних мережах [Текст] / О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, Ю. В. Томашевський, Ю. В. Семенюк // Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – 2017. – № 1(6). – С. 35-40.
- [8] Оптимальне керування відновлювальними джерелами електроенергії у локальних електричних системах [Текст] / О. Б. Бурикін, Ю. В. Томашевський, Ю. В. Малогулко, Н. В. Радзівська // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – № 4. – С. 69-74
- [9] Лежнюк П.Д., Бевз С.В., Томашевський Ю.В. Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення витрат електроенергії в електричних мережах // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький). – 2007. – №2. – С. 109-116.
- [10] O. V. Burykin, Yu. V. Malogulko, Yu. V. Tomashevskiy, P. Komada, N. A. Orshubekov, M. Kozhamberdiyeva, A. Sagymbekova - Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems // Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 93 NR 3. - 2017 p. 97-102.

- [11] Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves / Tomashevskiy, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2019, 6(8-102), стр. 6–12.
- [12] Лежнюк, П. Д. Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень [Текст] / П. Д. Лежнюк, С. В. Бевз, Ю. В. Томашевський // Вісник ВПІ. – 2006. – № 6. – С. 157-161.
- [13] Кулик, В. В. Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання [Текст] / В. В. Кулик, Ю. В. Томашевський, О. В. Глоба // Енергетика та електрифікація. – 2020. – № 2. – С. 25-30.
- [14] Бурикін, О. Б. Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid [Текст] / О. Б. Бурикін, Ю. В. Томашевський, Ю. В. Малогулко // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 12. – С. 46-48.
- [15] Бурикін, О. Б. Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid [Текст] / О. Б. Бурикін, Ю. В. Томашевський, Ю. В. Малогулко // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012) : XI Міжнародна конференція : тези доповідей, Вінниця, 9-11 жовтня 2012 року / ВНТУ, ХНУРЕ. – Вінниця : ВНТУ, 2012. – С. 146-147.
- [16] Лежнюк, П. Д. Автоматизоване управління енергосистемою з графічним представленням та аналізом інформації [Текст] / П. Д. Лежнюк, С. В. Бевз, Ю. В. Томашевський // XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління (Автоматика-2006) : тези доповідей, м. Вінниця, 25-28 вересня 2006 року / НАН України; МОН України. – Вінниця : Універсум-Вінниця, 2006. – С. 147.
- [17] NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal.
- [18] European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
- [19] Kabalci, Yasin. (2016). A survey on smart metering and smart grid communication. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 57. 302-318. 10.1016/j.rser.2015.12.114.

- [20] Ersan Kabalci, Yasin Kabalci, From Smart Grid to Internet of Energy, Academic Press, 2019, 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 and Rui Kang. "Smart electricity meter reliability prediction based on accelerated degradation testing and modeling." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 56 (2014): 209-219.
- [22] S. Xu, Y. Qian and R. Q. Hu, "A Study on Communication Network Reliability for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid," 2017 IEEE 15th Intl Conf on Dependable, Autonomic and Secure Computing, 15th Intl Conf on Pervasive Intelligence and Computing, 3rd Intl Conf on Big Data Intelligence and Computing and Cyber Science and 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 and T. Ho, "Efficiency Network Construction of Advanced Metering Infrastructure Using Zigbee," in *IEEE Transactions on Mobile Computing*, vol. 18, no. 4, pp. 801-813, 1 April 2019, doi: 10.1109/TMC.2018.2848237.
- [24] Nawaz et al., "An Intelligent Integrated Approach for Efficient Demand Side Management With Forecaster and 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 and 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 and L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017. doi: 10.1109/TSG.2017.2720543
- [27] A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal and 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 and 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 and Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation and 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 and J. Yang, "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, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571
- [31] L. Brockmeier, J. Kromrey, and 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 and its Effect on Classifier Accuracy. doi: 10.1007/978-3-642-17103-1_60.
- [33] Y. Kim, J. Shin, J. Song and I. Yang, "Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm," *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Seoul, 2009, pp. 1-4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926
- [34] I. P. Panapakidis and 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] Буславець О.А. Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудацький, С. Я. Меженний, Л. В. Мойсеєнко // *Енергетика та електрифікація*. – 2016. – № 2. – С. 2–12.
- [36] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich and E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, Nov. 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640
- [37] B. Matthiss, J. Erb and 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.
- [38] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake and 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.

- [39] A. Primadianto and C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sept 2017.
- [40] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, and D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.
- [41] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, and 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, and A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.
- [43] Kasaeian, Alibakhsh & Sameti, Mohammad & Razi Astarai, Fatemeh. (2014). Simulation of a ZEB Electrical Balance with aHybrid Small Wind/PV. *Sustainable Energy*. 2. 5.
- [44] S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson and S. Van Kempen, "Integrated Wind, Solar, and Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 3, pp. 74-83, May-June 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2793478.
- [45] Baran, M. E., Zhu, J., and Kelley, A. W., "Meter placement for real time monitoring of distribution feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, pp. 332–338, 1996.
- [46] Lekshmana, Ramesh & Sanjeevikumar, P. & Bhaskar Ranjana, Mahajan & Ramchandaramurthy, Vigna K. & Holm-Nielsen, Jens. (2018). Meter Placement in Power System Network—A Comprehensive Review, Analysis and Methodology. *Electronics*. 7. doi: 10.3390/electronics7110329.
- [47] M. Ghasemi Damavandi, V. Krishnamurthy and 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 and 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 and M. Wang, "Real-Time Faulted Line Localization and PMU Placement in Power Systems Through Convolutional Neural Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4640-4651, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2917794.
- [51] L. Ramesh, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury and N. Chakraborty, "Ring main distribution state estimation through optimal meter placement," *IET Chennai 3rd International on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2012)*, Tiruchengode, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1049/cp.2012.2236.
- [52] Ronghui Zhan and 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, July 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 and L. Fan, "Mixed integer linear programming and 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 and 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 and 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., and 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 and 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, Nov. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857941.
- [59] M. Laouamer, R. D. Mohammedi, A. Kouzou and 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] Electric energy systems : analysis and operation / editors, Antonio Gomez-Exposito, Antonio J. Conejo, Claudio Canizares. p. см. — (The electric power engineering series) Includes bibliographical references and index. ISBN 978-0-8493-7365-7 (hardback : alk . paper), 2009.
- [62] J. J. Allemong, L. Radu, and A. M. Sasson, A fast and reliable state estimation algorithm for AEP's new control center, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, April 1982, 933–944.
- [63] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich and E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, Nov. 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640
- [64] B. Matthijs, J. Erb and 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 and 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 and C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sept 2017.
- [67] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, and D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.
- [68] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, and I. Džafić, "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, and A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.

- [70] Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія / О. А. Буславець, П. Д. Лежнюк, М. М. Черемісін – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 195 с.
- [71] Про затвердження Змін до Правил роздрібного ринку електричної енергії. Нацком.енергетики, ком.послуг; Постанова від 26.06.2020 № 1219
- [72] Про внесення змін до Кодексу комерційного обліку електричної енергії. Нацком.енергетики, ком.послуг; Постанова від 20.03.2020 № 716
- [73] Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. Закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII
- [74] Wilcox S., Marion W., 2008. User's manual for THM3 data sets. Technical Report NREL/TP-581-43156, NREL Lab., Golden, CO.
- [75] S. Pereira, E. Abreu, M. Iakunin, P. Canhoto and R. Salgado, "Prediction of Solar Resource and Photovoltaic Energy Production through the Generation of a Typical Meteorological Year and Meso-NH Simulations: Application to the South of Portugal," 2019 IEEE 2nd International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE), Toronto, ON, Canada, 2019, pp. 182-186, doi: 10.1109/REPE48501.2019.9025118.
- [76] Kuo-Tsang Huang and Wen-Sheng Ou, "Establishing a typical solar radiation year time series for the application 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 and 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] EU Science Hub. The European Commission's science and knowledge service. THM generator <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/THM>
- [79] Stoffel T., Renné D., Myers D., Wilcox, S., Sengupta M., George R., Turchi C., 2010. Best practices handbook for the collection and use of solar resource data. Technical report NREL/TP-550-47465, National Renewable Energy Lab., Golden, CO.
- [80] Marion W., Urban K., 1995. User's manual for THM2s derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base. Rapport technique, National Renewable Energy Lab., Golden, CO.
- [81] Kalogirou S.A., 2003. Generation of Typical Meteorological Year (THM-2) for Nicosia, Cyprus. *Renew. Energy*, 28, 2317-2334.

- [82] Meyer R., Beyer H.G., Fanslau J., Geuder N., Hammer A., Hirsch T., Hoyer-Klick C., Schmidt N., Schwandt M., 2009. Towards standardization of CSP yield prognosis. Proc. SolarPACES Conf., Berlin, Germany.
- [83] Sadati, S.M. Sajed & Qureshi, Fassahat & Baker, Derek. (2015). Energetic and economic performance analyses of photovoltaic, parabolic trough collector and wind energy systems for Multan, Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 47. 844-855. 10.1016/j.rser.2015.03.084.
- [84] Hirata Y, Tani T. "Output variation of photovoltaic modules with. *Sol Energy* 1995;55(6):463–8
- [85] Huld, Thomas & Paietta, Elena & Zangheri, Paolo & Pascua, Irene. (2018). Assembling Typical Meteorological Year Data Sets for Building Energy Performance Using Reanalysis and Satellite-Based Data. *Atmosphere*. 9. 53. 10.3390/atmos9020053.
- [86] Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.
- [87] Шеїна Г.О. Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ / Г.О. Шеїна, С.О. Скрипник // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика. – 2019. № 1. – С. 64-69.
- [88] Праховник А. В. Проблемы, препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии / А. В. Праховник, В. П. Калинин, В. И. Прокопец // *Новини енергетики*. – 2007. – № 5. – С. 51–54.
- [89] Праховник А. В. Побудова автоматизованих систем обліку електроенергії для енергетичних об'єктів / А. В. Праховник, В. П. Калинин, О. В. Дегтярьов // *Новини енергетики*. – 2007. – № 5. – С. 55–58.
- [90] Мясоедов Ю. В. Влияние тока и угла нагрузки, сопротивления измерительной цепи трансформатора тока на погрешность учета электроэнергии / Ю. В. Мясоедов // *Материалы науч.-техн. конф. "Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов"*. – Благовещенск, 2000. – С. 242–246.
- [91] Сподин О. И. Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения / О. И. Сподин // *Электрические сети и системы*. – 2006. – № 3. – С. 65–73.

- [92] Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги: Зат. Радою Оптового ринку електричної енергії України. – [Чинний від 2006-01-27]. – К. : Стандарт ОРЕ. – 2006. – 40 с.
- [93] 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, 2003. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
- [94] Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, Додаток №10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії: Зат. Радою Оптового ринку електричної енергії України протоколом від 08.10.1998 № 12. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).
- [95] Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 490 с.
- [96] Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы / А.П. Ротштейн. – Винница: Універсум - Вінниця, 1999. – 320 с.
- [97] Саати Т. Аналитическое планирование. Организация систем / Т. Саати, К. Кернс. – М: Радио и связь. – 1991. – 224 с.
- [98] Саати Т. Математические модели конфликтных ситуаций / Т. Саати. – М.: Сов. радио. – 1977. – 304 с.
- [99] Вентцель Е. С. Введение в исследование операции / Е. С. Вентцель. – М.: Советское радио, 1964. – 384 с.
- [100] Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.
- [101] Енергетика: історія, сучасність і майбутнє / за ред. І. Плачкова. – Книга 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі [Електронний ресурс].–Режим до-ступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-4/section-6>.
- [102] Офіційний портал Державної служби статистики України [Електронний ресурс]. Режим доступу до сайту http://kved.ukrstat.gov.ua/KVED2010/kv10_i.html, (дата звернення 12.12.2020).
- [103] Альбом типових графіків електричних навантажень. Офіційний сайт Міністерства палива та енергетики України [Електронний ресурс]. Режим доступу до сайту http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245201705, (дата звернення 12.12.2020).

- [104] Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Поліщук А.Л. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат електроенергії у міських електричних мережах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, А.Л. Поліщук // Світлотехніка та електроенергетика. – № 1. – 2008. – С. 51 – 57.
- [105] Тульчин И. К., Нудлер Г. И. Т82 Электрические сети жилых и общественных зданий.— М.: Энергоатомиздат, 1983. — 304 с

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

АЛГОРИТМИ ОЦІНКИ СТАНУ, ВИЗНАЧЕННЯ МАТРИЦЬ КОЕФІЦІЄНТІВ РОЗПОДІЛУ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ЗА ТГН РЕАЛІЗОВАНІ ЗА ДОПОМОГОЮ MATHCAD 7.0

Введення показників лічильників:

- ТГ110P
- ТГ110Q
- ТГ543T_1
- ТГ543Q_1
- ТГ543P_222
- ТГ543Q_222
- ТГ456P_1
- ТГ456Q_1
- ТГ456P_2
- ТГ456Q_2
- ТГ455P_1
- ТГ455Q_1
- ТГ455P_2
- ТГ455Q_2
- ТГ457P_1
- ТГ457Q_1
- ТГ458P_1
- ТГ458Q_1
- Р_Σ
- Q_Σ

Дата	Час	Недоходження		ТГ-543(T-1)		ТГ-543(T-2)		ТГ-456(T-1)		ТГ-456(T-2)		ТГ-455(T-1)		ТГ-455(T-2)		ТГ-457		ТГ-458	
		А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г	А, кВт*г	В, кВтАр*г
26.04.2007	00:30:00	270.9	112.8	12.48	4.68	27.84	15.6	39.12	13.32	47	20	16.4	5.4	53.4	21.6	68.8	68.8		
26.04.2007	01:00:00	243	111.6	11.88	4.8	25.44	15	35.64	13.56	41.6	19.4	14.6	5.8	47	21.2	62.6	62.6		
26.04.2007	01:30:00	223.5	109.8	10.32	4.56	25.32	15.36	29.76	13.2	39.4	19.2	13.4	5.6	44.4	22	55.8	55.8		
26.04.2007	02:00:00	210.9	108	10.2	5.04	24.72	15.72	27.48	12.6	37.8	18.8	12.8	5.2	40.8	20.6	52.8	52.8		
26.04.2007	02:30:00	202.2	106.8	9.96	4.56	24.36	15.6	26.16	12.72	35.4	18.6	12.4	5.4	38	20.4	51.4	51.4		
26.04.2007	03:00:00	196.5	105.6	9.96	4.44	22.2	14.4	26.04	13.08	34.8	18.6	11.6	5	37.8	21	49.8	49.8		
26.04.2007	03:30:00	194.4	105.3	10.08	4.32	23.04	15.12	25.92	12.72	33	18.2	11.2	5.2	36.8	20.8	49.8	49.8		
26.04.2007	04:00:00	189.6	103.5	8.88	3.96	23.16	14.88	24.96	12	32.4	18.2	11.2	5.4	35.2	19.4	49.4	49.4		
26.04.2007	04:30:00	190.8	106.2	9.36	4.2	23.76	15.12	25.08	12.96	33.2	19	10.8	4.8	36	20.2	48.2	48.2		
26.04.2007	05:00:00	191.1	102.6	9.72	4.08	23.64	14.76	26.28	12.72	33.2	17.6	11	5.4	35.8	19.4	47.2	47.2		
26.04.2007	05:30:00	196.2	104.7	9.96	4.32	23.4	14.64	25.92	12.36	34	18.2	12	5.2	36.4	19.4	50.4	50.4		
26.04.2007	06:00:00	210.3	103.5	10.68	4.2	25.32	15.84	27.36	12.48	32.4	17.2	12.4	4.6	44.8	20.6	53	53		
26.04.2007	06:30:00	245.1	107.7	10.08	3.72	26.04	16.08	31.32	13.08	38.8	18	14.8	5.6	50.8	21.4	69.2	69.2		
26.04.2007	07:00:00	276	112.5	13.32	4.68	29.28	16.56	33.84	13.68	48.2	18.8	17.2	5.4	56.2	22	73.8	73.8		
26.04.2007	07:30:00	321.9	132.3	26.4	8.76	31.68	18	40.8	15	55.6	20.2	19.4	5.8	64.2	26	79	79		
26.04.2007	08:00:00	330.6	143.1	30.72	14.04	29.28	17.88	38.04	15.48	50.2	21.2	17.6	6.2	72.2	28.2	86.6	86.6		
26.04.2007	08:30:00	321	143.1	35.28	14.52	29.4	17.76	36.12	16.32	45.8	19	15.8	5.8	70.6	28.6	83.4	83.4		
26.04.2007	09:00:00	317.7	141.6	36.72	12.72	32.04	18.84	34.08	15.84	41.8	19.6	14.6	6.2	67.4	28	86	86		
26.04.2007	09:30:00	316.5	139.8	39.72	14.28	31.8	18.6	33.72	15.6	41.2	20	15.8	6.2	68.6	28.2	80.4	80.4		
26.04.2007	10:00:00	323.7	141.3	39.72	16.08	31.44	18.96	35.64	15.96	42.2	19.4	16.6	6.4	69	26.8	83.8	83.8		
26.04.2007	10:30:00	319.5	146.1	43.2	19.92	30.48	18.36	33.96	15.84	41	19.2	16.6	5.6	64.8	28	84.4	84.4		
26.04.2007	11:00:00	318.3	148.5	43.92	20.76	32.16	18.96	31.44	15.24	40.6	19.8	16.2	6.2	63	28.2	85.6	85.6		
26.04.2007	11:30:00	309	147.3	46.08	22.32	31.8	19.2	32.16	15.12	38.6	18.6	16.8	6.2	56.2	27.4	82.8	82.8		
26.04.2007	12:00:00	320.7	156.9	58.08	31.08	34.56	19.56	32.52	14.4	39.2	19	17	6.6	57.6	27	77	77		
26.04.2007	12:30:00	312.3	156.9	54.36	28.56	32.64	19.32	33.12	15.6	37.2	20.4	16.4	6.6	58.6	26.8	74.8	74.8		
26.04.2007	13:00:00	308.7	157.8	51.72	30	30.12	18.96	32.52	15.6	38.4	19.2	16.8	6.4	58.2	27.8	76	76		
26.04.2007	13:30:00	304.8	152.1	39.72	25.08	31.8	18.36	31.92	15.96	38	19.8	17.4	6	57	27.2	83.2	83.2		
26.04.2007	14:00:00	305.7	153.3	35.88	23.4	32.04	19.2	33.84	15.36	37	19.2	17.2	6.6	58.8	28	85.2	85.2		
26.04.2007	14:30:00	304.8	159.9	38.36	25.56	31.32	19.44	31.68	15.72	39.2	20.6	17.4	6.6	59.2	28.4	82	82		
26.04.2007	15:00:00	321.6	162.9	51.96	31.2	30.24	19.2	32.04	16.68	38.6	19.4	18.2	6.4	62.8	27.4	83.2	83.2		

Введення параметрів схеми електричної мережі:

№	U	фаза	R	X	B	Ka	Kp	R0	X0	B0	L
165	10.5	0	0.14355	0.04455	6.4E-05	1	0	0.261	0.081	0.000116	0.55
455	10.2	0	0.131	0.041	0.00023	1	0	0.131	0.041	0.000232	1
456	10.3	0	0.07729	0.02419	0.00014	1	0	0.131	0.041	0.000232	0.59
457	10.1	0	0.04585	0.01435	8.1E-05	1	0	0.131	0.041	0.000232	0.35
458	10.2	0	0.04716	0.01476	8.4E-05	1	0	0.131	0.041	0.000232	0.36
0	543	0.1827	0.0567	8.1E-05				0.261	0.081	0.000116	0.7
0	458	0.03406	0.01066	6E-05				0.131	0.041	0.000232	0.26
0	457	0.04323	0.01353	7.7E-05				0.131	0.041	0.000232	0.33

1) $\left(\begin{matrix} U_{mod} \\ U_{arg} \\ N_y \\ Y_{Ny} \\ \Delta P_{ax} \\ I_{ax} \\ S_{nom} \\ \Delta P_k \\ c_k \end{matrix} \right)$

#	U	фаза	Додаткова провідність	DPxx	ixx	Snom	DPk	Uk
165	10.5	0	0	0	0	0	0	
455	10.2	0	0	2160	4.2	800	5.5	4.5
456	10.3	0	0	2130	2.715	650	3.7	4.7
457	10.1	0	0.00007656	1080	2.1	400	5.5	4.5
458	10.2	0	0.00006032	1080	2.1	400	5.5	4.5
543	10.4	0	0.0000812	1080	2.1	400	5.5	4.5

(:= 0

Введення типового графіку навантажень побутових споживачів:

TGN := (20 20 15 15 15 30 30 50 50 30 30 25 25 30 30 75 100 100 80 40)

TGN := (35 30 25 23 23 23 23 23 23 25 30 30 37 45 48 45 43 38 37 42 43 43 45 40 38 38 43 48 57 57 73 83 88 95 98 100 95 87 83 73 58 50)

TGN2 := (20 20 20 20 15 15 15 15 15 15 15 30 30 30 30 50 50 50 50 50 50 50 30 30 30 30 25 25 30 30 30 30 75 75 100 100 80 80 40 40)

TGNPTO := (40 40 40 40 37 37 42 42 31 31 42 42 40 40 68 68 100 100 96 96 93 93 77 77 86 86 87 87 91 91 82 82 54 54 45 45 43 43 32 29 29 31 31 33 33 42 42)

Введення параметрів схеми

МБурє

Формування вектору вимірювань та вектору похибок

- 11 - активна потужність у вузлі / номер вузла відповідно до Nu / вимірювання
- 12 - реактивна потужність у вузлі / номер вузла відповідно до Nu
- 21 - активна потужність у лінії / номер лінії відповідно до Nu
- 22 - реактивна потужність у лінії / номер лінії відповідно до Nu
- 0 - напрута у вузлі / номер вузла відповідно до Nu

Перетворення по вілках:

Виходить з вузла початку - значить з "+"

Входить до вузла початку - значить з "-"

Навантаження - з "+",

Генерація - з "-",

Задані параметри відповідності режиму.

Якщо окремі дані змінювати (напрута у вузлі 2), то одніа стану повертає їх до заданих значень. Сильніше для тій у яких W більше

0	0	Umod _b
0	0	Umod _b
0	0	Umod _b
11	1	$\frac{(TP45SP_{-1} + TP45SP_{-2})}{1000}$
12	1	$\frac{(TP45SQ_{-1} + TP45SQ_{-2})}{1000}$
11	2	$\frac{(TP456P_{-1} + TP456P_{-2})}{1000}$
12	2	$\frac{(TP456Q_{-1} + TP456Q_{-2})}{1000}$
Mburе_dost :=		
	11	$\frac{TP457P_{-1}}{1000}$
	12	$\frac{TP457Q_{-1}}{1000}$
	11	$\frac{TP458P_{-1}}{1000}$
	12	$\frac{TP458Q_{-1}}{1000}$
	11	$\frac{(TP543P_{-1})}{1000}$
	12	$\frac{(TP543Q_{-1})}{1000}$

W_{max} =
 (62500
 62500
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000
 10000)

МБурє

Визначення кількості віток та вузлів схеми:

$$n := \text{rows}(U_{\text{mod}}) \quad n = 6 \quad \text{deg}_k := \text{rows}(R) \quad m = 5$$

Визначення кількості незалежних контурів у схемі:

$$k := m - n + 1 \quad k = 0$$

Формування вектору внутрішніх номерів віток, які відповідають зовнішньому номеру вузлів:

```
Nvu := | Nvu ← 0
        | for i ∈ 0..m-1
          | for j ∈ 0..n-1
            | Nvu0,j ← j if (Nv(0))j = Nvj
            | Nvu1,j ← j if (Nv(1))j = Nvj
            | NvuT
            |
            | 0 1
            | 0 0 5
            | 1 5 2
            | 2 2 4
            | 3 2 1
            | 4 1 3
```

$Nv := Nvu$

Формування комплексних векторів напруг, потужно стей навантаження та коефіцієнтів трансформації:

$$i := 0..n-1 \quad U_i := U_{\text{mod}} \left(\cos(\text{ang}_i, \text{deg}) + i \sin(\text{ang}_i, \text{deg}) \right) \quad K_{k,i} := \text{diag} \left(\frac{1}{k_i + j \cdot k_p} \right)$$

Формування діагональної матриці комплексних опорів віток схеми:

$$Z := \text{diag}(R) + j \cdot \text{diag}(X)$$

Формування вектору власних ємнісних провідностей вузлів:

```
Yv := | Yv ← 0
        | for j ∈ 0..n-1
          | for i ∈ 0..m-1
            |
            | Bj
            | (спр ←  $\frac{B_j}{2} + \text{спр}$  if (Nv(0))i = j)
            | Bj
            | (спр ←  $-\frac{B_j}{2} + \text{спр}$  if (Nv(1))i = j)
            | Yvj ← (спр)
            | (спр ← 0)
            |
            | Yv
```


Враховуючи обмежені провідності ввічати з одного кіла і вперт холостого ходу трансформаторів

$$\underline{X}_{\Sigma K} = (\underline{Y}_{\Sigma} - j \cdot \text{diag}(Y_{N1})) + \text{diag} \left[\frac{\Delta P_{RX}}{(\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 1000 \cdot 1000} + j \cdot \text{diag} \left[\frac{(\text{Snom} \cdot \text{diag}(I_{\text{AX}}))^T}{(\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 1000 \cdot 1000} \right] \right]$$

$$\Delta P_{RX\Sigma} = \frac{\Delta P_{RX}}{1000000 \cdot 2}$$

$$\Delta Q_{RX\Sigma} = \frac{(\text{Snom} \cdot \text{diag}(I_{\text{AX}}))^T}{100 \cdot 1000 \cdot 2}$$

$$\underline{U}_D = \text{diag}(U) \quad U_1 = N_{od}^T \cdot (\underline{U}_D)$$

Виконання ланкового омоту трансформаторів

$$R_{tr1} = \frac{\Delta P_{k1} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{\left(\frac{\text{Snom}_1}{2} \right)^2 \cdot 2} = 1.895$$

$$R_{tr2} = \frac{1}{\frac{\Delta P_{k1} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{(400)^2} + \frac{1}{\frac{\Delta P_{k2} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{(250)^2}}} = 2.398$$

$$X_{tr1} = \frac{\psi_{k1} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{\left(\frac{\text{Snom}_1}{2} \right)^2 \cdot 2} = 6.202$$

$$X_{tr2} = \frac{1}{\frac{\psi_{k1} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{(400)} + \frac{1}{\frac{\psi_{k2} \cdot (\underline{U}_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{(250)}}} = 7.76$$

$$\underline{Y}_{\Sigma} = \text{submatrix}(\underline{Y}_{\Sigma}, 1, n - 1, 1, n - 1)$$

$$J := \text{submatrix}(J_{\Sigma}, 1, n - 1, 0, 0)$$

Напряга балансового вузла

$$U_b = U_0 \quad U_b = 10.5$$

$$\underline{S}_{\Sigma} = Z^{-1} \cdot M_{K1} \cdot (\underline{Y})^{-1}$$

Потужності

$$|M_{K1} C| = 1 - 0j$$

$$J_{\Sigma} := (\underline{U}_D)^{-1} \cdot S$$

$$Y^{-1} \cdot (J - Y_b \cdot U_b) = \begin{pmatrix} 10.49 - 0.003j \\ 10.491 - 0.002j \\ 10.49 - 0.003j \\ 10.49 - 0.002j \\ 10.495 - 0.001j \end{pmatrix}$$

$$M_{K1} := \text{submatrix}(M_{\Sigma K1}, 0, m - 1, 0, 0)$$

$$\underline{S}_{\Sigma} = R_c(\underline{Y}_{\Sigma}) \quad \underline{B}_{\Sigma} = \text{Im}(\underline{Y}_{\Sigma})$$

▶ Початком наближення та матриця з'єднана

▶ Якісні та розрахунок виконання

Формування матриці Якобі для вимірливих параметрів:

```

Якобі(Umod,Uarg,МType) :=
Якобі ← 0
for k ← 0...rows(МType) - 1
if (МType(k))k ≠ 11
num ← (МType(k))k
for j ← 1...(n - 1)
Якобіk,i+1 ← Umodnum}(Gnum,j,cos(Uargnum - Uargj) + Bnum,j,sin(Uargnum - Uargj)) if i ≠ num
Якобіk,i+1 ← ∑j=0n-1 [Umodnum}(Gnum,j,cos(Uargnum - Uargj) + Bnum,j,sin(Uargnum - Uargj))] + Umodnum2·Gnum,num if i = num
for j ← 1...(n - 1)
Якобіk,i+2 ← Umodnum·Umodj}(Gnum,j,sin(Uargnum - Uargj) - Bnum,j,cos(Uargnum - Uargj)) if i ≠ num
Якобіk,i+2 ← ∑j=0n-1 [Umodnum·Umodj}(Gnum,j,sin(Uargnum - Uargj) + Bnum,j,cos(Uargnum - Uargj))] - (Umodnum)2·Bnum,num if i = num
if (МType(k))k = 12
num ← (МType(k))k
for j ← 1...(n - 1)
Якобіk,i+1 ← Umodnum}(Gnum,j,sin(Uargnum - Uargj) - Bnum,j,cos(Uargnum - Uargj)) if i ≠ num
Якобіk,i+1 ← ∑j=0n-1 [Umodnum}(Gnum,j,sin(Uargnum - Uargj) - Bnum,j,cos(Uargnum - Uargj))] - Umodnum·Bnum,num if i = num
for j ← 1...(n - 1)
Якобіk,i+2 ← -Umodnum·Umodj}(Gnum,j,cos(Uargnum - Uargj) + Bnum,j,sin(Uargnum - Uargj)) if i ≠ num
Якобіk,i+2 ← ∑j=0n-1 [Umodnum·Umodj}(Gnum,j,cos(Uargnum - Uargj) + Bnum,j,sin(Uargnum - Uargj))] - (Umodnum)2·Gnum,num if i = num
if (МType(k))k = 21
num ← (МType(k))k
numi ← (МType(k))k
numj ← (Nvy(k))num
numj ← (Nvy(k))num
for j ← 1...(n - 1)
Якобіk,i+1 ← Umodnumi}(Gnumi,numj,cos(Uargnumi - Uargnumj) + Bnumi,numj,sin(Uargnumi - Uargnumj)) - 2(Umodnumi·Gnumi,numj if i = numi
Якобіk,i+1 ← Umodnumi}(Gnumi,numj,cos(Uargnumi - Uargnumj) + Bnumi,numj,sin(Uargnumi - Uargnumj)) if i = numj

```

```

for i ∈ 1 .. n - 1
  Jacobi_k, i+1-2 ← 0
  Jacobi_k, i+1-2 ← Umod_numj(-G_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj) + B_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj)) if i = numi
  Jacobi_k, i+1-2 ← Umod_numi(G_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj) - B_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj)) if i = numj
  if (MType^⟨i⟩)_k = 22
    num ← (MType^⟨i⟩)_k
    numi ← (Nvy^⟨i⟩)_num
    numj ← (Nvy^⟨i⟩)_num
  for i ∈ 1 .. n - 1
    Jacobi_k, i-1 ← 0
    Jacobi_k, i-1 ← Umod_numj(G_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj) - B_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj)) + 2Umod_numi·B_numi, numj if i = numi
    Jacobi_k, i-1 ← Umod_numi(G_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj) - B_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj)) if i = numj
  for i ∈ 1 .. n - 1
    Jacobi_k, i+1-2 ← 0
    Jacobi_k, i+1-2 ← Umod_numj(G_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj) + B_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj)) if i = numi
    Jacobi_k, i+1-2 ← -Umod_numi(G_numi, numj·cos(Uarg_numi - Uarg_numj) + B_numi, numj·sin(Uarg_numi - Uarg_numj)) if i = numj
  if (MType^⟨i⟩)_k = 0
    num ← (MType^⟨i⟩)_k
  for i ∈ 1 .. n - 1
    Jacobi_k, i-1 ← 0
    Jacobi_k, i-1 ← -1 if i = num
  for i ∈ 1 .. n - 1
    Jacobi_k, i+1-2 ← 0

```

Jacobi

Визначення вектору розрахункових параметрів режиму:

```

h(Mypc, Umod, Uarg) :=
  n ← 0
  for k ∈ 0 .. rows(Mypc) - 1
  if (Mypc(0))k = 11
    nnn ← (Mypc(1))k
    hk ← Umodnnn · ∑j=0n-1 [Umodj · (Gnnn,j · cos(Uargnnn - Uargj) + Bnnn,j · sin(Uargnnn - Uargj))]
  if (Mypc(0))k = 12
    nnn ← (Mypc(1))k
    hk ← Umodnnn · ∑j=0n-1 [Umodj · (Gnnn,j · sin(Uargnnn - Uargj) - Bnnn,j · cos(Uargnnn - Uargj))]
  if (Mypc(0))k = 21
    nnn ← (Mypc(1))k
    nmm ← (Nvy(0))nnn
    nnnj ← (Nvy(1))nnn
    hk ← Umodnnm · Umodnnnj · (Gnnm,nnnj · cos(Uargnnm - Uargnnnj) + Bnnm,nnnj · sin(Uargnnm - Uargnnnj)) - Gnnm,nnnj · (Umodnnnj)2
  if (Mypc(0))k = 22
    nnn ← (Mypc(1))k
    nmm ← (Nvy(0))nnn
    nnnj ← (Nvy(1))nnn
    hk ← Umodnnm · Umodnnnj · (Gnnm,nnnj · sin(Uargnnm - Uargnnnj) - Bnnm,nnnj · cos(Uargnnm - Uargnnnj)) + Bnnm,nnnj · (Umodnnnj)2
  if (Mypc(0))k = 0
    nnn ← (Mypc(1))k
    hk ← -Umodnnn
  
```

—h

Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності:

$$\begin{aligned}
 i &:= 0..n-1 & U_i &:= \text{Umod}_i(\cos(\text{Uarg}_i \cdot \text{deg}) + i \cdot \sin(\text{Uarg}_i \cdot \text{deg})) \\
 \Delta S_{\text{odd}} &:= \text{diag}(U) & \Delta S_{\text{ev}} &:= N_{\text{od}}^{-T} \cdot (U_{\text{D}})
 \end{aligned}$$

$$\Delta S_{\Sigma} := (U_{\text{D}})^{-1} \cdot S \quad P := \text{submatrix}(J_{\Sigma}, 1, n-1, 0, 0)$$

$$Z_{\text{b}} := Z^{-1} \cdot [M_{\text{kl}}^{-1} \cdot M_{\text{kl}}(M_{\text{k}} \cdot Z^{-1} \cdot M_{\text{kl}})^{-1} \cdot Y_{\text{b}}]$$

$$I_{\text{v}} := C \cdot J + Z_{\text{b}} \cdot U_{\text{b}}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\text{I}} &:= \Delta S_{\text{I}} \leftarrow 0 \\
 &\text{for } i \in 0..m-1 \\
 \Delta S_{\text{I}}^{(\phi)} &\leftarrow \left[U_i(M_{\Sigma \text{K}})^{(\phi)} \cdot (I_{\text{v}})^{\text{T}} \right]^{(\phi)} \\
 &\Delta S_{\text{I}}
 \end{aligned}$$

$$\sum_{j=0}^{m-1} (\Delta S_{\text{I}}^{\text{T}})_j = 0.007438 + 0.003374i$$

Матриця коефіцієнтів струмопровідності

$$\begin{aligned}
 \Pi(U_{\text{mod}}, U_{\text{arg}}) &:= \Pi \leftarrow 0 \\
 &\text{for } i \in 0..n-1 \\
 U_i &\leftarrow \text{Umod}_i(\cos(\text{Uarg}_i \cdot \text{deg}) + i \cdot \sin(\text{Uarg}_i \cdot \text{deg})) \\
 U_{\text{D}} &\leftarrow \text{diag}(U) \\
 U_i &\leftarrow U_i^{\text{T}} \\
 &\text{for } i \in 0..m-1 \\
 \Pi^{(\phi)} &\leftarrow \left[U_i(M_{\Sigma \text{K}})^{(\phi)} \right] \cdot \left[(C)^{\text{T}} \right]^{(\phi)\text{T}} \cdot \text{submatrix}(U_{\text{D}}, 0, n-2, 0, n-2)^{-1} \\
 &\Pi
 \end{aligned}$$

Враховані струми навантажень у трансформаторах

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\text{nav}} &\leftarrow 0 \\
 &\text{for } j \in 0..n-1 \\
 U_j &\leftarrow \text{Umod}_j(\cos(\text{Uarg}_j \cdot \text{deg}) + i \cdot \sin(\text{Uarg}_j \cdot \text{deg})) \\
 U_{\text{D}} &\leftarrow \text{diag}(U) \\
 I_{\text{nav}} &\leftarrow (U_{\text{D}})^{-1} \cdot S \\
 &\text{for } i \in 0..n-1 \\
 \Delta S_{\text{nav}_i} &\leftarrow (I_{\text{nav}_i})^2 \cdot R_{\text{tr}_i} + j \cdot [(I_{\text{nav}_i})^2 \cdot X_{\text{tr}_i}] \\
 &\Delta S_{\text{nav}}
 \end{aligned}$$

Процедура оцінки стану:

$\epsilon = 100$

iteration := 0

```

State_vector(Mtype, Mtype_nadl, W) :=
  while  $\epsilon > 0.0000000000001$ 
  |  $z \leftarrow Mtype$ 
  |  $\Delta z \leftarrow z - h(Mtype, Umod, Uarg)$ 
  |  $J \leftarrow \text{Jacobi}(Umod, Uarg, Mtype)$ 
  |  $Gain \leftarrow J^{-1} \cdot \text{diag}(W)$ 
  |  $\Delta x \leftarrow Gain^{-1} \cdot J^{-1} \cdot \text{diag}(W) \cdot \Delta z$ 
  | for  $i \in 1..n-1$ 
  | |  $Umod_i \leftarrow Umod_i - \Delta x_{i-1}$ 
  | |  $Uarg_i \leftarrow Uarg_i - \Delta x_{i+(rows(Umod)-2)}$ 
  |  $\epsilon \leftarrow \left| \sum \Delta x \right|$ 
  | iteration  $\leftarrow$  iteration + 1
  z_nadl  $\leftarrow$  h(Mtype_nadl, Umod, Uarg)
  Observation  $\leftarrow$  diag(Mtype_nadl)  $\cdot$  (Mtype_nadl  $^{-1}$   $\cdot$  (Mtype_nadl  $^{-1}$   $\cdot$  z_nadl))
  State_vector  $\leftarrow$  stack(Umod, 701, Uarg, 702, Observation-100, 703, z_nadl)
  
```

Розрахунок та виведення результатів у масив даних для режиму абсолютної спотережної мережі:

```

dxy_matrix_dost :=
for (t ∈ 0..47
  dxy_matrix_dost ← 0
  Umod0
  21 0  $\frac{TP110P_t}{1000}$  Umod0
  22 0  $\frac{TP110Q_t}{1000}$  Umod0
  11 1  $\frac{(TP455P_{-t} + TP455P_{-2})}{1000}$  Umod0
  12 1  $\frac{(TP455Q_{-t} + TP455Q_{-2})}{1000}$  Umod0
  11 2  $\frac{(TP456P_{-t} + TP456P_{-2})}{1000}$  Umod0
  12 2  $\frac{(TP456Q_{-t} + TP456Q_{-2})}{1000}$  Umod0
  11 3  $\frac{TP457P_{-t}}{1000}$  Umod0
  12 3  $\frac{TP457Q_{-t}}{1000}$  Umod0
  11 4  $\frac{TP458P_{-t}}{1000}$  Umod0
  12 4  $\frac{TP458Q_{-t}}{1000}$  Umod0
  11 5  $\frac{(TP543P_{-t})}{1000}$  Umod0
  12 5  $\frac{(TP543Q_{-t})}{1000}$  Umod0
  Mtype ←
  Mtype_nadl ←
  S ←
  (S) ← submatrix(S, (t, n - t, 0, 0), W) ←
  (62500
  10000
  10000
  62500
  62000
  62500
  62500
  62500)

```



```

Snew5 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) / 0 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) / 1
ΔPtr ← Re(ΔSnav(submatrix(ST, 0, n - 1, 0, 0), submatrix(ST, n + 1, n - 2, 0, 0), Snew))
ΔQtr ← Im(ΔSnav(submatrix(ST, 0, n - 1, 0, 0), submatrix(ST, n + 1, n - 2, 0, 0), Snew))
for j ∈ 0..m - 1
  T(j) ← ∑ (T(submatrix(ST, 0, n - 1, 0, 0), submatrix(ST, n + 1, n - 2, 0, 0)) · T(j))
  day_matrix_dost ← stack(ST, 771, Re(T(j)), 772, Im(T(j)), 773, Re(S), 774, Im(S), 775, Re(T · Sb), ∑ ΔPNSΣ + ∑ ΔPtr, 776, Im(T · Sb) + ΔQNSΣ + ΔQtr, 777, ∑ Re(S), 778, ∑ Im(S), 779, ΔPtr, 780, ΔPNSΣ) if l = 0
  day_matrix_dost ← augment(day_matrix_dost, stack(ST, 0, Re(T(j)), 0, Im(T(j)), 0, Re(S), 0, Im(S), 0, Re(T · Sb) + ∑ ΔPNSΣ + ∑ ΔPtr, 0, Im(T · Sb) + ΔQNSΣ + ΔQtr, 0, ∑ Re(S), 0, ∑ Im(S), 0, ΔPtr, 0, ΔPNSΣ)) if l > 0
day_matrix_dost

```

j := 0, 1, ..., 47

0	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
1	10.490684	10.491466	10.491982	10.492489	10.492911	10.493399	10.493831	10.493679	10.493608	10.493683	10.49376	10.493618	10.493618	10.493618	10.493618	10.493618	10.493618	10.493618	10.493618
2	10.491336	10.492062	10.492536	10.493008	10.493399	10.493768	10.49408	10.492983	10.492905	10.493009	10.493095	10.493095	10.49292	10.49292	10.49292	10.49292	10.49292	10.49292	10.49292
3	10.490366	10.491181	10.49172	10.492243	10.49268	10.492979	10.493008	10.493136	10.493179	10.493182	10.493182	10.493249	10.493106	10.493106	10.493106	10.493106	10.493106	10.493106	10.493106
4	10.490659	10.49144	10.491941	10.492461	10.492885	10.493279	10.493509	10.49657	10.496594	10.49655	10.49655	10.49655	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578
5	10.495356	10.495743	10.495994	10.496243	10.49648	10.496493	10.496509	10.49657	10.496594	10.49655	10.49655	10.49655	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578	10.496578
6	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	-0.000249	-0.000237	-0.000228	-0.000218	-0.000216	-0.000211	-0.000206	-0.000212	-0.000211	-0.000212	-0.000212	-0.000212	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211
9	-0.00023	-0.000219	-0.00021	-0.000201	-0.000199	-0.000189	-0.00019	-0.000195	-0.000195	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196	-0.000196
10	-0.000249	-0.000237	-0.000228	-0.000217	-0.000216	-0.00021	-0.000204	-0.000205	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211	-0.000211
11	-0.000228	-0.000216	-0.000207	-0.000198	-0.000196	-0.000184	-0.000185	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191	-0.000191
12	-0.000131	-0.000125	-0.000121	-0.000116	-0.000115	-0.000112	-0.00011	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111	-0.000111
13	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702	702
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	-26.15341	-29.500258	-31.491315	-34.814108	-36.429652	-37.617341	-38.070484	-39.158832	-39.152431	-38.654213	-39.460072	-39.979687	-39.310571	-39.310571	-39.310571	-39.310571	-39.310571	-39.310571	-39.310571
16	96.202815	99.406346	101.341677	103.203628	105.842008	104.814593	104.062011	104.587435	108.005661	108.335652	108.438539	108.883211	109.343883	108.268729	108.268729	108.268729	108.268729	108.268729	108.268729
17	0	-0	-0	0	-0	-0	0	0	0	-0	-0	0	0	-0	-0	0	0	0	...

day_matrix_dost =

Розрахунок та виведення результатів у масив даних за ТГН:

```

day_matrix_TGN = day_matrix_TGN ← 0
for t ∈ {0,...,47}
    [
    0 0 Umodt
    21 0 TP110Pt / 1000
    22 0 TP110Qt / 1000
    11 1 (TP455P-t + TP455P-2) / 1000
    12 1 (TP455Q-t + TP455Q-2) / 1000
    11 2 (TP456P-t + TP456P-2) / 1000
    12 2 (TP456Q-t + TP456Q-2) / 1000
    11 3 (TP457P-t / 1000)
    12 3 (TP457Q-t / 1000)
    11 4 (TP458P-t / 1000)
    12 4 (TP458Q-t / 1000)
    11 5 (TP543P-t / 1000)
    12 5 (TP543Q-t / 1000)
    ]

Mtype ← [
    0 0 Umodt
    21 0 TP110Pt / 1000
    22 0 TP110Qt / 1000
    11 1 (TGNTt)1%max (TP455P-t + TP455P-2) / 1000
    12 1 (TGNTt)2%max (TP455Q-t + TP455Q-2) / 1000
    11 2 (TGNTt)3%max (TP456P-t + TP456P-2) / 1000
    12 2 (TGNTt)4%max (TP456Q-t + TP456Q-2) / 1000
    11 3 (TGNTt)5%max (TP457P-t / 1000)
    12 3 (TGNTt)6%max (TP457Q-t / 1000)
    11 4 (TGNTt)7%max (TP458P-t / 1000)
    12 4 (TGNTt)8%max (TP458Q-t / 1000)
    11 5 (TGNTt)9%max (TP543P-t / 1000)
    12 5 (TGNTt)10%max (TP543Q-t / 1000)
    ]

Mtype_madl ← Mtype_madl
Mtype_madr ← Mtype_madr

S ← [
    0 0 Umodt
    21 0 TP110Pt / 1000
    22 0 TP110Qt / 1000
    11 1 (TP455P-t + TP455P-2) / 1000
    12 1 (TP455Q-t + TP455Q-2) / 1000
    11 2 (TP456P-t + TP456P-2) / 1000
    12 2 (TP456Q-t + TP456Q-2) / 1000
    11 3 (TP457P-t / 1000)
    12 3 (TP457Q-t / 1000)
    11 4 (TP458P-t / 1000)
    12 4 (TP458Q-t / 1000)
    11 5 (TP543P-t / 1000)
    12 5 (TP543Q-t / 1000)
    ]

Sb ← submatrix(S, 1, n - 1, 0, 0), W ← [
    62500
    62500
    62500
    |
    |
    |
    ]

ST ← State_vector(Mtype, Mtype_madl, W)
Snew ← 0
Snew 0 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 1
Snew 1 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 2 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 3
Snew 2 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 4 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 5
Snew 3 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 6 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 7
Snew 4 ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 8 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 9
Snew . ← submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 10 + j · submatrix(ST(0), 29, 40, 0, 0) 11
    ]

```

$$\begin{aligned}
\Delta P_{tr} &\leftarrow \text{Re}(\Delta S_{\text{nav}}(\text{submatrix}(ST, 0, n - 1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n + 1, n - 2, 0, 0), S_{\text{new}})) \\
\Delta Q_{tr} &\leftarrow \text{Im}(\Delta S_{\text{nav}}(\text{submatrix}(ST, 0, n - 1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n + 1, n - 2, 0, 0), S_{\text{new}})) \\
&\text{for } j \in 0..m - 1 \\
T^{(j)} &\leftarrow \sum \left(\text{Tr}(\text{submatrix}(ST, 0, n - 1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n + 1, n - 2, 0, 0)) T^{(j)} \right) \\
\text{day_matrix_TGN} &\leftarrow \text{stack}(ST, 771, \text{Re}(T^{(j)}), 772, \text{Im}(T^{(j)}), 773, \text{Re}(S), 774, \text{Im}(S), 775, \text{Re}(T \cdot S_b) + \sum \Delta P_{\text{Pxx}} + \sum \Delta P_{tr}, \text{Im}(T \cdot S_b) + \sum \Delta Q_{\text{Pxx}} + \Delta Q_{tr}, 777, \sum \text{Re}(S), 778, \sum \text{Im}(S), 779, \Delta P_{tr}, 780, \Delta P_{\text{Pxx}}) \text{ if } i = 0 \\
\text{day_matrix_TGN} &\leftarrow \text{augment}(\text{day_matrix_TGN_stack}(ST, 0, \text{Re}(T^{(j)}), \text{Im}(T^{(j)}), 0, \text{Re}(S), 0, \text{Im}(S), 0, \text{Re}(T \cdot S_b) + \sum \Delta P_{\text{Pxx}} + \sum \Delta P_{tr}, 0, \text{Im}(T \cdot S_b) + \sum \Delta Q_{\text{Pxx}} + \Delta Q_{tr}, 0, \sum \text{Re}(S), 0, \sum \text{Im}(S), 0, \Delta P_{tr}, 0, \Delta P_{\text{Pxx}})) \text{ if } i > 0 \\
&\text{day_matrix_TGN}
\end{aligned}$$

$$\text{day_matrix_TGN} =$$

52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	773	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0.268	0.24	0.223	0.205	0.194	0.19	0.187	0.186	0.182	0.181	0.184	0.18	0.177	0.181	0.177	0.181	0.181
55	-0.062	-0.057	-0.053	-0.048	-0.045	-0.045	-0.044	-0.044	-0.043	-0.043	-0.043	-0.041	-0.039	-0.041	-0.039	-0.041	-0.041
56	-0.064	-0.057	-0.053	-0.049	-0.047	-0.046	-0.045	-0.044	-0.044	-0.044	-0.044	-0.045	-0.044	-0.044	-0.044	-0.044	-0.044
57	-0.054	-0.047	-0.042	-0.039	-0.037	-0.036	-0.035	-0.035	-0.035	-0.034	-0.035	-0.033	-0.032	-0.032	-0.032	-0.035	-0.035
58	-0.072	-0.065	-0.061	-0.055	-0.053	-0.051	-0.05	-0.05	-0.049	-0.049	-0.049	-0.05	-0.051	-0.051	-0.051	-0.051	-0.051
59	-0.01	-0.009	-0.009	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.009	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008
60	774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	0.115	0.11	0.108	0.106	0.103	0.104	0.104	0.104	0.101	0.1	0.1	0.1	0.099	0.1	0.099	0.1	0.1
62	-0.026	-0.024	-0.024	-0.023	-0.023	-0.023	-0.024	-0.024	-0.022	-0.023	-0.023	-0.022	-0.022	-0.022	-0.022	-0.022	-0.022
63	-0.028	-0.028	-0.028	-0.028	-0.028	-0.028	-0.027	-0.027	-0.027	-0.026	-0.027	-0.027	-0.027	-0.027	-0.027	-0.027	-0.027
64	-0.023	-0.023	-0.021	-0.021	-0.021	-0.02	-0.021	-0.021	-0.019	-0.02	-0.02	-0.02	-0.021	-0.021	-0.021	-0.021	-0.021
65	-0.038	-0.036	-0.036	-0.036	-0.035	-0.035	-0.035	-0.035	-0.035	-0.034	-0.035	-0.033	-0.033	-0.034	-0.034	-0.034	-0.034
66	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.003	-0.003	-0.003	-0.003	-0.003	-0.003
67	775	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
69	776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
72	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
																	...

Наукове видання

**Малогулко Юлія Володимирівна,
Поліщук Андрій Леонідович,
Томашевський Юрій Васильович**

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

Монографія

Оригінал-макет підготовлено в *PBB ВНТУ*

Підписано до друку 18.01.2023 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman. Ум. др. арк. 8,20.
Наклад 13 пр. Зам. № В2023-02.

Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114
press.vntu.edu.ua
email: irvc.vntu@gmail.com

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.,
21021, м. Вінниця, вул. Пори́ка, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.