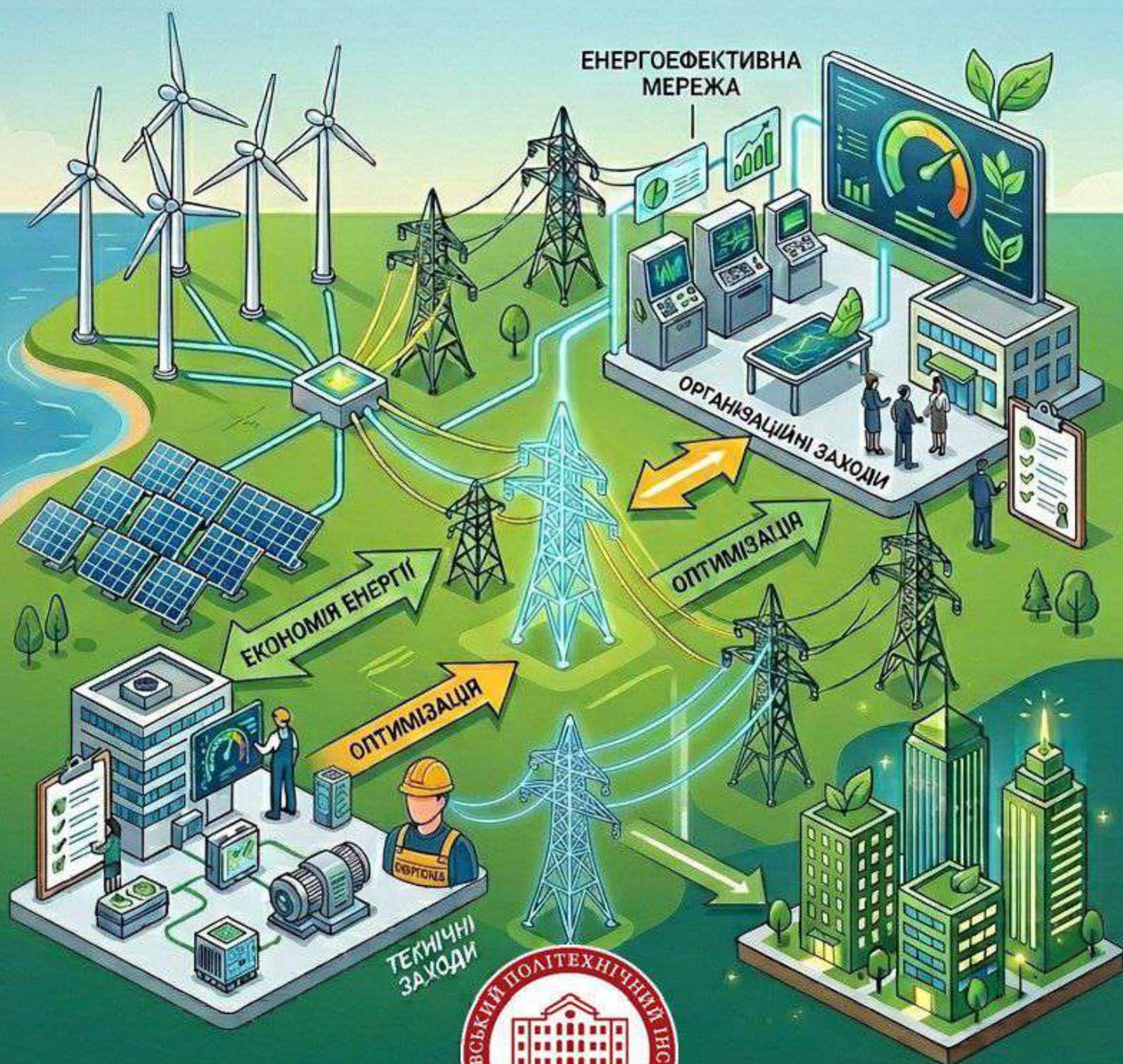


Шевченко С. Ю., Данильченко Д. О., Кузнецов Д. С.

# ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЖИВЛЕННЯ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
"ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ"

**С. Ю. Шевченко, Д. О. Данильченко, Д. С. Кузнецов**

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З  
ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЖИВЛЕННЯ ЗА РАХУНОК  
ВИКОРИСТАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ**

Монографія

*Рекомендовано Вченою радою  
Національного технічного університету  
«Харківський політехнічний інститут»*

Харків – 2026

УДК 631.311

Ш 18

**Рецензенти:**

*О. Мірошник*, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет, Харків, Україна

*О. Шрам*, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електропостачання промислових підприємств, Національний університет «Запорізька політехніка», Запоріжжя, Україна

*Публікується за рішенням Вченої ради НТУ «ХПІ»  
протокол № 3 від 27.02.2026 р.*

**Шевченко С. Ю.**

**Ш 18** Підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами живлення за рахунок використання організаційних та технічних заходів : монографія / С. Ю. Шевченко, Д. О. Данильченко, Д. С. Кузнецов. Харків : НТУ «ХПІ», 2026. 161 с.

**ISBN 978-617-05-0608-5**

*У монографії розглядаються шляхи підвищення енергоефективності електричних мереж шляхом зниження технологічних втрат в умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії та конденсаторних установок. Удосконалено методи аналізу топології мереж і сформовано індекс чутливості для визначення оптимальних місць підключення ВДЕ. Запропоновано алгоритм вибору місць встановлення ВДЕ та конденсаторних установок, що враховує втрати, рівні напруги та пропускну здатність ліній. Розроблено поетапний підхід до модернізації електричних мереж на основі багатокритеріальної цільової функції. Результати моделювання підтвердили ефективність запропонованих рішень та можливість суттєвого підвищення енергоефективності мереж при збереженні їх надійності.*

УДК 631.311

© Шевченко С.Ю., Данильченко Д. О.,  
Кузнецов Д. С., 2026

ISBN 978-617-05-0608-5

© НТУ «ХПІ», 2026

## ЗМІСТ

Перелік позначень та скорочень.....	7
Вступ.....	8
Розділ 1. Аналіз заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах.....	9
1.1 Аналіз структури втрат електроенергії в електричній мережі.....	9
1.1.1 Навантажувальні втрати.....	12
1.1.2 Умовно-постійні технічні втрати.....	14
1.2 Характеристика основних методів розрахунку втрат електроенергії.....	18
1.3 Аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	22
1.4 Аналіз організаційних заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах.....	25
1.4.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням.....	25
1.4.2 Оптимізація режимів електричних мереж енергосистем за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю.....	28
1.4.3 Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора..	29
1.4.4 Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.....	30
1.4.5 Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.....	32
1.4.6 Вирівнювання та оптимізація розподілу навантаження в електричних мережах...33	33
1.4.7 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ та усунення неякісних з'єднань проводів ліній.....	35
1.4.8 Оптимізація експлуатаційних процесів в електричних мережах.....	36
1.5 Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах.....	38

1.5.1 Встановлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах.....	38
1.5.2 Заміна обладнання електричних мереж.....	40
1.5.3 Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	43
1.5.4 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	45
1.5.5 Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва розвантажувальних підстанцій та ліній електропередавання.....	46
1.6 Аналіз питання зниження втрат електроенергії в літературі.....	46
1.7 Висновки до розділу 1.....	50
Розділ 2. Аналіз методів оптимізації топології електричної мережі.....	52
2.1 Аналіз методів пошуку оптимального місця розмикання електричної мережі.....	52
2.2 Формування цільової функції для пошуку оптимальної точки розмикання ЕМ.....	56
2.3 Оптимізація активних втрат електроенергії шляхом пошуку оптимальної точки розриву ЕМ (режим зимового максимуму).....	60
2.3.1 Оптимізація активних втрат електроенергії шляхом пошуку оптимальної точки розриву ЕМ (режим літнього мінімуму).....	77
2.4 Висновки до розділу 2.....	84
Розділ 3. Аналіз впливу відновлювальних джерел електроенергії на параметри та режими електричної мережі.....	86
3.1 Розвиток ВДЕ в Україні.....	86
3.2 Аналіз впливу ВДЕ на втрати, напругу та якість електричної енергії в ЕМ.....	89
3.3 Аналіз варіантів підключення ВДЕ до ЕМ та їх режимів роботи.....	92
3.4 Проблема підвищення енергоефективності розподільних ЕМ з ВДЕ.....	99
3.5 Аналіз існуючих методів інтеграції ВДЕ в ЕМ.....	100
3.6 Розрахунки усталеного режиму при інтеграції ВДЕ в ЕМ.....	107
3.7 Дослідження втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ.....	113

	6
3.8 Висновки по розділу 3.....	119
Розділ 4. Аналіз методів визначення місць встановлення конденсаторних установок в електричних мережах.....	121
4.1 Аналіз існуючих методів впровадження КУ в ЕМ.....	121
4.2 Оцінка втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою КУ.....	130
4.3 Висновки до розділу 4.....	138
Розділ 5. Поетапна та систематизована стратегія модернізації електричних мереж.....	139
5.1 Розробка методики підвищення енергоефективності ЕМ.....	139
5.2 Оцінка ефективності зниження втрат в ЛЕП при поетапній та систематизованій стратегії модернізації електричних мереж.....	142
5.3 Висновки до розділу 5.....	144
Висновки.....	147
Список використаних джерел.....	150
Додаток А. Результати розрахунків впровадження 4 КУ В ЕМ.....	163

## ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

- ЕМ – електрична мережа  
ВДЕ - відновлювальні джерела енергії  
ЛЕП – лінія електропередач  
КРП – компенсації реактивної потужності  
КУ – конденсаторна установка  
ПЯЕ – показники якості електроенергії  
РПН – регулювання під напругою  
ПС – підстанція  
ТВ – телевимірювання  
СК – синхронний компенсатор  
УР – усталений режим  
ЗЗВ - заходи зниження втрат  
ЦЖ – центр живлення  
РГ – розподілена генерація  
ФЕС – фотоелектрична станція  
СЕС – сонячна електростанція  
ВЕС – вітрова електростанція  
ДП – динамічне програмування

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** Сучасні тенденції розвитку енергетичної галузі характеризуються активним впровадженням ВДЕ у структуру електропостачання. Водночас зростання частки ВДЕ створює нові виклики для ЕМ, зокрема пов'язані з нестабільністю генерації, необхідністю балансування, а також зниженням ефективності використання мережевої інфраструктури.

У зв'язку з цим особливої актуальності набуває питання підвищення енергоефективності електричних мереж, що працюють в умовах високого рівня інтеграції ВДЕ. Традиційні підходи, орієнтовані здебільшого на технічну реконструкцію мереж, є недостатніми або економічно неефективними. Необхідно комплексно враховувати як технічні, так і організаційні заходи, що дозволяють оптимізувати роботу мережі без значних капіталовкладень.

Значний внесок у дослідження підвищення ефективності функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії зроблено вітчизняними науковцями. У наукових працях розглядаються питання оптимізації роботи розподілених джерел енергії в локальних енергетичних системах, прогнозування режимів роботи та впровадження концепції мікромереж, а також аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на параметри електричних мереж. Окрема увага приділяється інтеграції децентралізованої генерації, застосуванню інтегрованих методів аналізу для прийняття оптимальних технічних рішень і розвитку інтелектуальних електричних мереж.

Таким чином, дослідження, спрямовані на розробку систематизованого підходу до підвищення енергоефективності ЕМ за рахунок поєднання організаційних та технічних заходів в умовах інтеграції ВДЕ, мають важливе наукове та практичне значення.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАХОДІВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

## 1.1 Аналіз структури втрат електроенергії в електричній мережі

Сумарні або фактичні втрати електричної енергії в ЕМ визначаються як різниця електроенергії, яка надходить в мережу  $W_{\text{надх}}$  та електроенергії, яка відходить в споживачам  $W_{\text{від}}$  (див. рис. 1.1) [1]:

$$\Delta W = W_{\text{надх}} - W_{\text{від}} \quad (1.1)$$

Втрати електроенергії прийнято умовно класифікувати на два основні типи: технологічні та комерційні [1]. Їхня структура зображена на рисунку 1.2. Технологічні втрати виникають унаслідок особливостей технологічного процесу передавання електроенергії через мережі, а також системи її обліку при надходженні та відпуску. Комерційні втрати представляють собою різницю між загальними (фактичними) втратами електроенергії та тими, що були розраховані як технологічні. Таким чином, формулу втрат можна подати у вигляді:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{техн}} + W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} + \Delta W_{\text{ком}} \quad (1.2)$$

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} \quad (1.3)$$

де  $\Delta W_{\text{т}}$  - технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі;

$\Delta W_{\text{вп}}$  - витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

$\Delta W_{\text{обл}}$  - недооблік електроенергії який обумовлений інструментальними похибками її вимірювання;

$\Delta W_{\text{ком}}$  – комерційні втрати.

Технічні втрати  $\Delta W_T$  - виникають у ЛЕП, трансформаторах, реакторах та іншому обладнанні енергосистеми. Їх поява обумовлена фізичними процесами, і вони поділяються на дві основні складові: змінні навантажувальні втрати, які залежать від величини навантаження та умовно постійні втрати, що не залежать від нього.

Перша група втрат пов'язана з тепловиділенням у провідникових елементах мережі, а друга - із нагріванням магнітопроводів і появою коронного розряду.

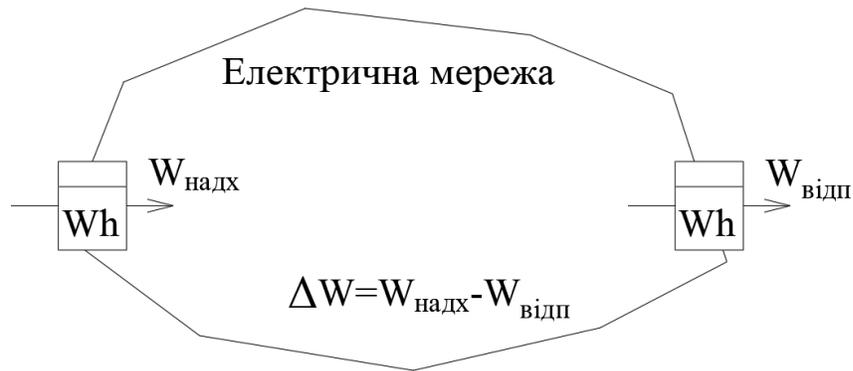


Рисунок 1.1 – Надходження та відпуск електроенергії в ЕМ

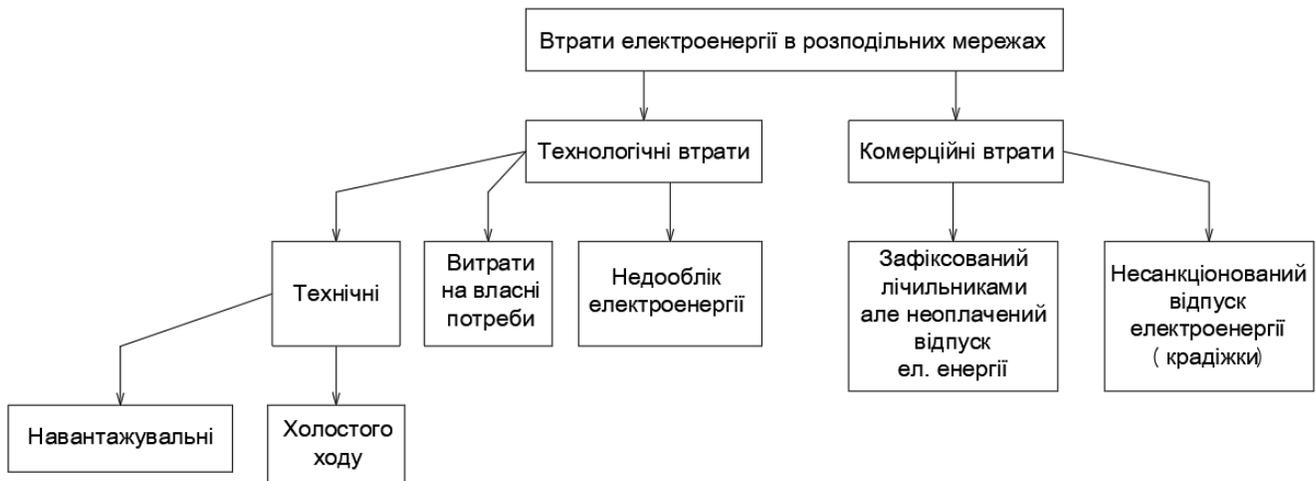


Рисунок 1.2 – Класифікація втрат електричної енергії

Витрати електроенергії на власні потреби  $\Delta W_{\text{вп}}$  - це обсяг електроенергії, необхідний для підтримки нормальної роботи підстанцій та розподільчих пристроїв. До таких витрат належать споживання на освітлення, вентиляцію, опалення, ремонтні роботи, а також на живлення оперативних кіл тощо [1].

Втрати, пов'язані з недообліком електроенергії в мережі  $\Delta W_{\text{обл}}$  можуть бути наслідком систематичних похибок у роботі засобів вимірювання, зокрема лічильників та трансформаторів струму і напруги. Найбільший вплив мають трансформатори струму, які за умов, коли первинний струм значно нижчий за номінальний, можуть виходити за межі свого класу точності, що спричиняє похибки у фіксації обсягів відпущеної електроенергії - іноді досягаючи 2–3%.

Комерційні втрати визначаються як різниця між загальними фактичними втратами електроенергії та розрахунковими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W - \Delta W_{\text{техн}} \quad (1.4)$$

Комерційні втрати мають дві основні складові, що різняться за природою. У загальному випадку йдеться про електроенергію, яка була спожита, але не оплачена. У першому варіанті така електроенергія зареєстрована лічильниками, і споживач згодом може її оплатити. За умови нарахування пені за затримку платежу, витрати енергомережі можуть бути частково або повністю компенсовані. Інша ситуація виникає, коли мова йде про незаконне споживання електроенергії, яка не була облікована засобами вимірювання, у цьому випадку вона залишається повністю втраченою.

Оптимально допустимі (економічно обґрунтовані) технічні втрати електроенергії  $\Delta W_{\text{т.о}}$  визначаються як різниця між їх реальним рівнем  $\Delta W_{\text{т}}$  і тією величиною зниження втрат  $\delta W_{\text{о}}$ , яку можливо забезпечити шляхом реалізації певних організаційних та технічних заходів [1]:

$$\Delta W_{\text{т.о}} = \Delta W_{\text{т}} - \delta W_{\text{о}} \quad (1.5)$$

Оптимальні технічні втрати електроенергії  $\Delta W_{\text{т.о}}$  не є фіксованою величиною, яку можна визначити одноразово та використовувати без змін. Показники, встановлені на етапі формування схеми розвитку енергосистеми, базуються на прогнозних навантаженнях, що враховуються при виконанні проєктних розрахунків. Однак у процесі реальної експлуатації фактичні навантаження можуть суттєво відрізнитися від запроєктованих, що призводить до зміни значення  $\Delta W_{\text{т.о}}$ , у порівнянні з тими, що були розраховані на стадії проєктування. Додатково, поступове зростання навантаження з часом також впливає на збільшення як фактичних втрат  $\Delta W_{\text{т}}$ , так і відповідно оптимальних  $\Delta W_{\text{т.о}}$ . Отже, ці втрати доцільно подавати у вигляді послідовності значень, кожне з яких відповідає певному розрахунковому періоду. Цей набір значень слід періодично уточнювати відповідно до оновленої інформації щодо навантажень і схем розвитку енергосистеми [1].

### 1.1.1 Навантажувальні втрати

Втрати активної потужності, що виникають через навантаження  $\Delta P$  у трифазному елементі ЕМ з фазним опором  $R$  та струмом  $I$ , розраховуються за наступною формулою:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.6)$$

де  $I$  дорівнює

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (1.7)$$

втрати активної потужності, спричинені навантаженням, можуть бути обчислені як:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (1.8)$$

де  $P$  і  $Q$  – активна і реактивна потужність, яка передається по елементу;

$U$  – лінійна напруга.

Значення активної та реактивної потужностей у вітках ЕМ визначаються на основі результатів розрахунку її усталеного режиму. Зазвичай початковими даними виступають значення потужностей у вузлах мережі. Напруга у формулі (1.8) відповідає тому вузлу, з яким пов'язані відповідні значення  $P$  та  $Q$  - це може бути як початок, так і кінець вітки. У практичних умовах часто відомі значення активної потужності  $P$  та середній коефіцієнт потужності  $\text{tg}\varphi$ . У такій ситуації доцільно використовувати формулу (1.8) у такому вигляді [1]:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot (1 + \text{tg}^2\varphi)}{U^2} \cdot R \quad (1.9)$$

Загальні втрати електроенергії визначаються як сукупність втрат потужності, що виникають у всіх режимах роботи електричної мережі протягом розрахункового періоду  $T$ :

$$\Delta W_i = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad (1.10)$$

де  $\Delta P(t)$  – графік зміни втрат потужності на протязі часу  $T$ .

Значення  $\Delta P(t)$  обчислюються за графіками змін потужностей  $P(t)$  і  $Q(t)$ . Однак такий розрахунок можливий лише за умови наявності телевимірювань (ТВ) навантаження в усіх вузлах мережі. Якщо ТВ відсутні або їх дані неповні, використовують спрощені методи для переходу від розрахованих втрат потужності до втрат електроенергії. Ці методи базуються на характеристиках графіків навантаження. Зокрема, застосовуються два основні підходи: метод найбільших втрат та метод середніх навантажень [2-6].

### 1.1.2 Умовно-постійні технічні втрати

Умовно-постійні втрати потужності - це втрати, що виникають у магнітопроводах і ізоляції електричних установок. Такі втрати залежать від величини прикладеної до них напруги. Так як напруга змінюється в порівняно меншому діапазоні, ніж струм навантаження, ці втрати можна вважати умовно постійними. Загалом ці втрати в елементі ЕМ визначаються за такою формулою:

$$\Delta P_{\gamma} = g \cdot U^2 \quad (1.11)$$

де  $g$  – провідність елемента ЕМ відносно землі;

$U$  – фазна напруга.

Втрати електроенергії, що залежать від напруги, мають різну природу в різних елементах електричної мережі і розраховуються за спеціальними формулами.

Умовно-постійні втрати енергії, які виникають у силових трансформаторах (і автотрансформаторах), відомі також як втрати в режимі холостого ходу, обчислюються за такою формулою [1]:

$$\Delta W_{II} = \Delta P_x \cdot \sum_{i=1}^n \Delta t \cdot \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 \quad (1.12)$$

де  $\Delta P_x$  – паспортні дані щодо втрат потужності холостого ходу трансформатору;

$U_i$  – напруга на вводах трансформатора в  $i$ -му режимі.

Втрати електричної енергії в компенсуючих установках залежать від їхнього типу.

Втрати в батареях статичних конденсаторів визначаються на основі відомих питомих втрат потужності  $\Delta p_{БК}$ :

$$\Delta W_{БК} = \Delta p_{БК} \cdot W_{QБК} \quad (1.13)$$

$$W_{QБК} = Q \cdot T \quad (1.14)$$

де  $W_{QБК} = Q \cdot T$  – реактивна енергія, яка вироблена батареєю конденсаторів потужністю  $Q$  за розрахунковий період  $T$ . За звичай  $\Delta p_{БК} = 0,003$  кВт/кВАр.

В статичних тиристорних компенсаторах втрати визначаються за такою ж формулою. Тільки питомі втрати потужності в них більші. Середнє значення  $\Delta p_{СТК} = 0,006$  кВт/кВАр. [1] Синхронні компенсатори мають такі енергетичні втрати, які не можна однозначно класифікувати як втрати холостого ходу, адже в роботі електричної машини присутня також навантажувальна складова. Водночас ця частина втрат не обумовлена параметрами зовнішньої мережі, а визначається режимом роботи самого компенсатора, що дозволяє віднести їх до умовно-постійних. При цьому слід враховувати, що ступінь навантаження компенсатора змінюється відповідно до характеру роботи мережі - залежно від того, виконує він генерацію чи споживання реактивної потужності. Розрахунок втрат у СК здійснюється за наступною формулою:

$$\Delta W_{СК} = P_{\text{ном}} \cdot T \cdot \left[ d_x + (1 - d_x) \cdot k_{\text{макс}}^2 \cdot \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3} \right] \quad (1.15)$$

де  $\Delta P_{\text{ном}}$  – втрати в СК при номінальному завантаженні;

$d_x$  – частка втрат холостого ходу в значенні  $\Delta P_{\text{ном}}$ ;

$k_3$  – коефіцієнт заповнення графіка реактивного навантаження СК.

де коефіцієнт максимального навантаження завантаження СК:

$$k_3 = \frac{Q_{\text{макс}}}{Q_{\text{ном}}} \quad (1.16)$$

Енергетичні втрати в шунтувальних реакторах розраховуються за формулою (1.12), оскільки їхній механізм аналогічний втратам у трансформаторному обладнанні. У технічній документації вони не позначаються як втрати холостого ходу, а згадуються просто як втрати в реакторі [1]. Що стосується вентильних розрядників, обмежувачів перенапруг, пристроїв для високочастотного зв'язку, а також вимірювальних трансформаторів струму і напруги - величина їхніх втрат визначається рівнем номінальної напруги, для якого ці прилади були спроектовані. Втрати електроенергії в ізоляції кабелів визначаються за формулою, тис. кВт·год:

$$\Delta W_{\text{каб}} = b_c \cdot U^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot L_{\text{каб}} \cdot T \quad (1.17)$$

де  $b_c$  – ємнісна провідність кабеля, Сим/км;

$L_{\text{каб}}$  – довжина кабеля, км;

$\text{tg} \delta$  – тангенс кута діелектричних втрат.

Втрати електроенергії за рік в перерахованому обладнанні приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Втрати електроенергії в ВР, ОПН, ТТ, ТН і ППВЧ в тис.кВт·год/рік

Напруга, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
ВР	0,009	0,021	0,091	0,6	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,013	0,22	0,74	1,8	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,4	1,1	2,2	3,3	5	7,5
ТН	1,54	1,9	3,6	11	13,1	18,4	28,9	58,8
ППВЧ	0,01	0,01	0,02	0,22	0,43	2,12	3,24	4,93

Втрати електроенергії через коронний розряд у повітряних лініях суттєво змінюються залежно від метеорологічних умов. Існує кілька методів розрахунку таких втрат у ЛЕП, які різняться між собою способом урахування погодних факторів. Два з цих підходів базуються на такій формулі:

$$\Delta P_{\kappa} = g \cdot U^{\alpha} \cdot L \quad (1.18)$$

де  $g$  – питома провідність повітря, значення якої залежить від стану погодних умов (ясна погода, дощ, сніг, туман, ожеледь), Сим/км;

$\alpha$  – показник степені при напрузі ЛЕП, в залежності від погоди,  $\alpha=2-6$ ;

$L$  – довжина ЛЕП, км.

У практичній діяльності перевагу зазвичай надають альтернативному методу, який ґрунтується на експериментально визначених питомих втратах потужності на кожному кілометрі повітряної лінії:

$$\Delta P_{\kappa} = p_{\Pi} \cdot L \quad (1.19)$$

де  $p_{\Pi}$  – питомі втрати потужності на корону в ЛЕП, кВт/км.

Розрахунок втрат електроенергії внаслідок коронного розряду на повітряних лініях за певний період здійснюється з урахуванням статистики щодо тривалості різних погодних умов протягом інтервалу часу  $T$ :

$$\Delta W_k = L \cdot T \cdot \sum_{i=1}^n p_{\Pi i} \cdot d_i \quad (1.20)$$

де  $d_i$  – відносна тривалість різної погоди на території регіону, до якого відноситься ЛЕП, за час  $T$ , в.о.

Наприклад, на протязі року для центральної України відносна тривалість різної погоди  $d_i$  розподіляється так: хороша – 0,803, сухий сніг – 0,09, дощ – 0,074, ожеледь – 0,033. [1]

## 1.2 Характеристика основних методів розрахунку втрат електроенергії

Проблематиці визначення втрат електроенергії в електромережах присвячено значну кількість наукових праць [2–8], результати яких у тій чи іншій формі застосовуються в щоденній діяльності компаній, що здійснюють передачу електроенергії. Переважна частина методик ґрунтується на формуванні та розв’язанні систем рівнянь усталеного режиму роботи електромереж. Пряме вимірювання технічних втрат у загальному випадку є неможливим, тому їх визначають шляхом розрахунків, які базуються на аналізі фізичних явищ, що супроводжують транспортування електроенергії повітряними лініями, її перетворення в трансформаторних пристроях, протікання струмів крізь струмопровідні елементи підстанцій, а також впливів електромагнітних полів у мережевому обладнанні.

У випадку трифазної лінії електропередачі, за умови стабільної переданої потужності, відсутності гармонічних викривлень струму та повної симетрії фаз, обчислення втрат електроенергії за проміжок часу  $T$  не становить складності. Для

проведення такого розрахунку достатньо мати дані про активний опір фази  $R$  і величину струму  $I$ , який протікає лінією [2].

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_i I_i^2 \cdot R_i \cdot \Delta t_i \quad (1.21)$$

де  $I_i$  і  $R_i$  - струм і середній активний опір на відріжку часу  $i \Delta t$ .

Застосування такого методу потребує безперервного моніторингу всіх параметрів у режимі реального часу з інтервалами в кілька або кількадесят хвилин. На практиці його використовують лише тоді, коли наявні відповідні технічні можливості для таких вимірювань. Проте в більшості ситуацій, через велику кількість елементів у системі електропостачання, цей підхід є малоефективним. Тому для оцінювання втрат електроенергії здебільшого вдаються до розрахункових методів, які відрізняються між собою обсягом і точністю вхідних даних. Зазвичай, параметри мережі та її конфігурація протягом розрахункового періоду  $T$  вважаються відомими. Окрім цього, були розроблені окремі методики для обчислення додаткових втрат, спричинених нелінійними навантаженнями, особливостями мережевого обладнання та впливом коронного розряду в повітряних лініях. У найзагальнішому випадку втрати енергії в мережевому елементі з опором  $R$  визначаються за такою формулою [4, 6]:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt \quad (1.22)$$

де можна виділити величину - середньоквадратичний струм [4, 6]:

$$I_{\text{ср.кв}} = 3 \cdot R \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2(t) dt} \quad (1.23)$$

Усі способи розрахунку втрат електричної енергії зводяться до різноманітних способів отримання середньоквадратичного струму. При наявності вимірювань  $I_{\text{ср.кв}}$  отримують по дискретним значенням струмів - ступінчатому графіку струму:  $I_i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ), де  $N$  - кількість ступенів графіка струму. Величина квадрату середньоквадратичного струму визначається за формулою [4, 7, 8]:

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i^2 \quad (1.24)$$

Припускаючи  $I_{\text{ср.кв}}$  математичним сподіванням квадрату випадкової величини  $I$ , отримаємо [4, 7, 8]:

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2 \quad (1.25)$$

де  $I_{\text{ср}}^2$ ,  $\sigma_I^2$  - відповідно, математичне сподівання (середнє значення) і дисперсія випадкової величини  $I$ .

В результаті для втрат електричної енергії отримуємо:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot R \cdot T = 3 \cdot (I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2) \cdot R \cdot T \quad (1.26)$$

На основі цієї формули сформульовано два ключові підходи до оцінки втрат електроенергії в електромережах. Один із них - це метод усереднених навантажень. Якщо у виразі (1.26) винести середнє значення струму  $I_{\text{ср}}$  за дужки, отримаємо:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T \quad (1.27)$$

де  $\Delta P_{\text{ср}}$  - втрати потужності, вираховані при середньому струмі (середніх навантаженнях мережі).

Квадрат коефіцієнту форми графіку струму на інтервалі часу  $T$ :

$$k_{\phi}^2 = 1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2} \quad (1.28)$$

Інший підхід до розрахунку ґрунтується на формулі (1.26), де праву частину виразу помножують і ділять на квадрат максимального на інтервалі часу  $T$  струму  $I_{\text{макс}}^2$  ( $I_{\text{макс}} = \max(I_i), i=1, 2, \dots, N$ ).

$$\Delta W = \Delta P_{\text{макс}} \cdot \tau_0 \cdot T \quad (1.29)$$

де  $\tau_0 = \frac{I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2}{I_{\text{макс}}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{макс}}^2}$  - відносний час найбільших втрат;

$\Delta P_{\text{макс}}$  - найбільші на інтервалі часу  $T$  втрати потужності.

Цей метод отримав назву методу часу найбільших втрат [2-8].

Приведені вирази є методами розрахунку втрат, які обумовлені протіканням струму навантаження по елементах електричної мережі. Методи зведені в таблицю 1.2.

При наявності графіка електричних навантажень на проміжку часу  $T$  розрахунки виконують по середньоквадратичному струму, розрахунки за двома іншими методами, в цьому випадку, дають такий самий результат. Застосування двох останніх методів рекомендується за відсутності повної інформації про навантаження елементів мережі на всьому інтервалі часу  $T$ .

Таблиця 1.2 – Основні методи розрахунку навантажених втрат електричної енергії

Метод розрахунку втрат електричної енергії	Визначаючі величини
По середньоквадратичному струму $\Delta W = 3 \cdot I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot R \cdot T$	$I_{\text{ср.кв}}^2 = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i^2}$
Середніх навантажень $\Delta W = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot k_{\phi}^2 \cdot R \cdot T$	$I_{\text{ср.кв}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i ; k_{\phi}^2 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$
Час найбільших втрат $\Delta W = 3 \cdot I_{\text{макс}}^2 \cdot \tau_0 \cdot R \cdot T$	$I_{\text{макс}} = \max (I_i), i=1, 2, \dots, N$ $\tau_0 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{макс}}^2}$

Точність обчислень втрат електроенергії за різними варіантами формули (1.22) безпосередньо залежить від точності врахування змін навантаження. Відомо, що при використанні методу найбільших втрат результат може бути завищений, в той час як метод середніх навантажень дає занижені оцінки. Метод, заснований на середніх навантаженнях, зазвичай дає більш точні результати порівняно з методом визначення годин найбільших втрат потужності. Це можна пояснити тим, що похибки при визначенні середніх навантажень, що ґрунтуються на показниках лічильників, значно менші, ніж похибки при вимірюванні максимальних навантажень, які виконуються епізодично і не завжди фіксують реальні пікові значення.

### 1.3 Аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії

Можна виокремити три ключові умови, за дотримання яких дії, спрямовані на зменшення втрат, можуть вважатися повноцінними заходами зі скорочення втрат електроенергії (ЗЗВ). По-перше, до таких дій належать лише ті, що забезпечують скорочення втрат у лініях та обладнанні, яке працює у штатному режимі. Другою вимогою є те, що реалізація заходів не повинна шкодити безпеці персоналу, впливати на якість виконання службових обов'язків, надійність енергопостачання або

параметри якості енергії. І, нарешті, третя умова – чітке орієнтування дій саме на мінімізацію втрат. [9]

Залежно від характеру досягнення результату, ЗЗВ класифікують на чотири категорії:

- оптимізація керування режимами роботи електромереж;
- автоматизоване управління мережевими режимами;
- модернізація та оновлення мережевої інфраструктури;
- покращення систем обліку споживання електроенергії.

Кожна з груп включає як технічні, так і організаційні складові. На рис. 1.4 відображено ці аспекти, що супроводжують реалізацію заходів. У [10] наведено типовий список таких дій. До організаційних заходів, належать заходи, пов'язані з підвищенням ефективності експлуатації мереж і оптимізацією їхніх структур та режимів. Ці рішення зазвичай не потребують значних витрат. До технічних – модернізація, перебудова або нове будівництво елементів мережі, що потребує фінансових вкладень. [9]

Основним критерієм доцільності ЗЗВ є оцінка їх впливу на величину втрат у системі. Для організаційних рішень ефективність часто виражається у вигляді відсоткового зменшення втрат електроенергії  $\delta W$  або зменшення відповідних витрат.

$$\delta\zeta = \zeta_a \delta W / 100 \quad (1.30)$$

де  $\zeta_a$  питоми витрати на електроенергію, коп/(кВт·г).

Під час аналізу ефективності технічних заходів зі зниження втрат електроенергії важливо, окрім досягнутого результату, також враховувати обсяг необхідних інвестицій, пов'язаних з їх впровадженням.

Повинна виконуватися умова:

$$\delta Z \geq (p_0 + p_a) \cdot K \quad (1.31)$$

де  $K$  – капіталовкладення;

$p_0$  - нормативні щорічні відрахування на обслуговування обладнання;

$p_a$  - нормативні щорічні відрахування на амортизацію обладнання.

Термін окупності технічного ЗЗВ визначається як:

$$T_{ок} = \frac{K}{\zeta_a \delta W - (p_0 + p_a) \cdot K} \quad (1.32)$$

Він має бути менший за доцільний, обґрунтований на момент впровадження ЗЗВ за існуючих економічних умов.



Рисунок 1.3 – Перелік заходів для зниження втрат в ЕМ

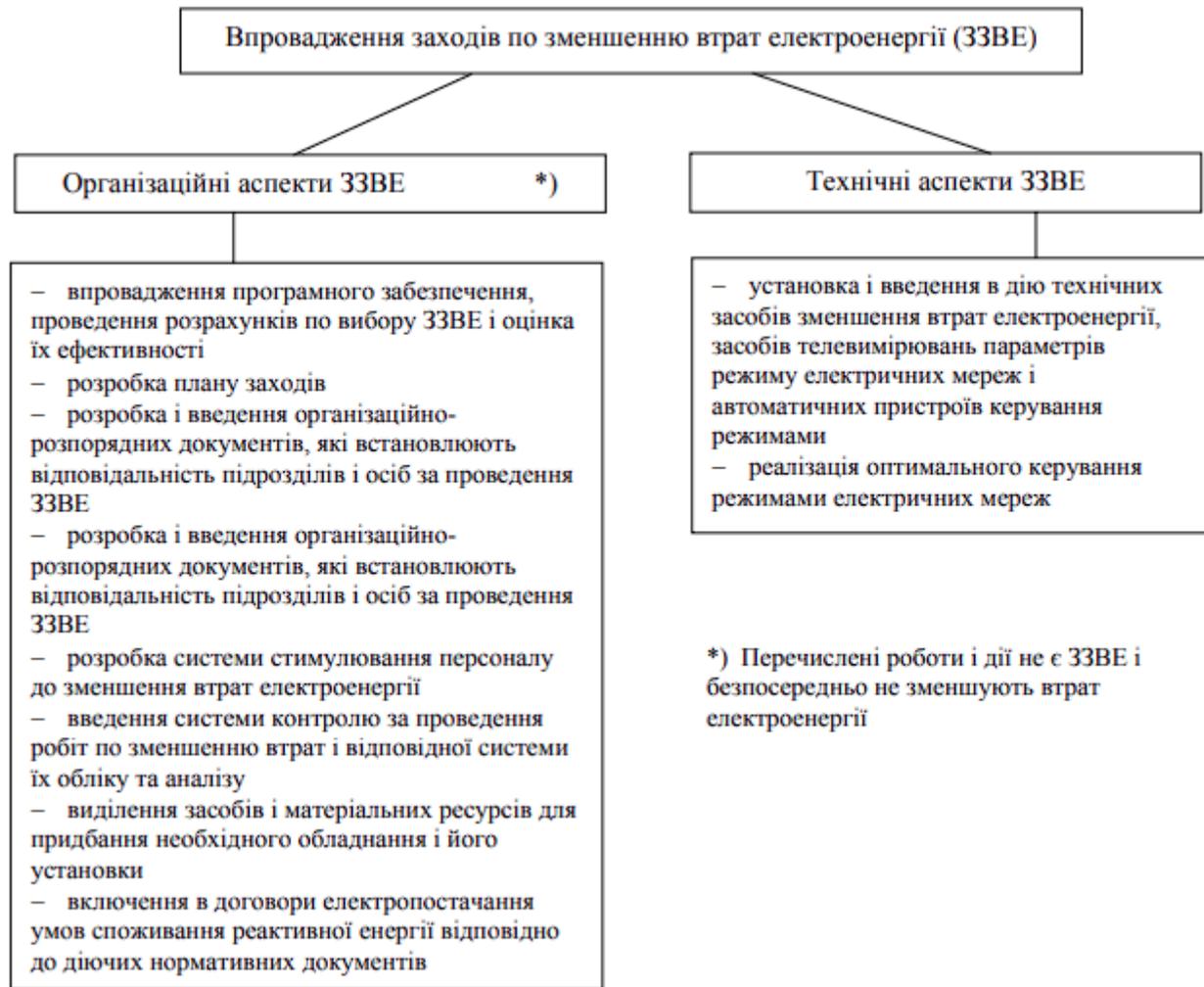


Рисунок 1.4 - Організаційні і технічні аспекти ЗЗВ

## 1.4 Аналіз організаційних заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах

### 1.4.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням

Цей захід належить до організаційних способів зменшення технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах, особливо в міських системах з напругою 6–10 кВ.

Процес оптимізації точок розмикання ліній напругою 6–35 кВ слід здійснювати з урахуванням впливу на втрати електроенергії не лише в самій оптимізованій мережі,

а й у пов'язаній з нею замкненій живильній системі вищого рівня напруги - 110 кВ і більше.

Втім, зважаючи на складність і значний обсяг обчислень, пов'язаний із одночасним аналізом мереж усіх класів напруг, допускається проведення оптимізації розімкнень ліній 6–35 кВ окремо від основних ЕМ. [9]

Економічний ефект від оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж розраховується в такій послідовності:

– визначається зниження технічних втрат електроенергії в розімкненій електричній мережі  $W_{pm}\delta$  як різниця втрат у ній до і після розмикання, яка отримана за допомогою програм розрахунку.

$$\delta W_{pm} = K_n \cdot (\Delta W_{pm1} - \Delta W_{pm2}) \quad (1.33)$$

де  $\Delta W_{pm1}$ ,  $\Delta W_{pm2}$  – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі (РЕМ), що розмикається, відповідно до і після розмикання, МВт·год;

$K_n$  – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн.од., обчислений за формулою [9]:

$$K_n = 1 - \frac{\Delta}{50} \quad (1.34)$$

де  $\Delta$  – середньоквадратична похибка, методу, що використовувався для розрахунку.

- виконується актуалізація навантажень підстанцій у структурі замкненої мережі з урахуванням оновленої топології розподільчої системи;

- проводиться розрахунок втрат електроенергії в замкненій мережі  $\delta W_{\text{ом}}$  з використанням оновлених даних щодо навантаження, після чого визначається зміна втрат відповідно до заданої формули.

$$\delta W_{\text{ом}} = K_n \cdot (\Delta W_{\text{ом1}} - \Delta W_{\text{ом2}}) \quad (1.35)$$

де  $\Delta W_{\text{ом1}}$ ,  $\Delta W_{\text{ом2}}$  – втрати електроенергії в основній ЕМ до і після розмикання, МВт·год.

– визначається сумарна зміна втрат електроенергії  $\delta W_{\Sigma}$  у замкненій і розімкненій електричних мережах за формулою:

$$\delta W_{\Sigma} = \delta W_{\text{рм}} \pm \delta W_{\text{ом}} \quad (1.36)$$

де  $\delta W_{\text{рм}}$  – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається;  
 $\delta W_{\text{ом}}$  – втрати електроенергії в основній електричній мережі.

Знак « $\pm$ » у формулі (1.3) використовується в разі, коли після оптимізації точок розмикання у розподільчих електричних мережах відбувається зростання втрат електроенергії в основній системній мережі [9]. Розташування точки розмикання в розподільчій мережі істотно залежить від потреби дотримання вимог надійності. Зазвичай насамперед мережу поділяють відповідно до критеріїв надійної роботи [10]. При цьому економічно доцільні точки секціонування можуть не збігатися з тими, що визначені з урахуванням надійності, внаслідок чого зменшення втрат може не реалізуватись. Інша складність полягає в тому, що зміна графіка споживання навантажень може зумовити зміщення оптимальної точки розмикання. У таких ситуаціях доцільно передбачити кілька можливих варіантів секціонування. Крім того,

точки оптимального розподілу активної та реактивної потужності можуть не збігатися, що вимагає пошуку компромісного варіанту розмикання.

Особливий підхід необхідний тоді, коли у мережу інтегруються (ВДЕ. У цьому випадку слід враховувати не лише здатність ВДЕ до генерації, а й їхній вплив на робочі режими мережі, зокрема на обсяги втрат електроенергії.

#### **1.4.2 Оптимізація режимів електричних мереж енергосистем за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю**

Передбачає виконання об'єднаного розрахунку для розподільчих і магістральних електричних мереж з метою визначення оптимальних значень генерації джерелами та споживання реактивної потужності електроприймачами, а також рівнів напруг, що забезпечують мінімізацію втрат. Попри високу ефективність такого підходу, його впровадження наразі ускладнене через відокремлену структуру власності - регіональні електростанції, які формують основний обсяг реактивної потужності, та електричні мережі найчастіше належать різним суб'єктам [11–13].

Оптимізація параметрів режиму ЕМ щодо напруги та реактивної складової у розподільчих мережах здійснюється з урахуванням особливостей їх функціонування. У мережах, де відсутні джерела активної потужності, немає необхідності узгоджувати ці дії з балансом активної енергії. Регулювання рівнів напруги в таких мережах проводиться на рівні центрів живлення (ЦЖ), де головною метою є забезпечення нормативних значень напруги для споживачів, підключених до мереж напругою 6–10 кВ та нижче. Як правило, паралельно вдається досягти й скорочення втрат електроенергії. Цей ефект особливо помітний, якщо ЦЖ обладнані трансформаторами з пристроями регулювання під навантаженням (РПН) у всіх лініях класу 6–10 кВ.

Проте в розподільних мережах підвищення рівня напруги призводить не тільки до зменшення втрат потужності, але і до зростання споживання активної і, особливо, реактивної потужності відповідно до їх статичних характеристик по напрузі. Тому для визначення доцільності підвищення рівня напруги в розподільних мережах потрібно

аналізувати його вплив на зміни втрат потужності в мережі і споживання навантажень. Крім того, треба враховувати і збиток споживачів від низької якості напруги [11-13].

Отже, підвищення напруги в центрах живлення позитивно впливає на параметри якості електроенергії, проте водночас спричиняє зростання споживання як активної, так і реактивної потужності. Це, у свою чергу, може суттєво нівелювати очікуваний ефект від зниження втрат електроенергії в електричній мережі.

### 1.4.3 Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора

Доцільність переведення оцінюється із застосуванням спеціалізованого програмного забезпечення для оптимізації режимів за реактивною потужністю й розглядається виключно для генераторів, які тимчасово не задіяні у виробництві. Зазвичай це агрегати з низькою економічністю, виведені з експлуатації в періоди сезонного зниження споживання, або генератори на електростанціях, що використовують дефіцитні види палива. Реальний результат такого заходу обчислюється за наступною формулою [9, 14]:

$$\delta W_{\phi 6.3} = \delta W_{c\phi} - W_{\text{спож.}\phi} \quad (1.37)$$

фактичне зниження втрат електроенергії в ЕМ

$$\delta W_{c\phi} = \delta W_{1\phi} - \delta W_{2\phi} \quad (1.38)$$

Споживання електроенергії генератором у режимі СК, що розраховується за формулою:

$$W_{\text{спож.}\phi} = (K_{\Gamma} \cdot A \cdot Q_{\text{сер}}^2 + B \cdot Q_{\text{сер}} + C) \cdot T \quad (1.39)$$

На сьогоднішній день, у зв'язку з високою вартістю енергоресурсів, реалізація цього заходу має обмежене застосування. Значно результативнішим є впровадження ДРП безпосередньо в точках підключення споживачів.

#### **1.4.4 Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами**

Найменші втрати активної потужності досягаються тоді, коли потоки енергії в мережі розподіляються між гілками пропорційно до їх активного опору. Однак у реальних умовах передача електричної енергії відбувається згідно з повним опором гілок  $Z = R + jX$ . В мережах з напругою 220 кВ і вище  $R \ll X$ , розподіл відповідно до повних опорів у більшій степені відповідає мінімізації втрат реактивної потужності. Водночас мінімізація обох типів втрат можлива лише в однорідній мережі, в якій відношення  $\gamma = X / R$  однаково на всіх лініях.. [9]

На практиці досягнення цієї умови ускладнюється тим, що в мережах напругою 110–220 кВ реактивний опір залишається практично сталим  $x_0 \approx \text{const}$ , тоді як активний змінюється зі зміною перерізу провідника. Найбільші відхилення виникають у замкнених кільцевих схемах, що включають лінії з різними рівнями напруги.

Значення  $\gamma$  у високовольтних мережах зазвичай перевищує аналогічний параметр у мережах з нижчою напругою  $\gamma_v > \gamma_n$ , що викликає струми небалансу: перевантаження на нижчих рівнях і недовантаження на вищих. [9]

Зважаючи на те, що в ЕМ понад 110 кВ  $X_k \gg R_k$ , маємо, що подовжня ЕРС головним чином впливає на розподіл реактивної потужності, а поперечна – на активну. Тому в неоднорідних мережевих структурах доцільно застосовувати пристрої поперечного регулювання, в той час як подовжнє регулювання виконується через трансформатори зв'язку.

За їх відсутності можлива примусова зміна поточкорозподілу шляхом розмикання електричної мережі нижчої напруги. У даному випадку необхідно визначити, в якому місці варто розмикати електричну мережу, щоб втрати активної

потужності були мінімальними. Передбачається, що попередньо вирішено питання щодо допустимості такого розмикання з огляду на надійність електропостачання і режимів напруги. [9]

Природний розподіл потужності в однорідній електричній мережі вважається оптимальним. Для його визначення вихідну схему мережі перетворюють на еквівалентну однорідну, при цьому підбір реактивних опорів здійснюється так, щоб виконувалися дві умови: співвідношення  $X/R$  для всіх паралельних гілок має бути однаковим; втрати реактивної потужності в перетвореній схемі мають відповідати втратам у початковій. Після цього точки розмикання визначаються відповідно до точок поділу струмів у перетвореній мережі.

У деяких випадках точки розмикання для активної і реактивної потужностей не співпадають. Тоді слід порівняти втрати електроенергії при розмиканні в кожній з можливих точок і вибрати ту, яка забезпечує найменші втрати. Часто такі точки розташовані поряд, однак, якщо між ними є кілька проміжних вузлів, потрібно провести розрахунки для кожного варіанта розмикання. [9]

Якщо елементи аналізованого електричного контуру не входять до складу інших контурів (наприклад, дві частини Єдиної енергетичної системи з'єднані паралельними лініями напругою 500 і 220 кВ), то приведення мережі до однорідного вигляду не є обов'язковим. У такому випадку виконують кілька варіантів розрахунків втрат у різних можливих точках розмикання, після чого обирають варіант із мінімальними втратами потужності. [9]

Слід враховувати, що оптимальні точки розмикання можуть відрізнятися залежно від режиму, при максимальному та мініальному навантаженні мережі. Один зі способів урахування добових коливань навантаження полягає у приведенні аналізу до двох характерних режимів: максимального та мініального. У випадку відсутності можливості оперативної зміни конфігурації мережі протягом доби, доцільно обрати таку точку розмикання, яка забезпечує мінімальні сумарні добові втрати електроенергії.

### 1.4.5 Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж

У ЦЖ напруга регулюється, як правило, з метою забезпечення нормативної якості напруги у точках приєднання електроприймачів. Однак, у випадках, коли всі рівні напруги в мережі знаходяться в допустимих межах, доцільно розглянути можливість додаткового регулювання напруги для зниження втрат електроенергії. З наступної формули:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R$$

видно, що для зменшення втрат потужності (електроенергії) необхідно підтримувати у ЦЖ максимально допустиму напругу. Втім, ефект очевидний тільки тоді, коли потужності  $P$  і  $Q$  не залежать від напруги. Коли ж враховувати статичні характеристики  $P=f(U)$  і  $Q=f(U)$ , то ефект суттєво зменшується. Необхідно також враховувати те, що коли збільшується напруга, то зростає споживання електроенергії і, відповідно, її генерування, і це пов'язано з додатковими витратами. [9, 15]

Зниження втрат електроенергії має бути розраховане за допомогою програмного забезпечення для моделювання усталеного режиму, з урахуванням статичних характеристик (бажано реальних, а не стандартних). В такому випадку, зменшення втрат в мережах з централізованим живленням, обладнаних регуляторами напруги, обчислюється за [9, 15]:

$$\delta W = \frac{1,5}{100} \cdot \Delta W \cdot (H' \delta V' + H'' \delta V'') \quad (1.40)$$

де  $\Delta W$  – втрати електроенергії в мережі за розрахунковий період  $T$ ;

$H'$ ,  $H''$  – вагові коефіцієнти режимів найбільшого і найменшого навантаження.

### **1.4.6 Вирівнювання та оптимізація розподілу навантаження в електричних мережах**

Рекомендується виконувати вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії під оперативним керуванням електропостачальної організації з метою зменшення максимуму та вирівнювання графіка навантаження. Це може бути досягнуто за допомогою застосування заохочувальних заходів, що сприяють перенесенню частини навантаження на нічні години. [9, 16]

Оптимізація розподілу навантаження між підстанціями електричної мережі 110 кВ і вище проводиться в періоди сезонних змін навантаження не менш ніж двічі на рік. Зниження втрат електроенергії визначається як різниця між значеннями, отриманими до та після проведення заходу. [9, 17-18]

На підстанціях, що живлять споживачів першої і другої категорій, а також на районних підстанціях ЕЕС, зазвичай встановлюються два чи більше трансформаторів, що можуть працювати як окремо, так і паралельно. [9, 19-20]

При роздільній роботі кожен трансформатор підключається до окремої секції шин, що зменшує струми короткого замикання за трансформаторами, полегшуючи роботу устаткування та комутаційних апаратів. Однак, такий режим є менш економічним порівняно з паралельною роботою трансформаторів. Найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, пропорційному їх номінальним потужностям. Економічний розподіл навантаження між паралельно працюючими трансформаторами досягається, коли їхні параметри однакові.

Відключення одного з двох трансформаторів на підстанції є доцільним, якщо їх максимальне навантаження не перевищує 40-45% сумарної номінальної потужності трансформаторів. Зниження втрат електроенергії при відключенні трансформатора визначається за [9, 19-20]:

$$\delta W = \delta W_x - \delta W_i \quad (1.41)$$

Зменшення втрат холостого ходу:

$$\delta W_x = \sum_{j=1}^m \delta P_{xj} t_j \quad (1.42)$$

де  $\delta P_{xj}$  - зниження втрат потужності х.х. в  $j$ -му періоді  $t_j$  при відключенні одного трансформатора;

$m$  – кількість характерних режимів;

Збільшення навантажувальних втрат потужності в  $j$ -му періоді  $t_j$  в трансформаторі, що залишився в роботі [9, 19-20]:

$$\delta W_i = \sum_{j=1}^m \delta P_{ij} t_j \quad (1.43)$$

На підстанціях 220 кВ і вище вимкнення трансформаторів у резерв, як правило, не допускається, за винятком тих підстанцій, навантаження яких повністю покривається за рахунок сусідніх мереж.

Для ефективного впровадження цього заходу рекомендується розробляти графіки відключення трансформаторів (або автотрансформаторів) у періоди мінімальних навантажень, а також враховувати сезонні коливання навантаження.

Відключення паралельних ліній в умовах найменших навантажень також має оцінюватися за подібними формулами. При цьому розрахунки ефективності відключення ліній та трансформаторів повинні проводитися для мереж з високою напругою. [9, 19-20]

### 1.4.7 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ та усунення неякісних з'єднань проводів ліній

До трифазних ЕМ 380 В, що живлять міста та села, приєднується велика кількість однофазних споживачів, які підключаються між однією з фаз та нейтральним проводом. Споживачів намагаються підключати рівномірно між фазами, проте струми в різних фазах  $I_A$ ,  $I_B$  і  $I_C$  часто виявляються неоднаковими. [9, 21]

Виділяють два типи несиметрії: імовірнісну та систематичну. Імовірнісна несиметрія характеризується перемінним навантаженням на різні фази, при цьому одна фаза може бути більш навантаженою, а інша менш. Усунути такий тип несиметрії можна лише за допомогою спеціальних пристроїв, наприклад, з тиристорним керуванням, що дозволяє перемикає частину навантажень з однієї фази на іншу. Систематична несиметрія виникає, коли середні навантаження на фазах відрізняються, і її можна зменшити шляхом періодичного перерозподілу навантажень між фазами, зазвичай 1-2 рази на рік.

Планове та фактичне зниження втрат електроенергії, яке досягається шляхом усунення систематичної несиметрії, визначається за спеціальними розрахунками [9, 21]:

$$\delta W = \Delta W \cdot (k_{i1} - k_{i2}) \quad (1.44)$$

де  $\Delta W$  - втрати електроенергії в електричній мережі за рівномірного завантаження фаз  
 $k_{i1}$ ,  $k_{i2}$  - коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування.

Перерозподіл навантаження в ЕМ потрібно виконувати, якщо середнє значення струму на нейтральному проводі головної ділянки перевищує 15 А за певний період у мережах сільськогосподарського призначення. [9, 21]

Неякісні з'єднання або скрутки проводів збільшують загальні втрати електричної енергії в ЛЕП до 20%. Виявлення дефектів здійснюється через аналіз струмів короткого замикання, енергетичних балансів та використання тепловізорів.

З часом опір контактних з'єднань може збільшуватись через вплив зовнішніх факторів, що потребує регулярного контролю. За стандартами, опір таких з'єднань (окрім зварних і паяних) не повинен перевищувати початкове значення більше ніж на 1,5 раза. Для зварних та паяних з'єднань опір має залишатись стабільним. [9]

Таким чином, для виявлення поганих з'єднань необхідно використовувати відповідні технічні засоби або проводити вибіркові вимірювання, що дає можливість своєчасно виявляти дефекти та зменшувати енергетичні витрати.

#### **1.4.8 Оптимізація експлуатаційних процесів в електричних мережах**

Зниження витрат електроенергії для власних потреб підстанцій визначається на основі встановлених нормативів, які враховують витрати персоналу електропередавальних організацій для підстанцій, що мають споживачів та лічильники електроенергії власних потреб. Ці нормативи повинні регулярно оновлюватися відповідно до фактичних витрат.

Економію електроенергії досягають за рахунок оптимізації роботи електрообігріву в будівлях підстанцій, обігріву вимикачів у ВРУ та налаштування роботи вентиляторів для охолодження трансформаторів. [9]

Особливої ефективності можна досягти завдяки впровадженню автоматичних систем, що регулюють включення та відключення обігрівачів і вентиляторів.

Перспективними є також установки, які дозволяють відбирати тепло від трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій для опалення адміністративних будівель підстанцій і житлових приміщень для персоналу.

Плановане зниження витрат електроенергії для власних потреб підстанцій базується на аналізі попередніх років та очікуваному обсязі заходів з економії енергоспоживання на плановий період.

Фактичне зниження витрат визначається як різниця між нормативними і реальними витратами, що виміряні за показаннями лічильників для власних потреб. [9]

Зменшення строку технічного обслуговування та ремонту основного обладнання в ЕМ є важливою мірою, зокрема для високовольтних транзитних ЛЕП, автотрансформаторів та інших елементів, відключення яких призводить до суттєвих втрат в мережі. Для зменшення тривалості таких відключень необхідно покращити організацію робіт: проводити ремонти в разі потреби на основі технічного стану устаткування, комбінувати ремонти елементів мережі, проводити їх за оптимальним графіком, а також виконувати роботи пофазно та під напругою. [9]

Проведення робіт під напругою в замкнених мережах на 220 кВ і вище допомагає знижувати втрати електроенергії шляхом скорочення тривалості непотрібних ремонтних режимів в електричних мережах. [9]

Включення в експлуатацію автоматичних регуляторів напруги, які не використовувались раніше, здійснюється на підстанціях, де ці пристрої автоматичного регулювання через певні причини були переведені в режим дистанційного управління. Головний ефект досягається завдяки збільшенню можливостей регулювання напруги. Фактичне зниження витрат електроенергії визначається як різниця між значеннями, отриманими до та після впровадження заходу. [9]

Включення та виключення шунтувальних реакторів у мережі 500-750 кВ здійснюється з метою зниження втрат електроенергії на "корону". У дощову чи морозну погоду втрати на «корону» значно перевищують теплові втрати. Економічний ефект розраховується як різниця між сумарними (тепловими та на «корону») втратами для двох варіантів: з шунтувальними реакторами та без них. Для визначення економічного ефекту розрахунковий час приймається рівним тривалості дощу або паморозі.

Вимикання шунтувальних реакторів проводиться для підвищення рівнів напруги та зниження втрат при сприятливих погодних умовах, а також для покращення статичної стійкості в контрольованих перетинах, де перетікання досягають максимально допустимих значень. [9]

## **1.5 Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах**

### **1.5.1 Встановлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах**

Цей захід є одним з найефективніших технічних заходів в електричних мережах. [9, 22-27]

Установлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) є доцільним, якщо витрати на їхнє спорудження та експлуатацію будуть меншими за одержуваний при цьому в суб'єкті енергетики економічний ефект:

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi} - Z_K \geq 0 \quad (1.45)$$

де  $Z_w + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi}$  - математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат електроенергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в мережах, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і рівня пропускної здатності електричної мережі;

$Z_K$  – витрати на установлення й експлуатацію КРП.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини  $Z_w$ ,  $Z_Q$  і  $Z_K$ . Для визначення  $Z_U$  необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак, як правило, вони відсутні. Що стосується показника  $Z_{\Pi}$ , то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розвитку електричної мережі. [9, 22-27]

Вибір пристроїв для компенсації реактивної потужності має ряд специфічних особливостей. Крім визначення необхідної потужності компенсуючих установок, їхнього оптимального розташування, потрібно також провести комплексну оптимізацію режиму функціонування електричних мереж з урахуванням реактивного навантаження. Це включає вплив синхронних генераторів, наявних на електростанціях, а також, наявних у мережі засобів компенсації та електродвигунів у споживачів.

Оскільки параметри електромережі динамічно змінюються впродовж доби та року, особливо важливо сформулювати та застосувати ефективні алгоритми регулювання потужності КУ, що дозволять забезпечити стабільність напруги у вузлах під час щоденного оперативного управління.

У зв'язку з цим завдання оптимізації компенсації реактивної потужності є складною багаторівневою задачею, яка включає численні технічні, економічні та експлуатаційні обмеження. [9, 22–27]

Зниження втрат електроенергії через встановлення пристроїв КРП в складнозамкненій мережі може бути визначене за допомогою програми для оптимізації сталого режиму з урахуванням оптимальних потужностей КУ і їхніх місць установки.

Для первинного або орієнтовного аналізу доцільності впровадження таких заходів у розімкнених мережах можна скористатися аналітичними методами або спрощеними розрахунковими формулами, що дозволяють швидко оцінити потенційну економію електроенергії. [9]

$$\delta W = \frac{2 \cdot Q_{КУ} \cdot Q_n - Q_{КУ}^2}{U_n} \cdot R_{ек} \cdot \tau \cdot k_n - \Delta W_{КУ} \quad (1.46)$$

де  $Q_n$  – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі;

$Q_{КУ}$  – потужність компенсувальних установок;

$U_{ном}$  – номінальна напруга електричної мережі;

$R_{ек}$  – еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі;

$\tau$  – час найбільших втрат;

$\Delta W_{КУ}$  – втрати електроенергії в КУ.

Крім зменшення втрат електроенергії, встановлення компенсуючих пристроїв також сприяє зменшенню втрат напруги в електромережі. Після реалізації таких заходів (без врахування впливу регулювання напруги, який у цьому випадку є незначним) ці втрати знизились до таких значень [9]:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot r + (Q - Q_{KV}) \cdot x}{U} \quad (1.47)$$

де  $P$  і  $Q$  – активне і реактивне навантаження ділянки електричної мережі;

$r$  і  $x$  – активний та індуктивний опір ділянки електричної мережі від розглянутої точки до пункту, в якому здійснюється регулювання напругою (наприклад, до трансформатора з РПН);

$U$  – напруга електричної мережі.

### 1.5.2 Заміна обладнання електричних мереж

Заміна проводів на перевантажених ділянках ліній доцільно здійснювати, орієнтуючись на максимальний інтегральний ефект. При цьому важливо враховувати поточне навантаження, очікуване його зростання у найближчому майбутньому, а також вартість робіт. Найчастіше такий захід застосовується в мережах напругою 380 В та 6–10 кВ. [1, 9, 28]

Заміна проводів на більший перетин у мережах 6–10 кВ зазвичай є економічно виправданою, якщо фактичне струмове навантаження перевищує рекомендовані межі (наприклад, для АС-50 - понад 135 А, для АС-70 - понад 210 А). У більшості випадків перетин нового проводу має бути щонайменше на два розміри більшим за попередній (наприклад, замість А-16 використовують А-35, а замість А-35 А-70). [1, 9, 28]

Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до житлових будинків дозволяє зменшити втрати електроенергії, які розраховують як сумарне зниження втрат у модернізованих відгалуженнях за відповідною формулою. [1, 9, 29]

$$\delta W = \left( \frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot l \cdot I^2 \cdot \tau \cdot 10^{-6} \cdot k_{\Pi} \quad (1.48)$$

де  $\rho_1$  і  $\rho_2$  – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів;

$F_1$  і  $F_2$  – площі відповідно старого і нового проводів, мм<sup>2</sup> ;

$m$  – кількість фаз у відгалуженні (за однофазного відгалуження  $m=1$ , за трифазного  $m=3$ );

$l$  – довжина відгалуження, км;

Питання доцільності заміни перевантажених силових трансформаторів слід розглядати з урахуванням [1,30-31], а також базуючись на практичних рекомендаціях. Заміна трансформаторів на підстанціях виконується у випадках, коли коефіцієнт завантаження  $k_{3.L}$  у відносних одиницях перевищує гранично допустимий рівень, за яким економічне функціонування трансформатора вже є неефективним  $k_{3.L}^B$  :

$$k_{3.L} > k_{3.L}^B \quad (1.49)$$

Верхню межу завантаження  $k_{3,L}^B$  у відносних одиницях визначають за формулою:

$$k_{3,L}^B = \sqrt{\frac{(P_{xx} - P_{xx(+1)}) \cdot T \cdot 3 + K}{(P_{кз.L} - k_{вт}^2 \cdot P_{кз(L+1)}) \cdot T \cdot 3}} \quad (1.50)$$

де  $P_{xx}$  і  $P_{кз}$  – паспортні значення втрат відповідно холостого ходу і короткого замикання, МВт;

$3$  – вартість однієї МВт · год активної електроенергії в енергосистемі, яку розглядають (грн);

$L$  – індекс належить до трансформатора, який замінюється, індекс  $(L + 1)$  – до нового трансформатора більшої потужності;

$T$  – тривалість роботи трансформатора, год;

$k_{вт}$  – коефіцієнт відношення номінальних потужностей трансформаторів;

$K$  – вартість заміни трансформаторів, що визначають для кожного конкретного випадку.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора чи установавання додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат

$$\delta W_i = (P_{xl} - k_{вт}^2 \cdot P_{xl+1}) \cdot k_{3,L}^B \cdot \tau \cdot K \quad (1.51)$$

збільшення втрат неробочого ходу:

$$\delta W_x = (P_{xl+1} - P_{xl}) \cdot T \quad (1.52)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії, становить:

$$\delta W = \delta W_i - \delta W_x \quad (1.53)$$

У випадку введення додаткового трансформатора величини  $P_{xl}$  і  $P_{kl}$  враховуються як сума показників усіх раніше встановлених трансформаторів, а  $P_{x+l+1}$  і  $P_{k+l+1}$  як після встановлення нового трансформатора. Зазвичай використання сучасного трансформатора не збільшує, а навпаки, знижує загальні втрати холостого ходу. [1, 9]

Використання усередненого значення часу навантаження  $\tau$  у формулі (1.51) є прийнятним лише за браку детальної інформації про графіки споживання. За наявності більш повної інформації щодо режиму роботи мережі слід застосовувати точніші методи розрахунку навантажувальних втрат. При введенні нових трансформаторів використання формули (1.51) вважається недоцільним. [1, 9]

У разі, коли трансформатор із низьким завантаженням не може бути виведений з експлуатації, його заміна на трансформатор меншої потужності можлива за умови, що прогнозоване навантаження протягом 4-5 років не перевищить нижній поріг економічно виправданого використання.

При цьому новий трансформатор не повинен перевантажуватись у звичайному режимі, а на підстанціях із кількома трансформаторами і в аварійних ситуаціях. [1, 9]

### 1.5.3 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Принцип дії пристроїв автоматичного регулювання напруги шляхом зміни коефіцієнтів трансформації досить детально розкрито в підрозділі 1.4. Основна перевага їхнього застосування полягає в більш оперативному реагуванні на зміну режимів роботи мережі порівняно з ручним втручанням диспетчера. [1, 9]

Введення в експлуатацію пристроїв автоматичного регулювання потужності (АРП) батарей статичних конденсаторів сприяє підвищенню ефективності їх функціонування. [1, 9]

У випадках, коли реактивне навантаження змінюється різко та нерівномірно, встановлення звичайних нерегульованих БСК виявляється малоефективним, а іноді навіть шкідливим унаслідок перекомпенсації, яка спричиняє перевищення допустимих рівнів напруги. Це створює потребу в гнучкому керуванні потужністю БСК у різні періоди сезонно, щомісячно або погодинно. Регулювання може здійснюватися вручну або автоматично, причому автоматичне керування є особливо доцільним на підстанціях без чергового персоналу та в енергетичних установках споживачів. [1, 9]

Загальний результат від впровадження заходу полягає у зменшенні втрат потужності в окремі часові інтервали доби та водночасному удосконаленні рівнів напруги в різних вузлах електромережі. Водночас дія АРП БСК не завжди однонаправлена: трапляються ситуації, коли покращення напруженого режиму може супроводжуватися збільшенням втрат електроенергії.

За ступінчастого регулювання потужності БСК можливі як режими з недостатньою компенсацією, так і з надлишковою, що призводить до перекомпенсації. Саме тому важливо не лише обрати оптимальну сумарну потужність та місце встановлення БСК, а й визначити доцільну кількість ступенів та особливості їх функціонування. Чим більше змінюється навантаження протягом доби, тим більше ступенів доцільно встановлювати. Варто також урахувати, що зі зростанням кількості ступенів збільшується і вартість усієї установки через необхідність додаткового обладнання вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо. Таким чином, при налаштуванні параметрів АРП слід досягати балансу між додатковими витратами на реалізацію системи та економічною вигодою від її роботи. [1, 9]

Для впровадження автоматизованого керування режимами роботи електромереж необхідно здійснити встановлення телевимірювальних пристроїв і засобів зв'язку, а також провести заміну приводів або самих комутаційних апаратів.

Перед тим як здійснювати монтаж телевимірювального обладнання, слід виконати попередній аналіз електричної мережі з метою виявлення ділянок, які вже

можуть піддаватися управлінню завдяки наявним засобам телевимірювання. Після цього визначаються найдоцільніші точки для встановлення нових телевимірювальних пристроїв. Такий аналіз проводиться за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення і є одноразовим етапом, що слугує основою для розробки плану модернізації мережі з оснащенням її телевимірювальною апаратурою. [1, 9, 32–33]

#### **1.5.4 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу**

Збільшення номінальної напруги є одним із ключових засобів підвищення пропускної здатності електричних мереж, а також скорочення втрат потужності та електроенергії. Перехід на вищий клас напруги здійснюється в тих випадках, коли інші технічні рішення не забезпечують необхідного ефекту. [1, 9, 34–36]

Таке підвищення зазвичай реалізується двома способами: за рахунок використання резервів ізоляції вже наявних повітряних і кабельних ліній та модернізації понижувальних і підвищувальних підстанцій, що особливо актуально для міських і сільських розподільчих мереж напругою 6–10 кВ, а також кабельних систем; шляхом побудови нових мереж з вищою напругою, що дозволяє здійснювати глибокі введення в зони інтенсивного споживання електроенергії, з одночасним розвантаженням існуючих ліній і переведенням їх у категорію розподільчих.

Вибір оптимального класу напруги виконується на основі техніко-економічного аналізу кількох альтернатив, серед яких можуть бути перехід з 6 на 10 кВ, з 6 чи 10 на 20 кВ, а також з 35 на 110 кВ. [1, 9, 34–36]

#### **1.5.5 Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва розвантажувальних підстанцій та ліній електропередавання**

Основним критерієм оцінки ефективності технічних заходів у електричних мережах зазвичай виступає інтегральний економічний ефект, тоді як додатковим показником служить строк окупності капіталовкладень. У розрахунках передбачається, що зростання інтегрального ефекту досягається шляхом збільшення

обсягів переданої електроенергії через новозбудовані або модернізовані мережі, а також завдяки зменшенню технологічних втрат електроенергії та уникненню втрати вигоди. [1, 9]

Під час оцінки економічної доцільності інвестицій у відповідні заходи необхідно враховувати:

- щорічне скорочення втрат електроенергії в мережах різних рівнів напруги внаслідок реалізації заходів;
- втрати вигоди, пов'язані з невідповідністю параметрів якості електроенергії нормативним вимогам [37];
- недовідпуск електроенергії і відповідні втрати доходів;
- зміни витрат на технічне обслуговування та ремонт мереж;
- зміну обсягів амортизаційних нарахувань;
- очікуване зростання електроспоживання в зоні дії мережі;
- необхідні обсяги капітальних вкладень;
- чинні тарифи на електроенергію.

## **1.6 Аналіз питання зниження втрат електроенергії в літературі**

Одним із ключових аспектів підвищення енергоефективності електричних мереж є зниження технологічних втрат електроенергії. У науковій літературі існує широкий спектр підходів до вирішення цієї проблеми, що охоплюють як технічні, так і організаційні заходи.

У [38] було визначено низку чинників, які впливають на зміну технічних втрат електроенергії, а також досліджено динаміку змін цих втрат протягом експлуатаційного періоду елементів систем електропостачання. Окрім того, розроблено класифікацію заходів, спрямованих на зниження втрат електроенергії в таких системах. Проведений аналіз засвідчив, що рівень технічних втрат змінюється внаслідок постійного оновлення конфігурації мереж (через їх модернізацію), змін

експлуатаційних умов та навантаження, а також погіршення технічного стану елементів мережі з часом.

У [39] значна увага приділена питанням підвищення ефективності електропостачання та мінімізації втрат в умовах сільськогосподарських районів. Авторами зроблено наголос на розподільчі мережі, запропоновано методи зниження втрат шляхом оптимізації режимів роботи мережі та модернізації обладнання.

У [40] розглянуто особливості впровадження заходів, спрямованих на підвищення ефективності функціонування та розвитку систем електроспоживання на діючих підприємствах, а також оптимізацію проектування елементів систем електропостачання для нових або тих, що підлягають реконструкції.

У свою чергу, [10] містить рекомендації щодо порядку розрахунку та аналізу технологічних втрат електроенергії в мережах енергетичних підприємств, розробки планів заходів для їх зниження у перспективі, а також описує методику оцінювання ефекту від впровадження таких заходів.

Детальне дослідження заходів з підвищення ефективності електромереж представлено в [41]. Проведено аналіз проблем, пов'язаних з експлуатацією режимів роботи ліній електропередавання надвисокої напруги. Зазначено, що в умовах сучасної експлуатації магістральних електричних мереж першочерговими є завдання забезпечення належної пропускної здатності, зниження втрат активної потужності та підвищення ефективності використання неповнофазних режимів. Особливу увагу приділено необхідності розробки заходів, спрямованих на запобігання виникненню і розвитку аномальних перенапруг у таких режимах.

Крім того, в [42] втрати електроенергії в електричних мережах розглядаються як об'єкт управління. Описуються основні задачі з визначення втрат та методи їхнього обчислення. Подано алгоритм поелементного розрахунку втрат електроенергії, а також варіанти застосування програмного комплексу ВТРАТИ-110-0.4 залежно від наявної інформації. Отримані результати можуть бути використані для планування відповідних заходів зі зниження втрат.

У [43] закордні автори розглядають проблему мінімізації втрат електроенергії в розподільчих мережах, що є ключовим завданням для розподільчих компаній. Описано основні методи зниження втрат, зокрема реконфігурацію мережі, впровадження конденсаторних установок, інтеграцію розподіленої генерації та використання d-STATCOM. Проведено огляд літератури, в якій аналізуються ці методи окремо та в комбінованих версіях для досягнення максимальної ефективності. Визначено основні підходи до мінімізації втрат, враховуючи вибір методів, формулювання проблеми та отримані результати.

В [44] пропонується та обговорюється оптимальне рішення, засноване на ідентифікації та мінімізації похибок вимірювань для підвищення точності показань електроенергії та зниження втрат електроенергії та пов'язаних з цим витрат. У зв'язку з цим розроблено математичну модель та запропоновано та перевірено окремий алгоритм вирішення зазначеної проблеми на приклади енергорозподільчої компанії, де зафіксовано зниження технологічних втрат в середньому на 4%.

Додатково в [45] розглядається проблема втрат електроенергії в розподільчих мережах та шляхи їх мінімізації. Одним з основних методів є реконфігурація мережі, що передбачає зміну її структури для оптимізації втрат. Проаналізовано різні алгоритми реконфігурації, які забезпечують надійне та безперебійне електропостачання. Представлено огляд літератури з цієї теми, що допомагає науковцям швидко ознайомитися з сучасними підходами. Також висвітлено нові методи оптимізації, які підвищують ефективність та точність розрахунків.

В [46] досліджено питання оптимального інтегрування ВДЕ у розподільні електричні мережі. Проаналізовано технічний стан обладнання, що перебуває в експлуатації, та запропоновано метод коригування потоків потужності в локальних мережах з різнотипними ВДЕ шляхом оптимального регулювання потужності генерації розосереджених джерел, зокрема малих гідроелектростанцій і сонячних електростанцій. Такий підхід дає змогу наблизити розподіл потоків у секціонованій

електромережі до енергетично оптимального за критерієм мінімізації втрат електроенергії.

Також в [47] розглянуто впровадження інтелектуальних технологій для моніторингу, управління та оптимізації роботи енергетичних систем. Основна увага приділена використанню штучного інтелекту, інтернету речей (IoT) та автоматизованих систем управління для вирішення проблем прогнозування аварій, адаптивного управління потоками енергії та інтеграції ВДЕ.

В [48-50] основна увага приділена питанню ВДЕ як засоба зниження втрат електроенергії в ЕМ.

У [49] детально розглянуто структуру та чинники виникнення втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем. Описано підходи до розрахунку втрат у мережах, а також методи їх аналізу та вибору оптимальних заходів з їхнього зменшення. Надано обґрунтування як організаційних, так і технічних рішень, спрямованих на зниження втрат. Особливу увагу приділено засобам та способам оптимального управління режимами роботи енергосистем для зменшення втрат під час транспортування та розподілу електроенергії. Також подано опис програмного забезпечення, що реалізує зазначені методи та забезпечує можливість планування заходів зі скорочення втрат.

В [51-55] розглядається питання компенсації реактивної потужності в ЕМ. Основною думкою авторів є те що, засоби КРП являються одним з найефективніших заходів щодо зниження втрат електроенергії в ЕМ.

Таким чином, аналіз наукових досліджень свідчить про широкий спектр можливих заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в ЕМ. Вибір оптимального підходу залежить від специфіки мережі, економічних факторів та технологічних можливостей конкретного енергетичного об'єкту.

## **1.7 Висновки до розділу 1**

Проблема зниження втрат електроенергії в ЕМ є надзвичайно актуальною в умовах стрімкого розвитку енергетичного сектору. Зростання споживання електроенергії, впровадження ВДЕ, децентралізація генерації та цифровізація енергосистем створюють нові виклики для ефективної та надійної роботи електричних мереж. Перший розділ присвячений аналізу причин та структури втрат електроенергії в ЕМ, а також існуючих методів і підходів до їх зниження.

1. Проведено детальний аналіз структури втрат електроенергії в електричних мережах. Визначено, що основними складовими технологічних втрат є навантажувальні втрати, які залежать від струму та навантаження, а також умовно-постійні втрати, зумовлені характеристиками обладнання.

2. Охарактеризовано основні методи розрахунку втрат електроенергії. Показано, що точність оцінки втрат значною мірою залежить від обраного підходу та ступеня деталізації інформації про мережу й режими її роботи.

3. Проаналізовано комплекс організаційних і технічних заходів, що мають на меті підвищення ефективності роботи електричних мереж і зменшення технологічних втрат електроенергії

4. Виконано аналіз наукових підходів до проблеми зниження втрат, які представлені в літературних джерелах. Підтверджено, що попри значну кількість досліджень, проблема залишається актуальною, особливо в контексті інтеграції ВДЕ, що створює нові виклики для ефективної роботи електричних мереж.

5. Встановлено, що найбільш перспективними напрямками подальших досліджень є визначення оптимальних точок розмикання мереж та впровадження конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності в умовах роботи з ВДЕ, що дозволить суттєво зменшити технологічні втрати електроенергії.

## РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ ТОПОЛОГІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1 Аналіз методів пошуку оптимального місця розмикання електричної мережі

Упродовж останніх двадцяти років для пошуку оптимальної топології електричних мереж застосовувалися різноманітні методи оптимізації, проте однозначної відповіді щодо найефективнішого з них досі не існує [56].

Вирішальне значення має практичний досвід впровадження та ефективність конкретного методу у контексті поставленої задачі, а також його реалізація та моделювання на практиці.

Варто зазначити, що задача оптимізації топології актуальна як для традиційних електричних мереж з одностороннім живленням, так і для мереж, які включають ВДЕ.

Розглянемо використання кількох можливих методів для вирішення задачі пошуку оптимального місця розмикання електричної мережі:

- Метод мінімізації одного критерію (наприклад, втрат потужності).

Недолік: Оптимальне рішення за одним критерієм, який не враховує інші важливі параметри (напруга, тощо), рішення може бути не задовільним по іншим критеріям.

- Методи лексикографічної оптимізації

Належать до методів цільової оптимізації. Застосовується у випадку, якщо можна провести ранжування критеріїв за ступенем важливості. Суть методу полягає в наступному. Спочатку проводиться мінімізація критерію, що має найбільший пріоритет, наприклад  $Q_1(K)$ . У випадку існування декількох розв'язків цієї задачі, проводиться мінімізація другого критерію  $Q_2(K)$ , а оптимальне значення першого вводиться як обмеження і т. д. Застосування даного методу для розв'язку задачі багатокритеріальної оптимізації якості електричної енергії пропонується в [57-60].

Недоліком цього методу є складність проведення ранжування критеріїв, що знаходяться в протиріччі одні з одними. До того ж в точці оптимуму спостерігаються не виправдано вдалі значення критеріїв, що мають більший пріоритет. Даний метод неможливо використовувати при наявності рівнозначних критеріїв.

– Методи багатокритеріальної оптимізації (Парето-фронт, генетичні алгоритми, рій частинок). [61-65]

Парето-фронт:

Метод не поєднує критерії в одну функцію, а будує безліч Парето-оптимальних рішень. Це рішення, за яких не можна покращити один критерій, не погіршивши інший. Метод дає безліч варіантів, а не одне конкретне оптимальне рішення. Нам потрібно конкретно вибрати точку розмикання, а не просто бачити, які рішення «не гірші» один за одного. За наявності кількох Парето-оптимальних точок незрозуміло, яку вибрати, оскільки метод не дає переваг. У задачі оптимізації топології електричної мережі Парето-фронт може запропонувати кілька рішень, які мінімізують активні втрати енергії, але не враховує зміни напруги у вузлах, завантаженість ліній і т.д. Вибір одного рішення може вимагати додаткового аналізу.

Метод має велику обчислювальну складність, яка вимагає перебору безлічі конфігурацій, що збільшує час розрахунків, особливо якщо мережа велика.

Цей метод краще використовувати коли потрібно отримати набір можливих рішень, а потім вручну вибрати найкращий варіант, а також коли немає жорстких обмежень, а важливіше врахувати баланс компромісів.

Метод генетичних алгоритмів (GA – Genetic Algorithm) [61-65]:

Створюється популяція можливих рішень (випадкові розмикання мережі). Обчислюється «пристосованість» кожного рішення (наприклад, втрати, напруга). Кращі рішення схрещуються та мутують, формуючи нові варіанти. Процес повторюється багато разів, доки не знайдеться найкращий варіант. Генетичний алгоритм не завжди дає те саме рішення при різних запусках. Це погано для задач з енергосистемами.

Генетичні алгоритми можуть сходитися передчасно до локального оптимуму, якщо популяція недостатньо різноманітна. В завданнях оптимізації топології електричної мережі генетичний алгоритм може "застрягти" на локальному оптимумі, не знайшовши глобального рішення. У завданнях енергетики часто потрібно враховувати кілька критеріїв (наприклад, мінімізація втрат та витрат, максимізація надійності). Генетичні алгоритми (ГА) можуть мати труднощі з балансуванням цих цілей. ГА краще використовувати коли мережа дуже складна і точного аналітичного методу немає та коли кількість можливих конфігурацій дуже велика (наприклад, при 100+ вузлах).

Метод рою частинок (PSO – Particle Swarm Optimization) [61-65]:

Створюється «рій» частинок - це можливе розмикання мережі. Частинки рухаються пошуковим простором, щоразу коригуючи своє становище залежно від кращих знайдених рішень. Через кілька ітерацій рій сходить до оптимального рішення. Стохастичний (випадковий) характер - як і в генетичних алгоритмах, PSO може давати різні результати при кожному запуску. Може застрягти в локальному мінімумі, тобто алгоритм може знайти не найкращий варіант, а просто «прийнятний». Потрібно підбирати параметри, такі як швидкість частинок, інерція тощо, що ускладнює налаштування. PSO краще використовувати коли завдання дуже складне, та інші методи не працюють. Коли потрібне гнучке рішення, а невеликі відхилення в оптимальній відповіді не критичні.

– Метод систематичного аналізу на основі зваженої функції цілі [66]

При оптимізації топології мережі можна одночасно шукати рішення задачі по багатьох критеріях, це дозволяє знайти компромісні рішення, які задовольняють всім заданим умовам. Метод дозволяє легко змінювати коефіцієнти ваги для кожного критерію, що дозволяє адаптувати метод до конкретних умов і вимог різних мереж. Це особливо важливо для мереж з різною структурою та параметрами. Для розрахунку значення зваженої функції цілі достатньо виконати лінійну комбінацію значень критеріїв, що не вимагає значних обчислювальних ресурсів.

Таблиця 2.1 – Порівняння методів оптимізації топології мережі з пошуку оптимальної точки розриву електричної мережі

Критерій	Назва методу			
	Парето-фронт	Генетичні алгоритми (ГА)	Рой частинок (PSO)	Систематичний аналізу на основі зваженої функції цілі
Оптимізація за кількома критеріями	Знаходить набір рішень, які є оптимальними за кількома критеріями	Може оптимізувати за кількома критеріями, але потребує складних налаштувань	Може оптимізувати за кількома критеріями, але потребує складних налаштувань	Дозволяє одночасно враховувати кілька критеріїв за допомогою зваженої функції
Гнучкість	Складно змінювати критерії	Можна змінювати параметри алгоритму	Можна змінювати параметри алгоритму	Можна легко змінювати коефіцієнти ваги для кожного критерію.
Математична складність	Потребує значних обчислювальних ресурсів.	Потребує значних обчислювальних ресурсів.	Потребує значних обчислювальних ресурсів.	Не вимагає складних обчислень і підходить для швидкого аналізу.
Швидкість обчислень	Потребує значного часу для знаходження Парето-фронт	Залежить від розміру популяції та кількості ітерацій.	Залежить від кількості частинок та ітерацій.	Дозволяє швидко проводити аналіз і оптимізацію.
Адаптивність	Складно враховувати нові параметри.	Можна легко додавати нові параметри.	Можна легко додавати нові параметри.	Можна легко враховувати нові параметри
Надійність	Знаходить набір оптимальних рішень.	Може застрягти в локальних оптимумах.	Може застрягти в локальних оптимумах.	Дозволяє знайти оптимальне рішення, яке задовольняє всі критерії
Простота реалізації	Потребує складних алгоритмів.	Потребує налаштування параметрів.	Потребує налаштування параметрів.	Має просту математичну основу і не вимагає складних алгоритмів.

Отже, метод систематичного аналізу на основі зваженої функції цілі є ефективним і гнучким інструментом для оптимізації топології електричних мереж. Він дозволяє інтегрально оцінювати різні конфігурації мережі, враховуючи кілька критеріїв одночасно, і швидко адаптуватися до змін умов і вимог. Це робить його кращим вибором порівняно з іншими методами, особливо в умовах складних і багатокритеріальних задач оптимізації.

## **2.2 Формування цільової функції для пошуку оптимальної точки розмикання ЕМ**

У процесі вирішення задачі визначення оптимальної топології ЕМ вона може розглядатися, як однокритеріальна, так і як багатокритеріальна. Традиційно у якості критеріїв використовують:

- загальні втрати потужності;
- різні індекси надійності електропостачання;
- відхилення напруги;
- співвідношення вигода/витрати та інші.

Задля вирішення поставленої задачі з одним чи багатьма критеріями застосовують широкий спектр методів оптимізації. Варто зазначити, що реалізація методів оптимізації вимагає введення ряду обмежень, без яких отримання адекватного результату неможливе.

Зазвичай під час вибору оптимальної топології вводять наступні обмеження:

- усі фідерні секції знаходяться під напругою;
- має підтримуватися радіальна структура мережі;
- фідери і трансформатори не перевантажені;
- обмеження відносно максимального значення падіння напруги.

Задомо критерії оптимальності точки розмикання:

1. Мінімізація активних втрат у мережі:

Розмикання повинне призвести до зниження активних втрат електричної енергії.

Загальні активні втрати в лінії визначаються за формулою:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{нав}^2 \cdot R \quad (2.1)$$

де:  $I_{нав}^2$  - струм в лінії;

$R$  - опір 1 фази лінії.

Сумарні втрати у всій мережі:

$$P_{втр}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^n I_i^2 R_i \rightarrow \min \quad (2.2)$$

## 2. Обмеження напруги у вузлах

Розмикання не повинно призводити до неприпустимого відхилення напруги.

Для кожного вузла напруга повинна бути в діапазоні:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (2.3)$$

Зазвичай для розподільчих мереж:

$$0,95 \cdot U_{ном} \leq U_i \leq 1,05 \cdot U_{ном} \quad (2.4)$$

## 3. Недопущення перевантаженості обладнання

Після розмикання лінії не повинно виникати перевантаження на лініях і трансформаторах в мережі.

Для оцінки завантаженості лінії використовуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_{\text{зав } i} = \frac{I_{\text{зав } i}}{I_{\text{доп } i}} \quad (2.5)$$

З обмеженням:

$$K_{\text{зав } i} \leq I_{\text{доп } i} \quad (2.6)$$

#### 4. Стійкість мережі ( $N-1$ критерій)

Розмикання не повинно погіршувати стійкість мережі. Для перевірки використовується аналіз резервних шляхів живлення та критичний аналіз відмов.

Математично стійкість можна оцінити через матрицю інцидентності:

$$A = |a_{ij}| \quad (2.7)$$

де  $a_{ij}$  - показує зв'язок між вузлами (1 є лінія, 0 немає лінії).

Після розмикання перевіряємо, чи всі вузли мережі залишаються з'єднаними. Якщо хоча б один вузол втрачає зв'язок із джерелом живлення, розмикання неприйнятне.

#### 5. Мінімізація потоків реактивної потужності

Розмикання впливає на перетікання реактивної потужності, що може збільшувати втрати та погіршувати напругу.

Розраховуємо модулі потоків реактивної потужності в лініях:

$$\sum_{i=1}^n |Q_{\text{лінії } i}| \rightarrow \min \quad (2.8)$$

Оптимальна точка розмикання - та, при якій сумарні перетікання реактивної потужності мінімальні.

#### 6. Економічна ефективність розмикання

Кількість з економлених кВт·год за рік:

$$W_{\text{загал}} = P_{\text{втр}}^{\Sigma} \cdot T \cdot C \quad (2.9)$$

де  $C_{e/e}$  - вартість 1 кВт·год втрат активної електроенергії;

$T$  – кількість годин роботи лінії в рік;

Для вибору оптимального варіанта розмикання можемо використовувати зважену функцію цілі:

$$F(x) = w_1 \cdot P_{\text{втр}}^{\Sigma} + w_2 \cdot U_i + w_3 \cdot K_{\text{заб } i} + w_4 \cdot |Q_{\text{лінії } i}| + w_5 \cdot W_{\text{загал}} \quad (2.10)$$

де  $w_1 \dots w_5$  - ваги критеріїв (визначаються експертним методом).

Оптимальне розмикання – те, у якому мінімізується функція  $F$ .

Процес пошуку оптимального місця розмикання відбувається наступним чином:

1. Аналіз поточної схеми мережі, де визначаються технічні характеристики ліній, трансформаторів та аналізується наявність комутаційних апаратів в різних вузлах (для можливого розмикання ЕМ в цих точках).

2. Режимні розрахунки з визначенням поточкорозподілу, втрат активної та реактивної потужності, аналізом змін напруги в мережі.

3. Визначення можливих місць розмикання шляхом використання математичних моделей за допомогою програмного забезпечення. Подальший аналіз отриманих сценаріїв розмикання (зміни топології). Оцінка впливу на сумарні втрати енергії та стабільність мережі.

4. Вибір оптимальної точки (ок) та впровадження.

Вибір місця розмикання залежить від параметру ЕМ, який оптимізується, це можуть бути зниження втрат електроенергії, підвищення напруги в певних вузлах або питання надійності електропостачання, за допомогою функції (2.10) можливо розтавити пріоритети, щодо параметрів та обрати з можливих варіантів розмикання найбільш оптимальний.

### **2.3 Оптимізація активних втрат електроенергії шляхом пошуку оптимальної точки розриву ЕМ (режим зимового максимуму)**

Метою моделювання енергомережі 35/10/6 кВ є підвищення енергоефективності ЕМ з ВДЕ.

Для пошуку оптимальної точки або точок розмикання ЕМ буде застосовано вище згаданий метод систематичного аналізу. Модель енергомережі 35/10кВ буде реалізовано в програмному середовищі PowerFactory.

В якості ЕМ обрано фрагмент типової радіальної діючої схеми одного з Обленерго України.

Для розрахунку усталених режимів ЕМ у PowerFactory використовується метод Ньютона-Рафсона [67], який є одним з найпоширеніших методів для розв'язання нелінійних рівнянь, що виникають при аналізі енергосистем.

Основні кроки методу Ньютона-Рафсона для розрахунку потоків потужності включають:

- складаються рівняння рівноваги потужності для кожного вузла мережі. Ці рівняння виражають баланс активної та реактивної потужності;

- встановлюються початкові значення напруг та кутів фаз для кожного вузла;

- використовуючи метод Ньютона-Рафсона, проводиться ітераційне наближення до розв'язку рівнянь. На кожному кроці обчислюються корекції напруг та кутів фаз, які дозволяють зменшити похибку розрахунків;

- після кожної ітерації перевіряється, чи досягнуто заданої точності розв'язку. Якщо так, то процес зупиняється; якщо ні, то продовжується наступна ітерація.

- після завершення ітераційного процесу отримуються остаточні значення напруг та кутів фаз для кожного вузла мережі, а також потоки потужності по лініях.

Далі перейдемо до блоків, які будемо використовувати в середовищі PowerFactory. Наша ЕМ отримує живлення через ПС 110/35/10(6) кВ, в якості таких джерел живлення виступає блок – «Джерело змінної напруги», рис. 2.1. [67-68]

Блок «Джерело змінної напруги» в PowerFactory використовується для моделювання джерела змінного електричного струму в системах енергопостачання. Це джерело зазвичай є частиною більш складних моделей ЕМ, де воно задає певну змінну напругу для навантаження або інших елементів мережі.

Основною функцією цього блоку є створення джерела, яке може мати визначену амплітуду та частоту напруги. Зазвичай воно моделює генератор або будь-яке інше джерело, що постачає змінну напругу в мережу.

У параметрах цього блоку можна вказати:

- значення напруги, яке джерело має забезпечувати;

- частоту, наприклад, 50 або 60 Гц, залежно від регіону;

- інші параметри, такі як струм короткого замикання, імпеданси, тип фазування, може бути вказано залежно від вимог моделювання.

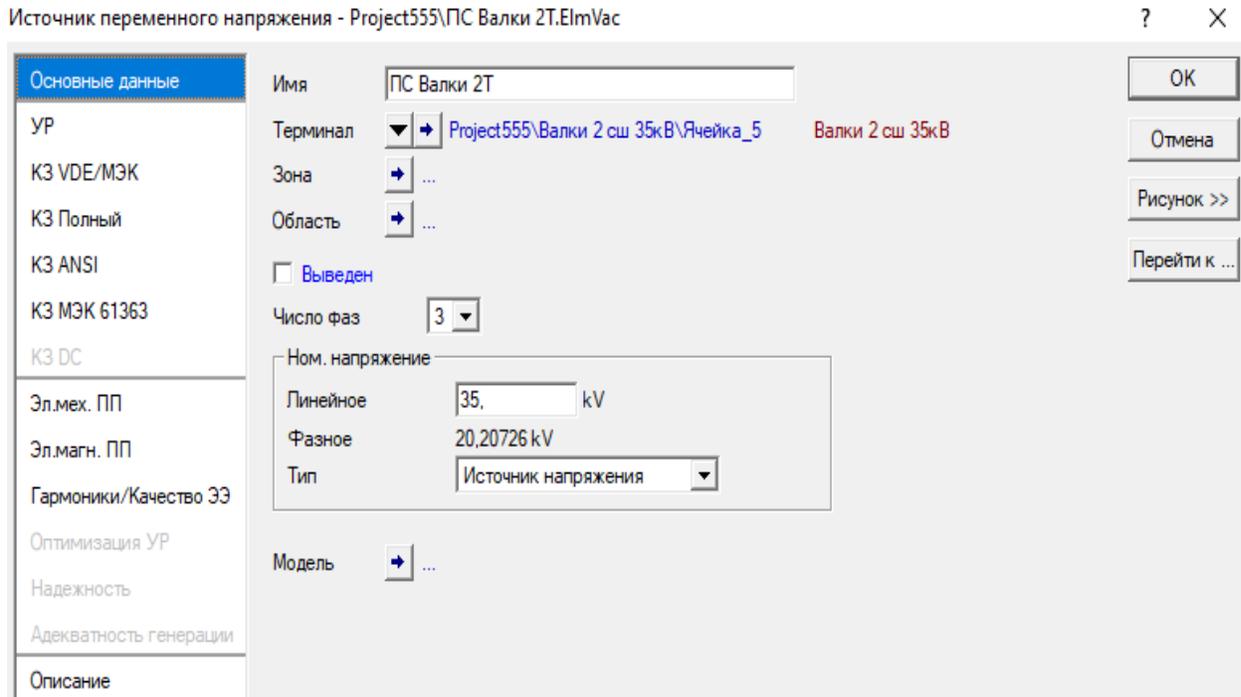


Рисунок 2.1 – Блок «Джерело змінної напруги» в PowerFactory

На рис. 2.2 показано, як задається навантаження на шинах 6-10кВ. [67-68]

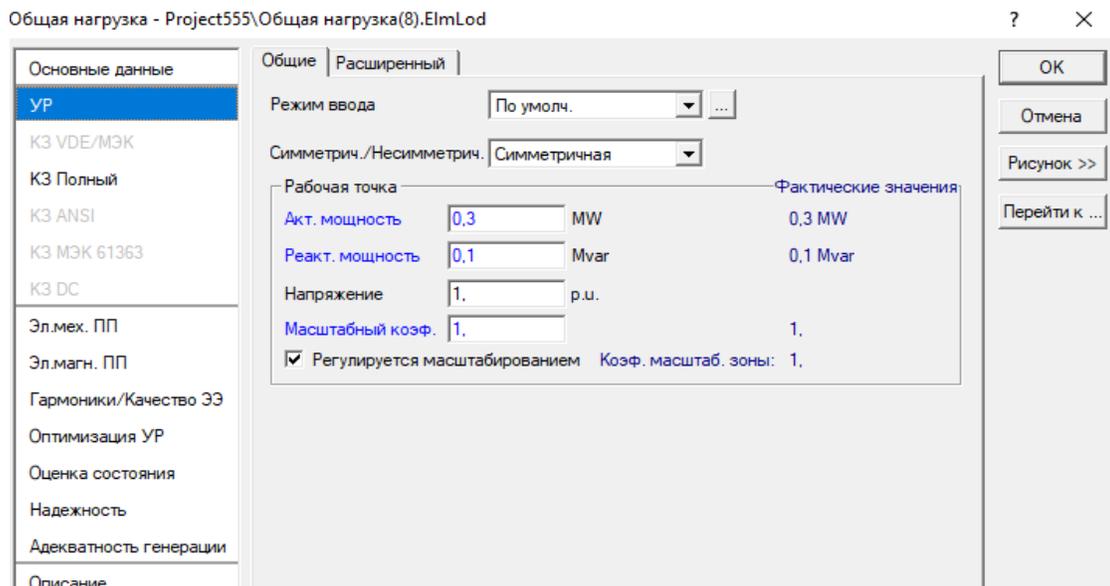


Рисунок 2.2 – Блок «Загальне навантаження» в PowerFactory

На рис. 2.3 показано, як задаються параметри трансформатора. [67-68]

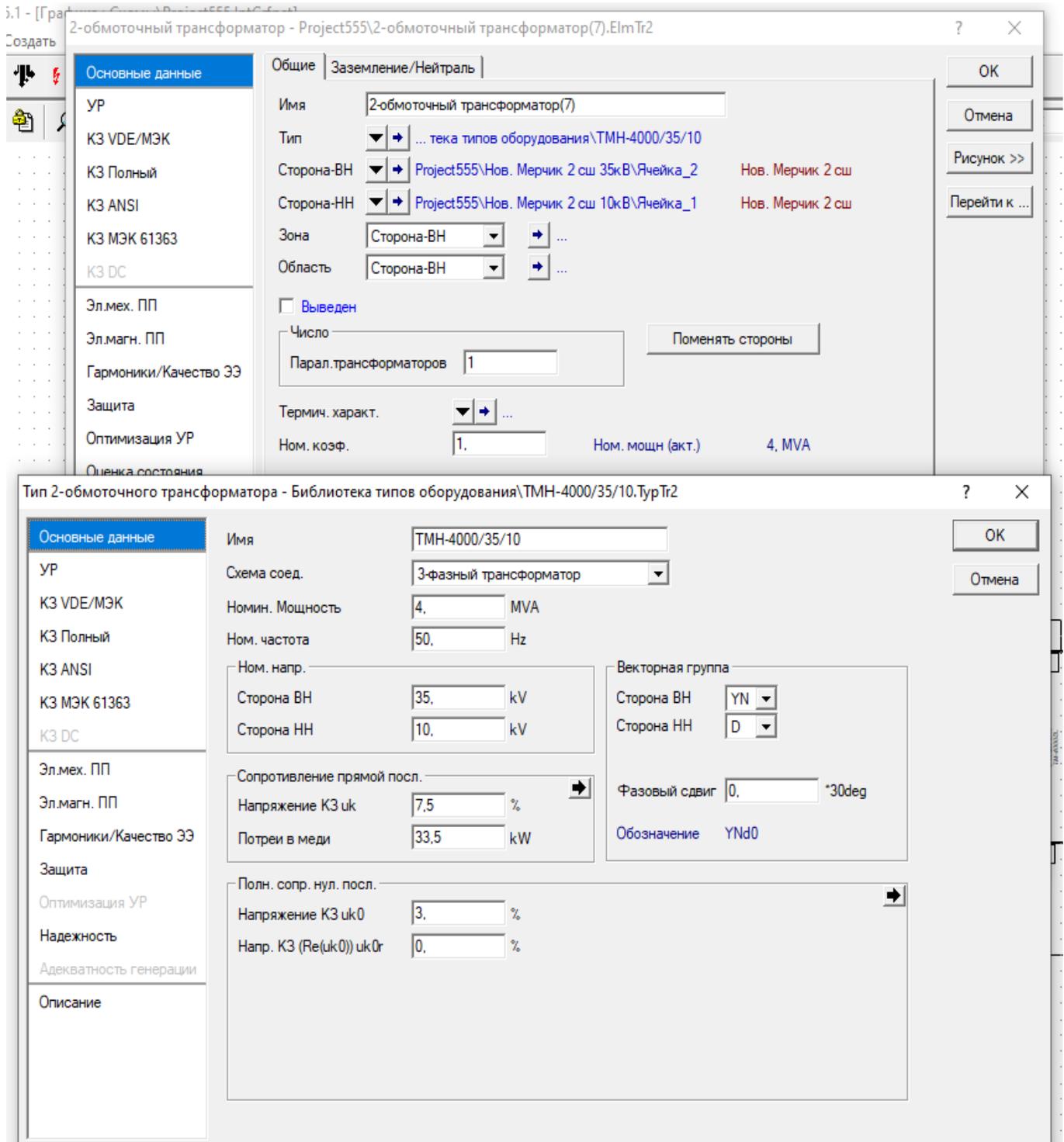


Рисунок 2.3 – Блок «2-обмоточный трансформатор» в PowerFactory

На рис. 2.4 показано, как задаются параметры ЛЕП. [67-68]

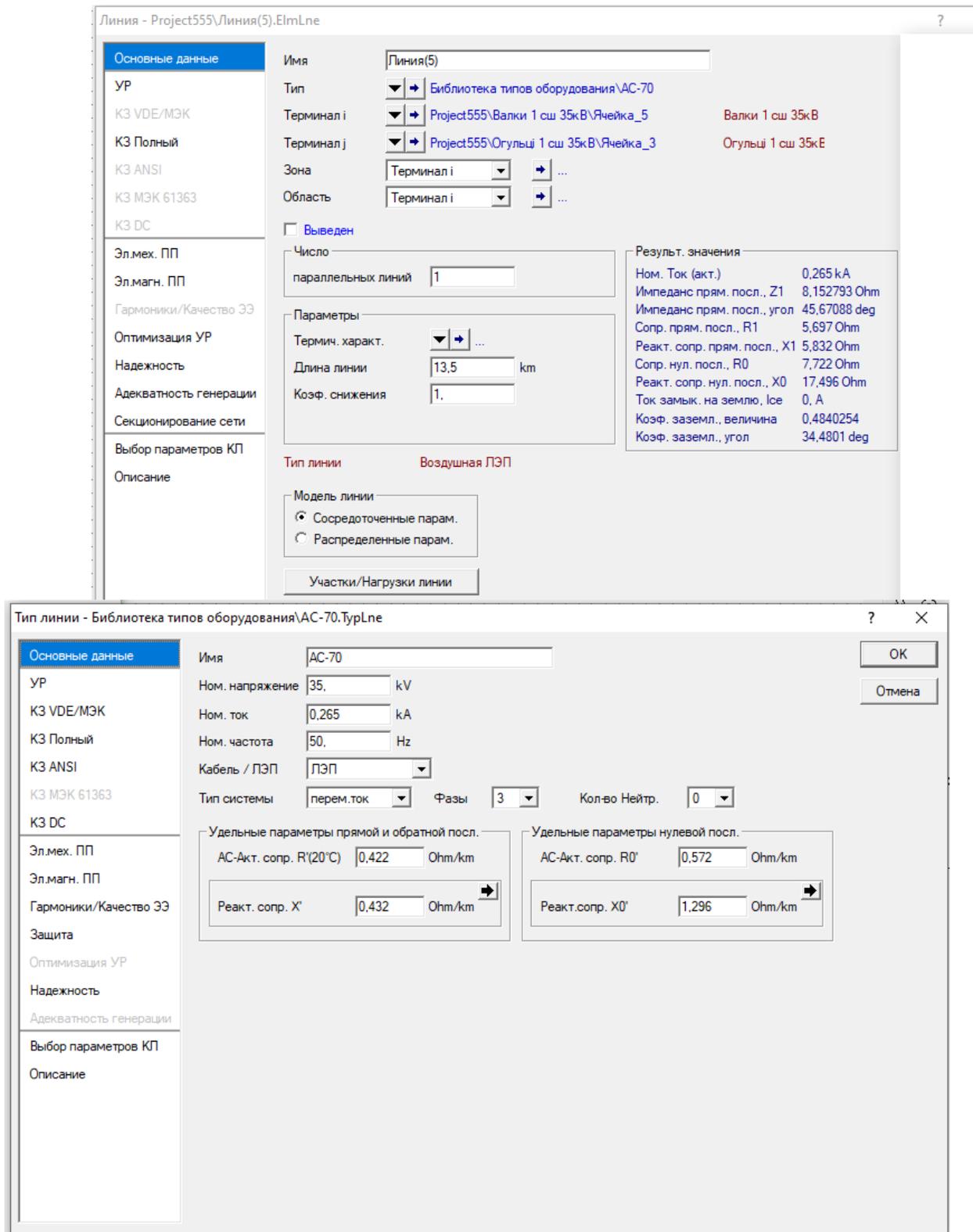


Рисунок 2.4 – Блок «ЛЭП» в PowerFactory

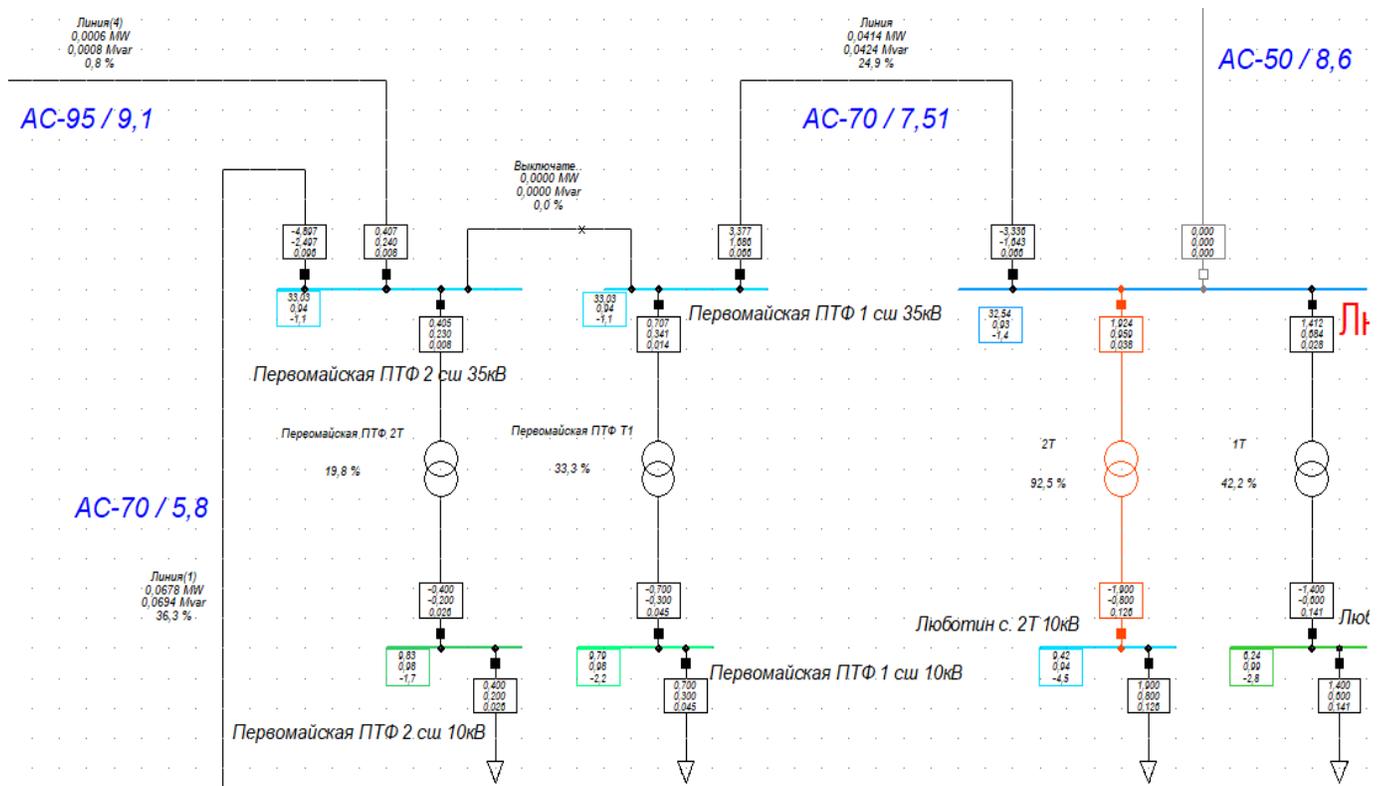


Рисунок 2.5 – Вигляд ПС 35/10кВ в PowerFactory

На рис. 2.5 показано, як виглядає реалізації ПС 35/10кВ в середовищі PowerFactory, в квадратах вказано дані щодо активного та реактивного навантаження, а також величину струму та напруги. Підписи біля ЛЕП містять інформацію, щодо активних та реактивних втрат в лініях, та завантаженість.

На рис. 2.7 показано, як виглядає в середовищі PowerFactory ЕМ, що зображена на рис. 2.6.

В якості ЕМ обрано фрагмент типової радіальної діючої схеми одного з Обленерго України.

ЕМ має 15 ПС напругою 35/10(6) кВ та 5 ПС 110/35/10(6) кВ через, які ЕМ отримує живлення (див. рис. 2.6), а саме ПС Валки, Буди, т. Нов. Водолага, т. Борки, Баварія. В таблиці 2.2 приведемо технічні дані, щодо ПС.

В таблиці 2.3 представимо дані по споживанню активної та реактивної електроенергії ПС 35/10/6кВ, згідно з режимними даними зимового максимуму.

Таблиця 2.2 – Дані по ПС ЕМ

Назва ПС	Кількість трансформаторів	Потужність трансформатору, МВА	ВН/НН, кВ	Наявність РПН
Пісочин	1Т	6,3	35/6	Так
	2Т	6,3	35/6	Так
	3Т	6,3	35/10	Ні
Люботин (сільська)	1Т	4	35/6	Так
	2Т	2,5	35/10	Ні
Первомайськ а ПТФ	1Т	2,5	35/10	Ні
	2Т	2,5	35/10	Ні
Ст. Мерчик	1Т	4	35/10	Ні
	2Т	4	35/10	Так
Нов. Мерчик	1Т	4	35/10	Так
	2Т	4	35/10	Так
Огульці	1Т	2,5	35/10	Ні
Ст. Водолага	1Т	2,5	35/10	Ні
	2Т	1,6	35/10	Ні
Н. Водолага	1Т	4	35/10	Ні
	2Т	4	35/10	Ні
Новоселівський ГОК	1Т	4	35/10	Ні
	2Т	4	35/10	Ні
Борки с.	1Т	4	35/10	Так
	2Т	2,5	35/10	Ні
Мерефа ОПХ	1Т	1,6	35/6	Ні
	2Т	1,6	35/6	Ні
Мерефа	1Т	6,3	35/6	Ні
	2Т	6,3	35/6	Ні
Мерефа ЗБК	1Т	4	35/6	Так
	2Т	4	35/6	Так
Южна	1Т	2,5	35/10	Так
	2Т	4	35/6	Так
В. Селище	1Т	6,3	35/6	Так
	2Т	6,3	35/6	Так
	3Т	4	35/10	Ні
Буди	1Т	7,5	35/6	Ні
	2Т	7,5	35/6	Ні

Таблиця 2.3 – Дані по по споживанню активної та реактивної електроенергії ПС  
(зимовий максимум)

Назва ПС	Кількість трансформаторів	Споживання активної та реактивної е/е, МВт + МВАр
Пісочин	1Т	1,7+j0,7
	2Т	2+j0,8
	3Т	4,2+j1,7
Люботин (сільська)	1Т	1,4+j0,6
	2Т	1,9+j0,8
Первомайська ПТФ	1Т	0,7+j0,3
	2Т	0,4+j0,2
Ст. Мерчик	1Т	0,4+j0,2
	2Т	0,2+j0,1
Нов. Мерчик	1Т	0,3+j0,1
	2Т	1+j0,4
Огульці	1Т	0,5+j0,2
Ст. Водолага	1Т	0,8+j0,3
	2Т	0,3+j0,1
Н. Водолага	1Т	3,1+j1,3
	2Т	0,8+j0,3
Новоселівський ГОК	1Т	0+j0
	2Т	2,2+j1
Борки с.	1Т	1,4+j0,5
	2Т	0,7+j0,3
Мерефа ОПХ	1Т	0,1+j0
	2Т	0,7+j0,3
Мерефа	1Т	3,7+j1,6
	2Т	2,3+j1
Мерефа ЗБК	1Т	0,1+j0
	2Т	0,5+j0,1
Южна	1Т	0,8+j0,3
	2Т	0,6+j0,2
В. Селище	1Т	2,6+j1,1
	2Т	3,7+j1,6
	3Т	1+j1,4
Буди	1Т	1,4+j0,6
	2Т	2,2+j0,9
<b>Разом по ПС</b>		<b>43,7+j19</b>

В таблиці 2.4 приведемо дані щодо топології ЕМ. Також в системі є 2 фідери 35кВ, які живлять суміжні ЕМ (транзитні потужності), 1-й фідер відходить від ПС Валки 110/35/10кВ з навантаженням  $1,8+j0,5$  МВА, 2-й від ПС Пісочин 35/6кВ з навантаженням  $6+j2,4$  МВА.

Таблиця 2.4 – Дані щодо топології ЕМ

№	Назва ділянки	Тип провіда	Довжина, км	$R_{л}+jX_{л}$ , Ом
1	Пісочин – Буди	АС-150	11	2,244+j4,466
2	Пісочин - Люботин с.	АС-70	9,4	3,966+j4,06
3		АС-50	8,6	5,091+j3,723
4	Люботин с. - Первомайська ПТФ	АС-70	7,51	3,169+j3,244
5	Первомайська ПТФ – Огульці	АС-70	5,8	2,447+j2,505
6	Первомайська ПТФ – Ст. Мерчик	АС-95	9,1	2,739+j3,831
7	Ст. Мерчик – Нов. Мерчик	АС-120	11	2,684+j4,554
8	Нов. Мерчик – Валки	АС-120	16	3,904+j6,624
9	Валки – Огульці	АС-70	13,5	5,697+j5,832
10	Валки – Ст. Водолага	АС-95	10,1	3,04+j4,252
11	Ст. Водолага – тягова Нов. Водолага	АС-95	16,7	5,026+j7,03
12	тягова Нов. Водолага - Нов. Водолага	АС-95	1,4	0,421+j0,589
13	Нов. Водолага – Опора 48	АС-95	4,44	1,336+j1,869
14	Опора 48 - Новоселівський ГОК	АС-95	5,81	1,748+j2,446
15	Опора 48 - Опора 16	АС-95	10,13	3,049+j4,264
16	Опора 16 – тягова Борки	АС-95	2,54	0,764+j1,069
17	Опора 16 – Борки сільська	АС-70	1,5	0,633+j0,648
18	Борки с. – Мерефа ОПХ	АС-70	6,89	2,907+j2,976
19	Мерефа ОПХ – Мерефа	АС-70	22,79	9,617+j9,845
20	Мерефа - В. Селище	АС-95	5,2	1,565+j2,189
21		АС-70	11,1	4,684+j4,795
22	В. Селище – Баварія	АС-95	8,5	2,558+j3,578
23	Мерефа - Мерефа ЗБК	АС-95	1	0,301+j0,421
24	Мерефа ЗБК – Южна	АС-95	6,72	2,022+j2,829
25	Южна – Буди	АС-95	8,4	2,528+j3,536
26	Буди – Залютино	АС-95	9,87	2,97+j4,155
27		АС-120	3,14	0,766+j1,299



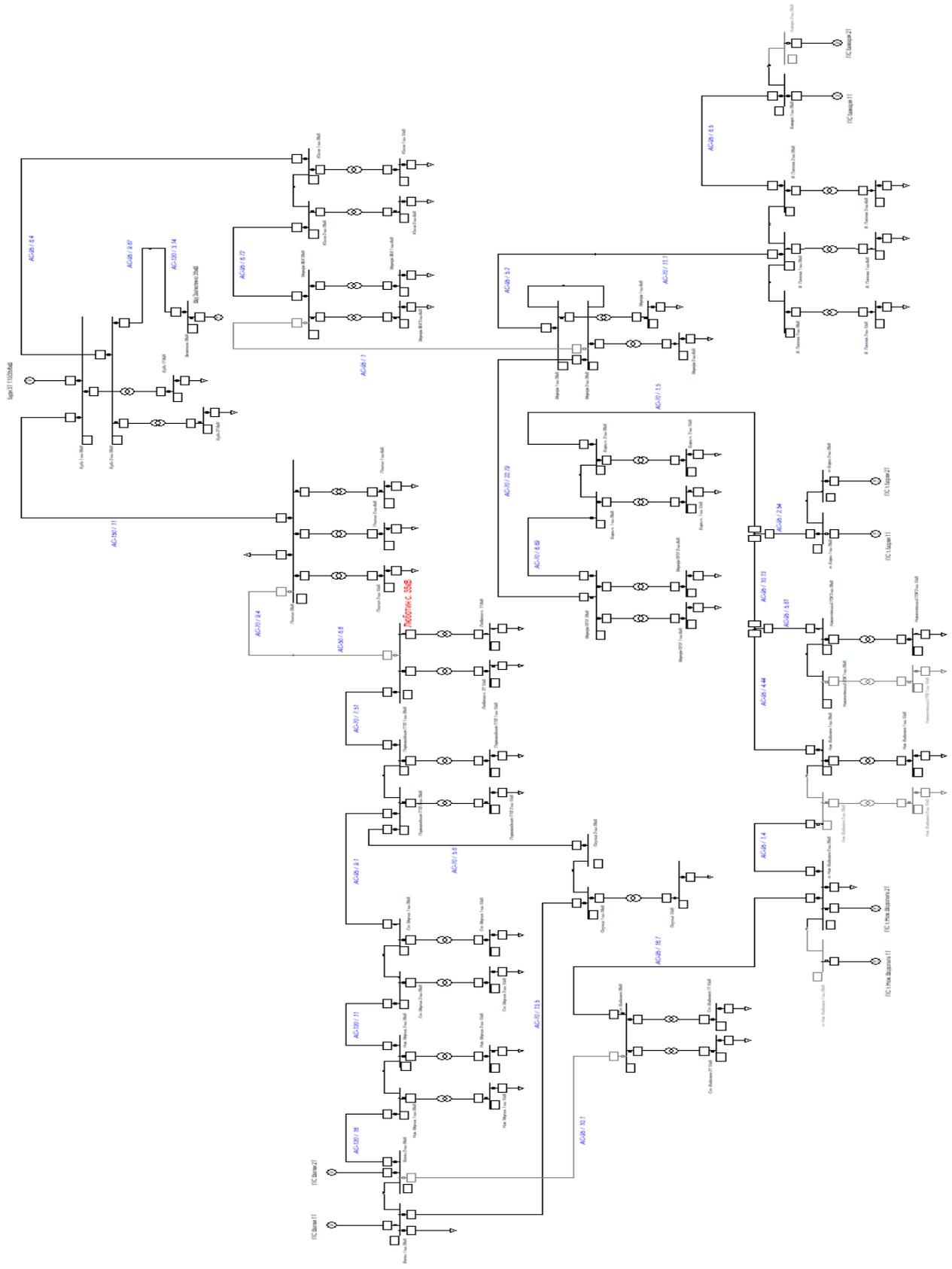


Рисунок 2.7 – Фрагмент ЕМ яка розглядається

На рисунку 2.6 показано ЕМ, яка розглядається, також вказано активне та реактивне споживання  $e/e$  по ПС та дані щодо типу проводів та їх довжини.

Перейдемо до розрахунку усталеного режиму ЕМ (зимній максимум). Отримані дані покажемо на рис. 2.8-2.10.

Сумарні втрати активної енергії режиму ЕМ (зимній максимум) становлять 1,369 МВт, а реактивної – 2,084 МВАр.

Як видно з рис. 2.10 ПС - Пісочин, Люботин (сільська), Мерефа, Мерефа ЗБК зі сторони ВН має місце відхилення напруги більш ніж на 5%, тобто напруга на шинах становить менше ніж 33,25кВ.

Також зі сторони НН на ПС Пісочин на вводі 3Т та ПС Люботин 2Т має місце відхилення напруги більш ніж на 5%, тобто напруга на шинах становить менше ніж 9,5кВ.

Виконавши аналіз ЕМ щодо пошуку оптимальної точки розриву мережі, наведемо такі варіанти:

- відключення лінії Пісочин – Люботин;
- відключення лінії Ст. Водолага – тягова Нов. Водолага;
- відключення лінії т. Борки - Новоселівський ГОК (опора 48 - опора 16).

Для функції (2.10) задамо ваги критеріїв:

$w_1 = 1$  – активні втрати найважливіші.

$w_2 = 0,8$  – напруга в вузлах теж важлива, але менш критична.

$w_3 = 0,5$  – завантаженість ліній середньоважлива.

$w_4 = 0,5$  – реактивні перетоки також середньоважливі.

$w_5 = 0,3$  – економічна ефективність розмикання має значення, але не визначальне.

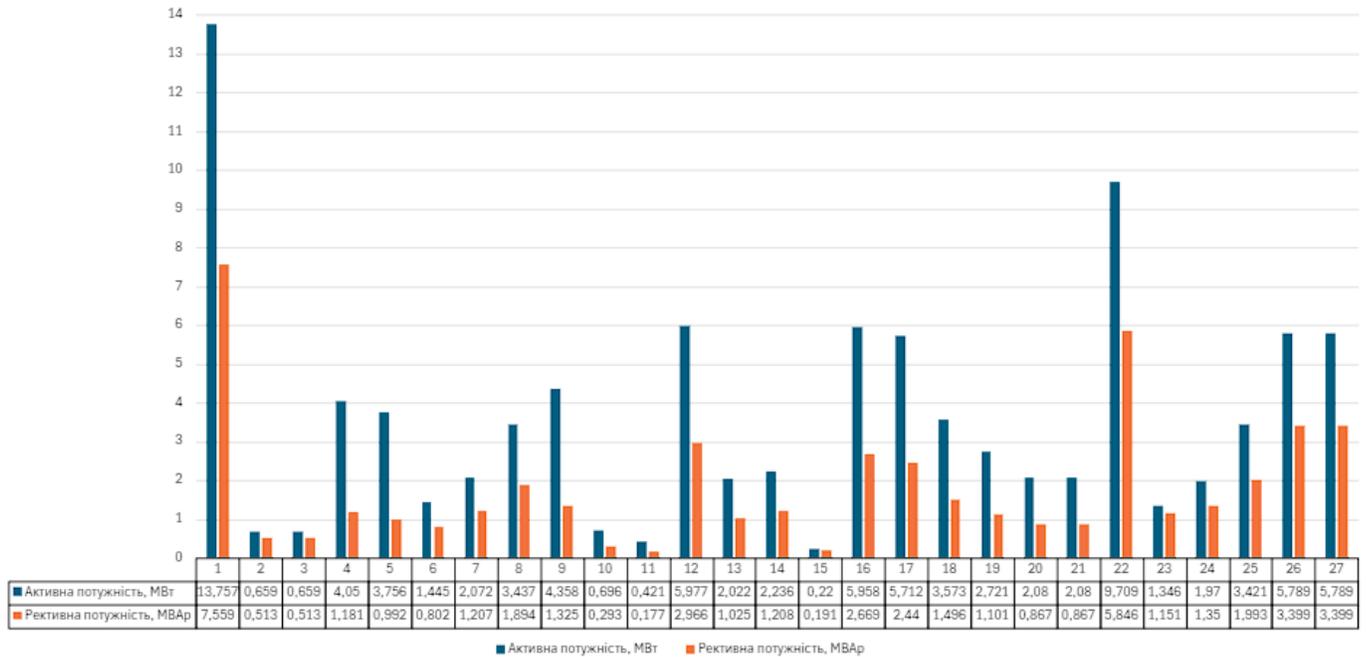


Рисунок 2.8 – Результати розрахунку усталеного режиму ЕМ (зимній максимум) перетоки по ділянках (вісь  $X$  – номери ділянок ЕМ, згідно табл. 2.4, вісь  $Y$  – МВт/МВАр)

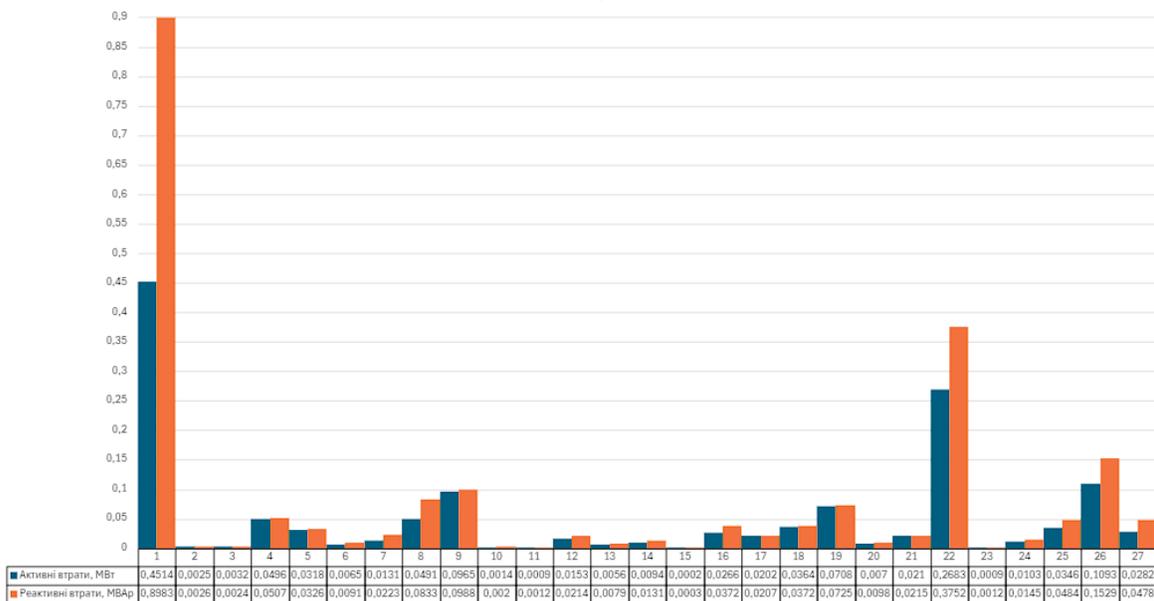


Рисунок 2.9 – Результати розрахунку усталеного режиму ЕМ (зимній максимум) втрати потужності по ділянках (вісь  $X$  – номери ділянок ЕМ, згідно табл. 2.4, вісь  $Y$  – МВт/МВАр)

$$F = 1 \cdot 1,354 + 0,8 \cdot 33,2 + 0,5 \cdot 13,79 + 0,5 \cdot 2,087 + 0,3 \cdot 11861,04 = 3594,16$$

Відключення лінії Ст. Водолага – тягова Нов. Водолага по аналогії:

$$F = 1 \cdot 1,371 + 0,8 \cdot 34,85 + 0,5 \cdot 14,23 + 0,5 \cdot 2,086 + 0,3 \cdot 12009,96 = 3640,39$$

Відключення лінії т. Борки - Новоселівський ГОК (опора 48 - опора 16) по аналогії:

$$F = 1 \cdot 1,3703 + 0,8 \cdot 34,75 + 0,5 \cdot 14,24 + 0,5 \cdot 2,084 + 0,3 \cdot 12003,83 = 3638,48$$

Оптимальне розмикання – те, у якому з 3 варіантів мінімізується функція  $F$ , отже приймаємо рішення про відключення лінії Пісочин – Люботин.

Результати розрахунку ustalеного режиму ЕМ (зимній максимум) після відключення лінії Пісочин – Люботин покажемо на рис. 2.11-2.13.

Відключення лінії Пісочин – Люботин, дозволить знизити загальні активні втрати з 1,369 до 1,3540 МВт, підняти напругу на стороні ВН ПС Пісочин до 33,2кВ, так як відключення цієї ЛЕП не призведе до перевантаження якихось других ліній то коефіцієнт загальної завантаженості ліній можна взяти середній по ЕМ, а саме 13,79%, реактивні втрати в лініях трохи зростуть з 2,084 до 2,087 МВАр, для визначення економічної ефективності, припустимо, що лінія працює 8760 год. в рік.



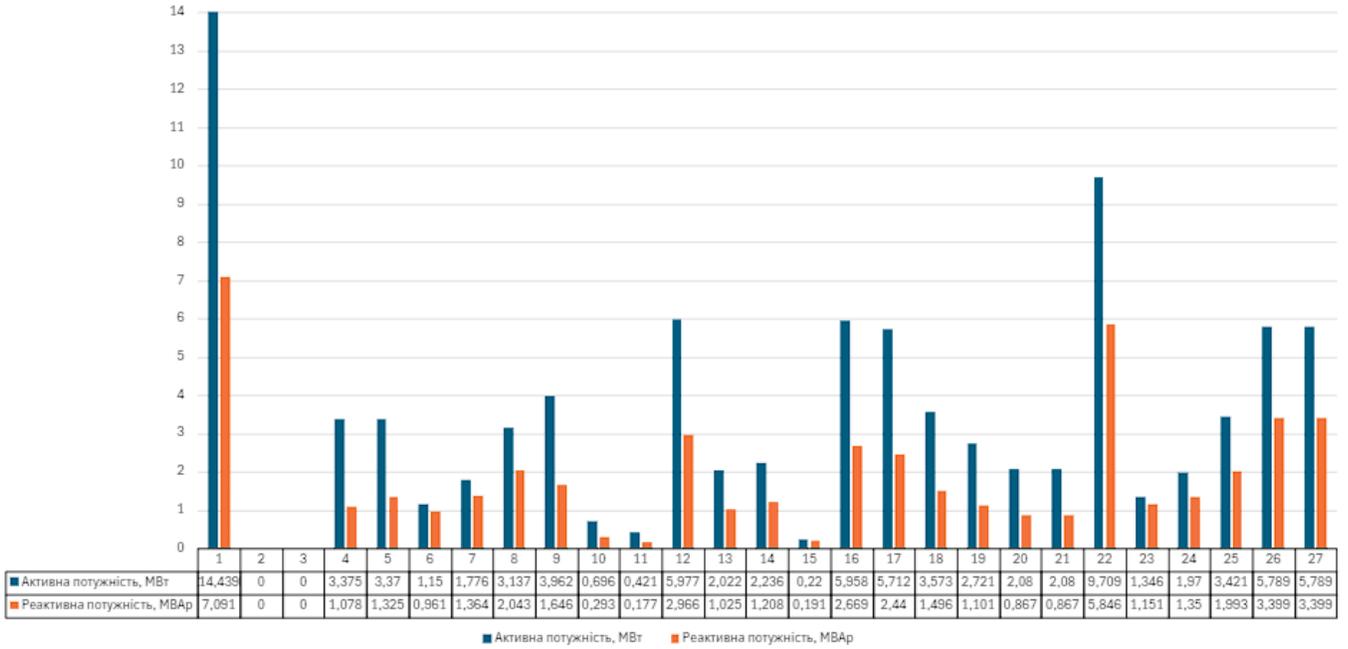


Рисунок 2.11 – Результати розрахунку перетоків по ділянкам усталеного режиму ЕМ (зимній максимум) при відключенні лінії Пісочин – Люботин,

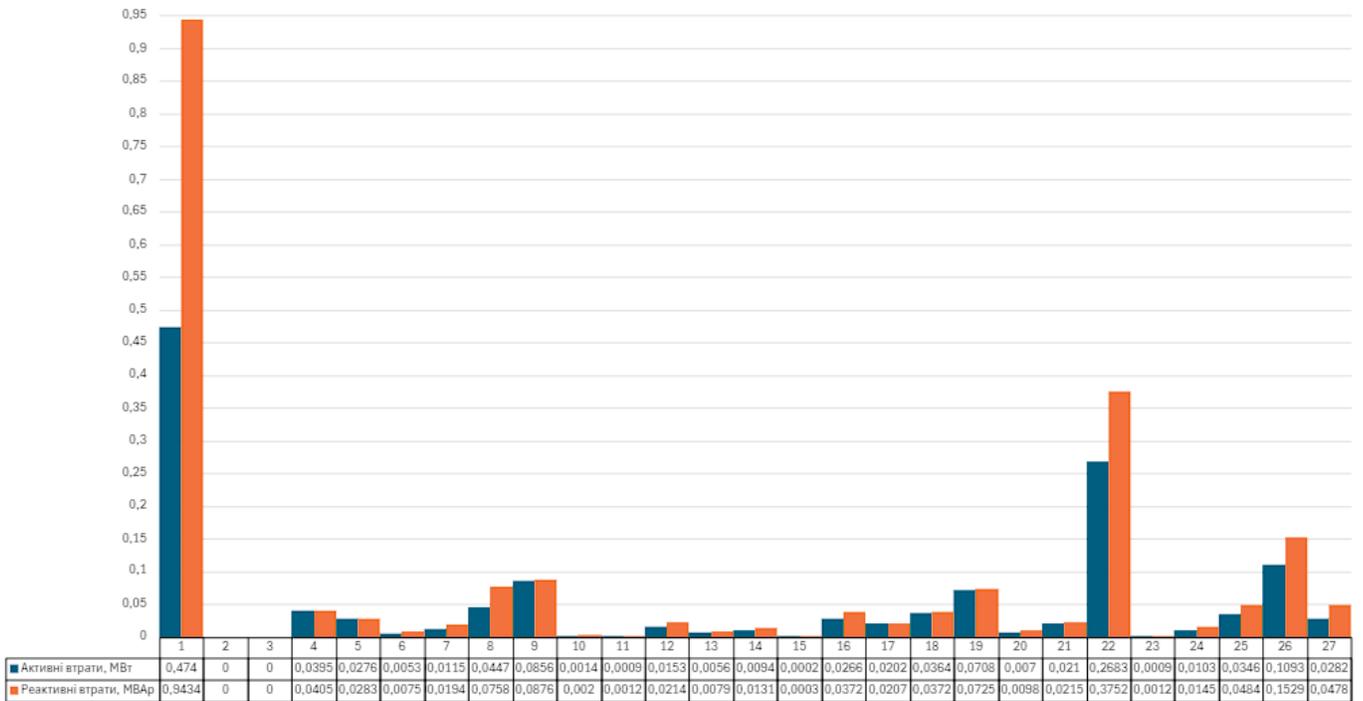


Рисунок 2.12 – Результати розрахунку втрат по ділянкам усталеного режиму ЕМ (зимній максимум) при відключенні лінії Пісочин – Люботин,

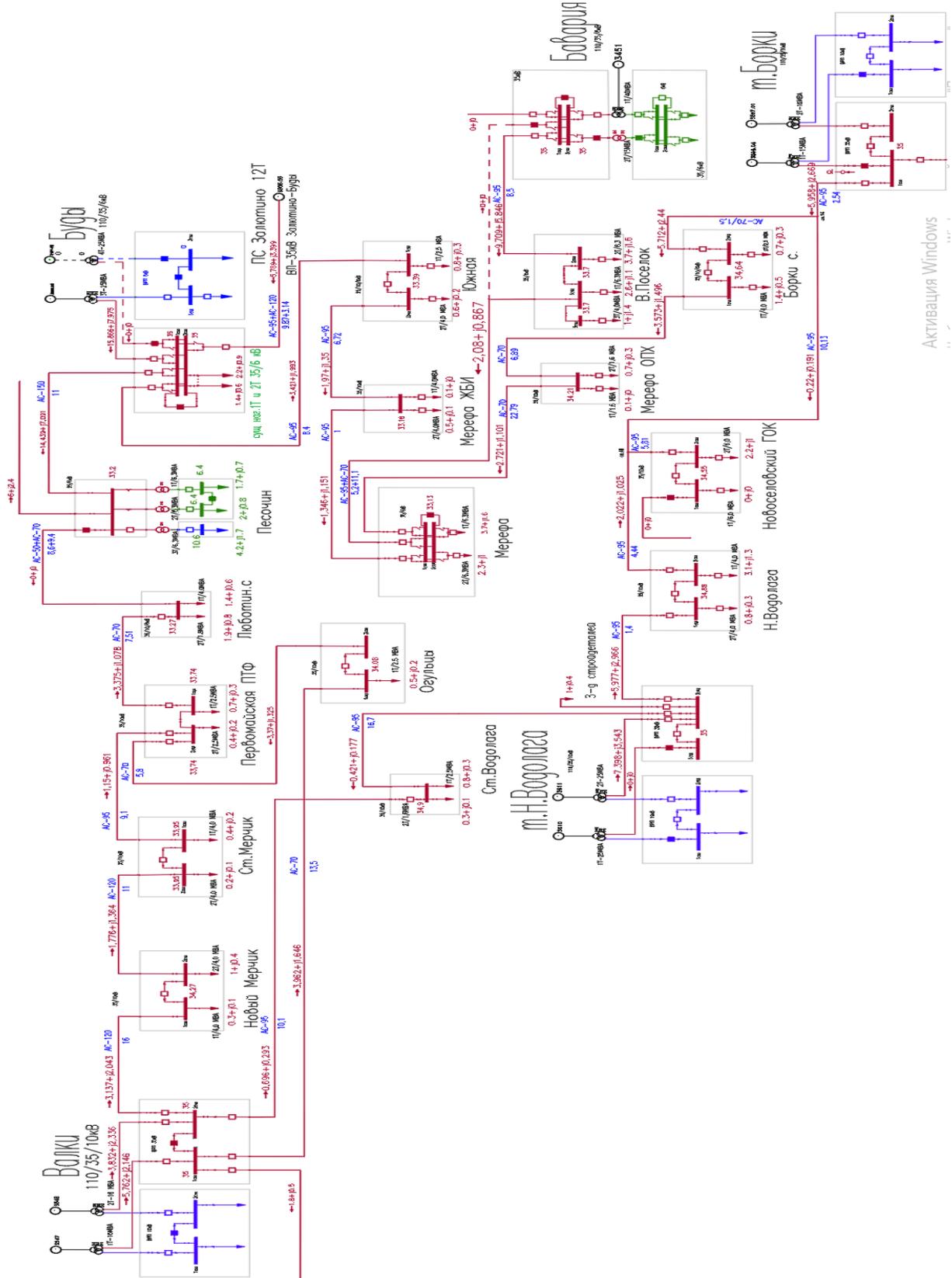


Рисунок 2.13 – Потокорозподіл ЕМ згідно даних зимового максимуму після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин)

Активация Windows

### 2.3.1 Оптимізація активних втрат електроенергії шляхом пошуку оптимальної точки розриву ЕМ (режим літнього мінімуму)

Дані щодо топології ЕМ залишаються незмінними (див. табл. 2.4).

В таблиці 2.5 представимо дані по споживанню активної та реактивної е/е ПС 35/10/6кВ, згідно з режимними даними літнього мінімуму.

Таблиця 2.5 – Дані по по споживанню активної та реактивної електроенергії ПС (літній мінімум)

Назва ПС	Кількість трансформаторів	Споживання активної та реактивної е/е, МВт + МВАр
Пісочин	1Т	1,1+j0,5
	2Т	1,4+j0,6
	3Т	3,3+j1,4
Люботин (сільська)	1Т	0,6+j0,2
	2Т	1,1+j0,5
Первомайська ПТФ	1Т	0,7+j0,3
	2Т	1,2+j0,5
Ст. Мерчик	1Т	0,6+j0,2
	2Т	0,3+j0,1
Нов. Мерчик	1Т	0,3+j0,1
	2Т	0,9+j0,4
Огульці	1Т	0,4+j0,1
Ст. Водолага	1Т	0,7+j0,3
	2Т	0,3+j0,1
Н. Водолага	1Т	1,8+j0,7
	2Т	0,6+j0,2
Новоселівський ГОК	1Т	0+j0
	2Т	1,9+j0,8
Борки с.	1Т	1,4+j0,5
	2Т	0,4+j0,2
Мерефа ОПХ	1Т	0,1+j0
	2Т	0,3+j0,1
Мерефа	1Т	2,6+j1,1
	2Т	1,3+j0,6
Мерефа ЗБК	1Т	0,3+j0,1
	2Т	0,3+j0,1

## Закінчення таблиці 2.5

Южна	1Т	0,9+j0,4
	2Т	0,6+j0,2
В. Селище	1Т	1,6+j0,7
	2Т	2,2+j0,9
	3Т	0,4+j0,4
Буди	1Т	0,9+j0,4
	2Т	1,3+j0,5
<b>Разом по ПС</b>		<b>31,8+j13,2</b>

Також в системі є 2 фідери 35кВ, які живлять суміжні ЕМ (транзитні потужності), 1-й фідер відходить від ПС Валки 110/35/10кВ з навантаженням 1,1+j0,3 МВА, 2-й від ПС Пісочин 35/6кВ з навантаженням 5,9+j2,4 МВА.

Перейдемо до розрахунку усталеного режиму ЕМ (літній мінімум). Отримані дані покажемо на рис. 2.14-2.16.

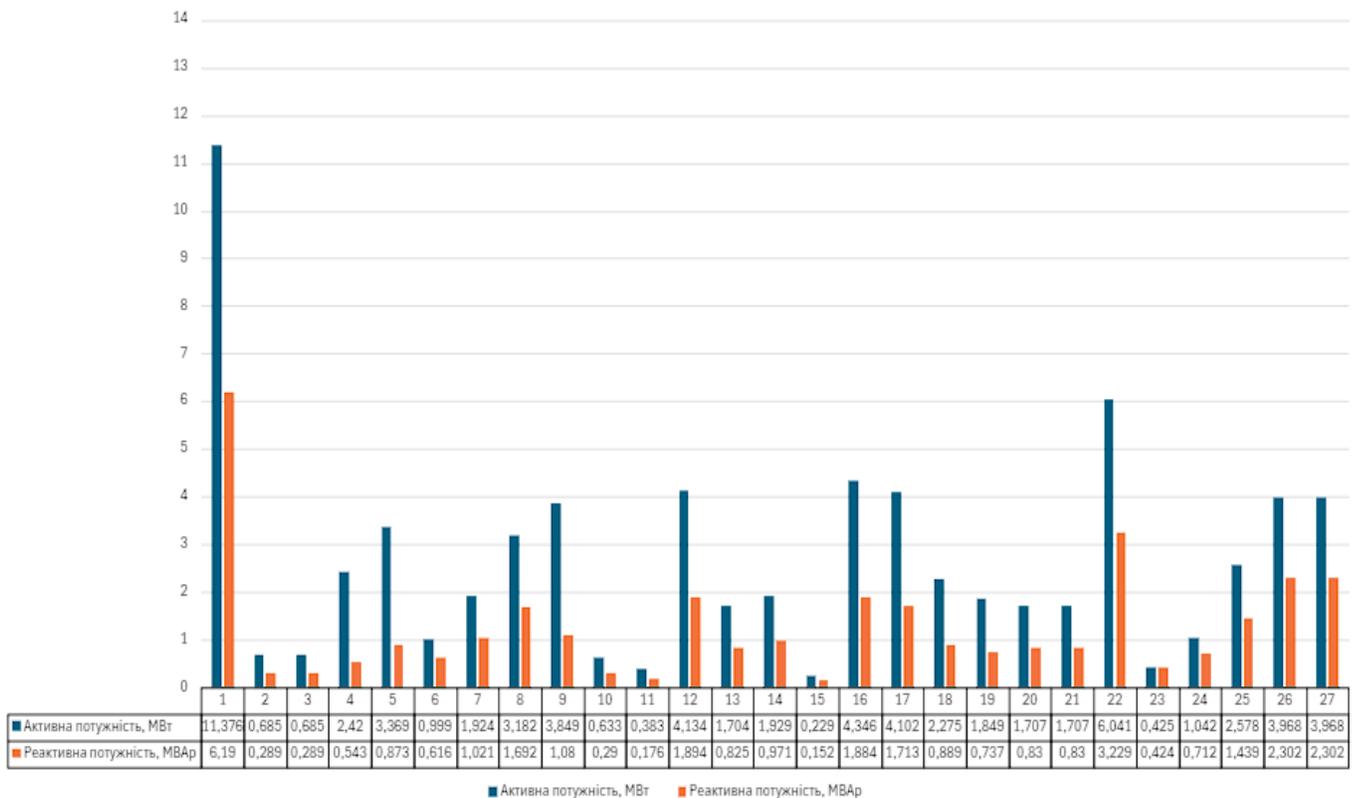


Рисунок 2.14 – Результати розрахунку перетоків по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (літній мінімум)

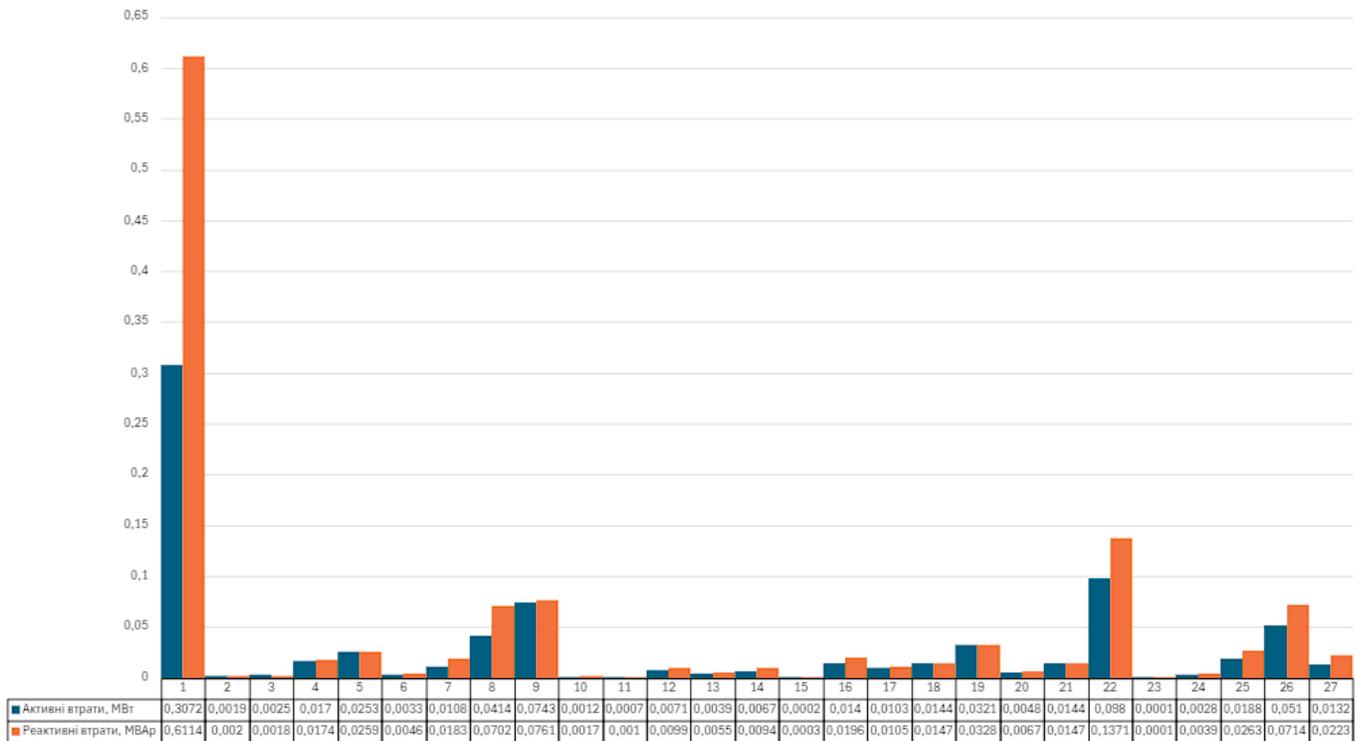


Рисунок 2.15 – Результати розрахунку втрат по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (літній мінімум)

Сумарні втрати активної енергії режиму ЕМ (літній мінімум) становлять 0,7774 МВт, а реактивної – 1,2156 МВАр.

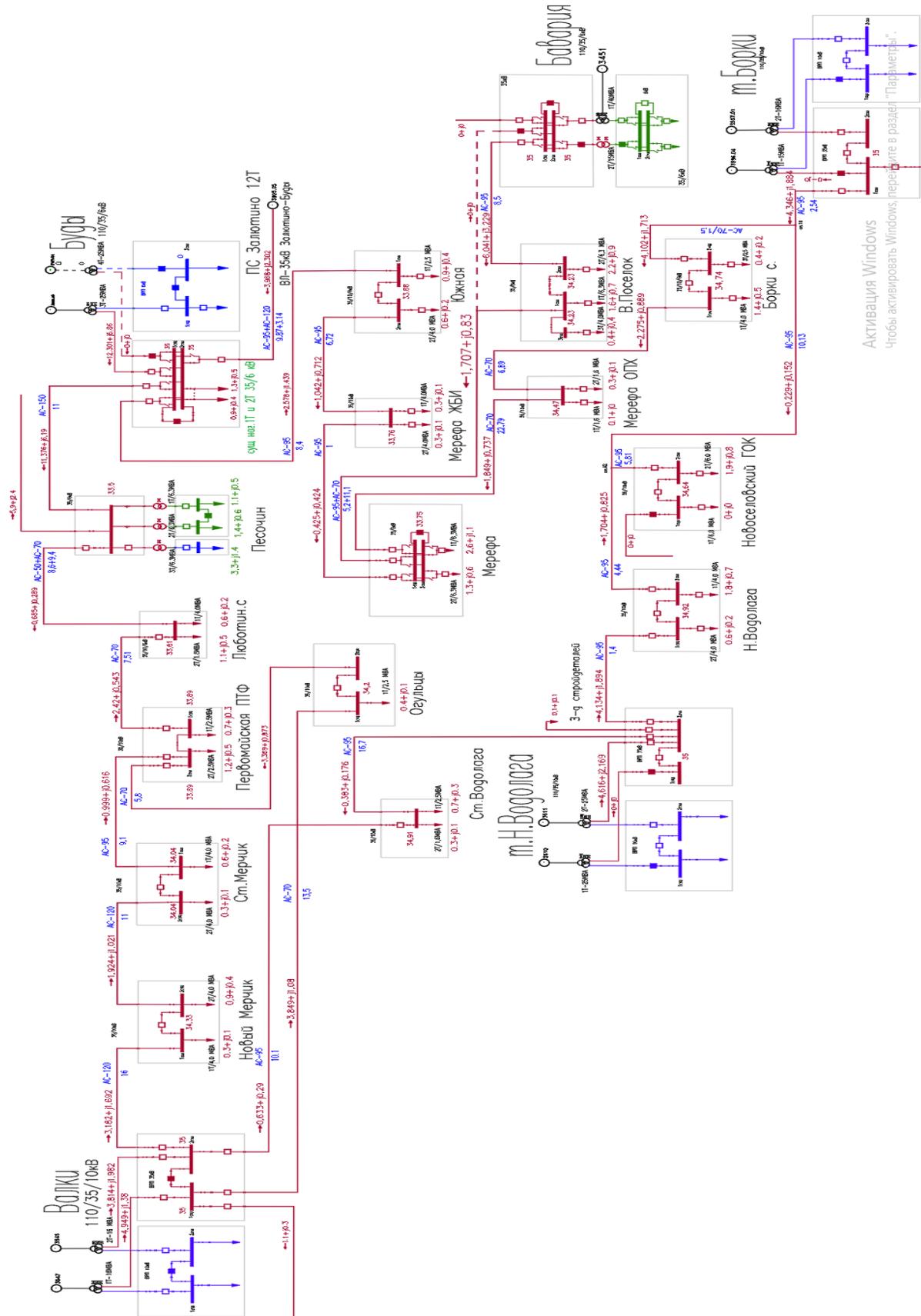


Рисунок 2.16 – Потокорозподіл ЕМ згідно даних літнього мінімуму

Як видно з рис. 2.16 на стороні НН (10кВ) ПС Пісочин 3Т, ПС Люботин 2Т, Первомайська ПТФ 2Т має місце відхилення напруги більш ніж на 5%, тобто напруга на шинах становить менше ніж 9,5кВ.

Згідно з удосконаленою методикою приступаємо до пошуку оптимальної точки розімкнення ЕМ. Виконавши аналіз ЕМ щодо пошуку оптимальної точки розриву мережі, отримуємо аналогічні варіанти як і при зимовому максимумі. Отже, приймаємо рішення про відключення лінії Пісочин – Люботин.

Перейдемо до розрахунку усталеного режиму ЕМ (літній мінімум) при відключенні лінії Пісочин – Люботин. Отримані дані покажемо на рис. 2.17-2.19.

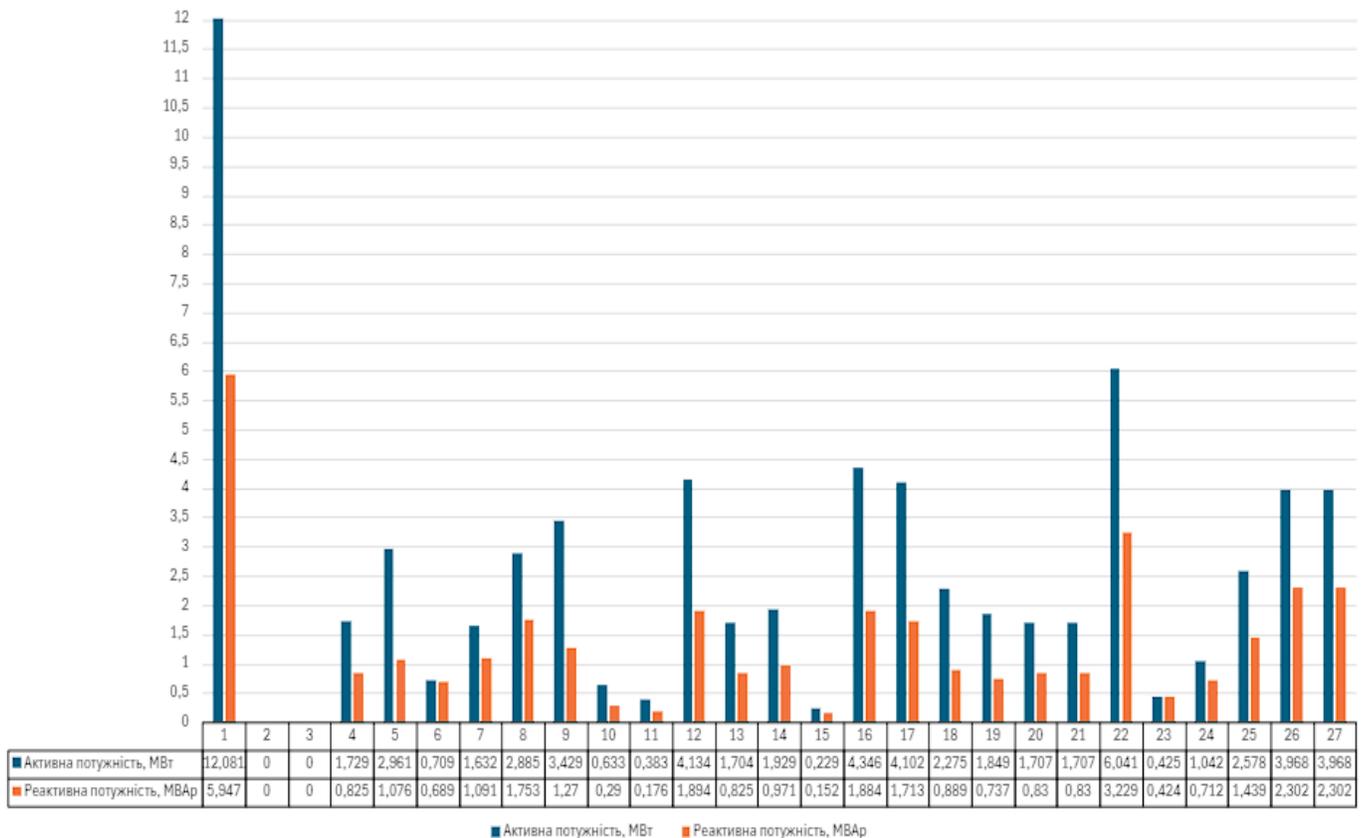


Рисунок 2.17 – Результати розрахунку перетоків по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (літній мінімум) при відключенні лінії Пісочин – Люботин

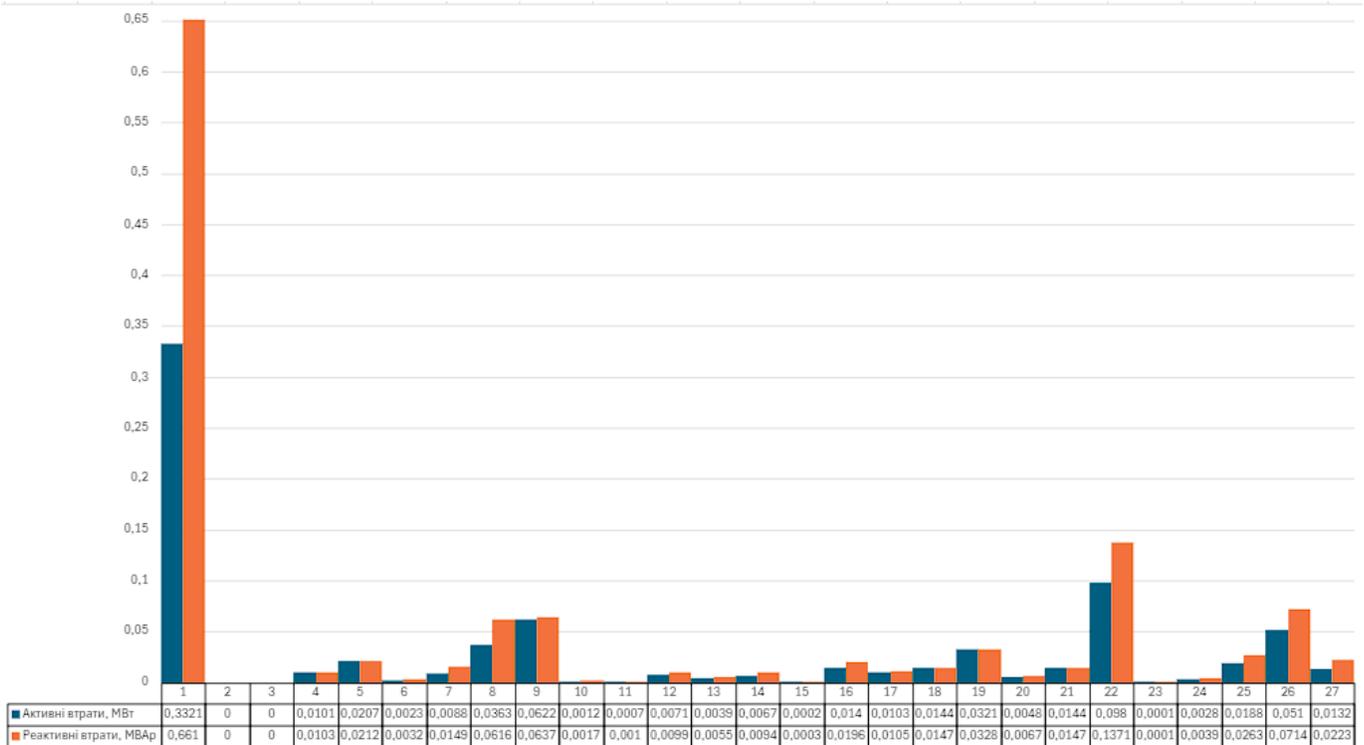


Рисунок 2.18 – Результати розрахунку втрат по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (літній мінімум) при відключенні лінії Пісочин – Люботин

Сумарні втрати активної енергії режиму ЕМ (літній мінімум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) становлять 0,766 МВт, а реактивної – 1,223 МВАр.



Зведемо дані розрахунків втрат електричної енергії при різних режимах ЕМ в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Дані розрахунків втрат електричної енергії при різних режимах ЕМ

Режими ЕМ	Назва втрат	
	Сумарні активні втрати в ЛЕП, МВт, $\Delta P_{\text{втр}}$	Сумарні реактивні втрати в ЛЕП, МВАр, $\Delta Q_{\text{втр}}$
Режим зимового максимуму	<b>1,369</b>	<b>2,084</b>
Режим зимового максимуму + оптимальне розмикання	<b>1,354</b>	<b>2,087</b>
Режим літнього мінімуму	<b>0,7774</b>	<b>1,2156</b>
Режим літнього мінімуму + оптимальне розмикання	<b>0,766</b>	<b>1,223</b>

На основі розрахунку ustalених режимів електричної мережі та аналізу перетоків потужності було визначено оптимальну точку розмикання, що забезпечує зменшення активних втрат та стабільний режим напруги.

## 2.4 Висновки до розділу 2

1. Встановлено характерні особливості, переваги та недоліки існуючих методів пошуку оптимального місця розмикання ЕМ на основі проведеного аналітичного дослідження. По результатам аналізу ефективності та відповідності різним критеріям обґрунтовано вибір найбільш доцільного методу, який дозволяє оцінювати різні конфігурації мережі, враховуючи кілька критеріїв одночасно, і швидко адаптуватися до змін умов і вимог.

2. Зформовано цільову функцію (2.10) для пошуку оптимальної топології ЕМ за допомогою комп'ютерного моделювання в PowerFactory та удосконалено метод систематичного аналізу топологічних конфігурацій електричних мереж на основі використання зваженої функції цілі для інтегральної оцінки альтернативних конфігурацій мережі.

3. У рамках практичної реалізації запропонованого удосконаленого методу систематичного аналізу топології ЕМ виконано моделювання мережі 35/10 кВ на базі реальної схеми Обленерго України із застосуванням PowerFactory та відповідним описом застосованих блоків і структурних елементів

4. У результаті застосування удосконаленого методу систематичного аналізу топологічних конфігурацій ЕМ - визначено оптимальний варіант розмикання, який забезпечує зниження активних втрат та покращення рівня напруги.

5. Проведене дослідження засвідчило, що запропонований метод системного аналізу топології ЕМ дозволяє визначити оптимальні конфігурації, які водночас забезпечують мінімізацію активних втрат та покращення показників якості електроенергії при різних режимах роботи мережі, що підтверджує його універсальність і практичну придатність.

## РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПАРАМЕТРИ ТА РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 3.1 Розвиток ВДЕ в Україні

Останнім часом чітко простежується тенденція до переосмислення загальної стратегії розвитку енергетики. Це пов'язано з переходом до нової ідеології – концепції сталого енергетичного розвитку [29, 69–71]. Ключовим компонентом цієї концепції є впровадження джерел розподіленої генерації (РГ), які являють собою енергоустановки порівняно невеликої потужності.

За даними IRENA з кожним роком зростає світове генерування електроенергії ВДЕ. Одними з найпопулярніших видів ВДЕ є сонячна та вітрова енергія, про що свідчить світова тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС і ВЕС. [72-73].

В Україні, як і в світі спостерігається десятирічна тенденція стрімкого зростання потужностей відновлюваної енергетики (рис. 3.1) [72-73].

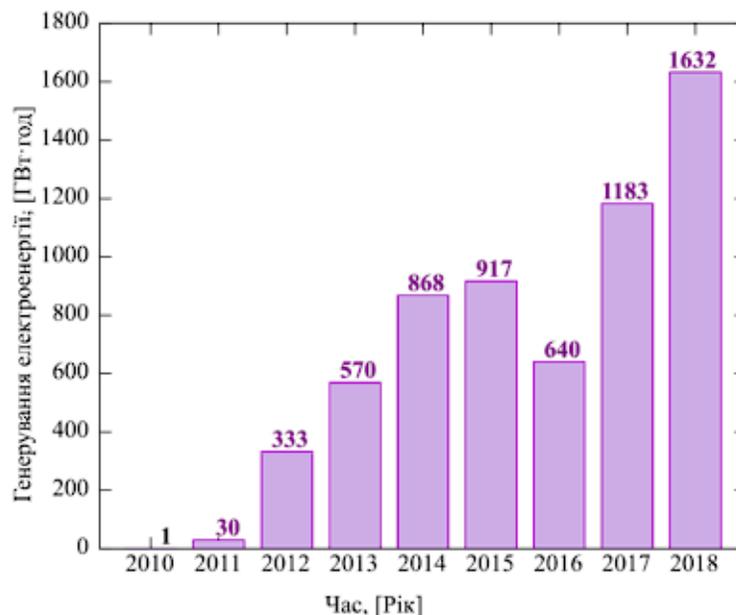


Рисунок 3.1 - Тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС в Україні за даними IRENA

Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго» представлена на рис. 3.2. [73]

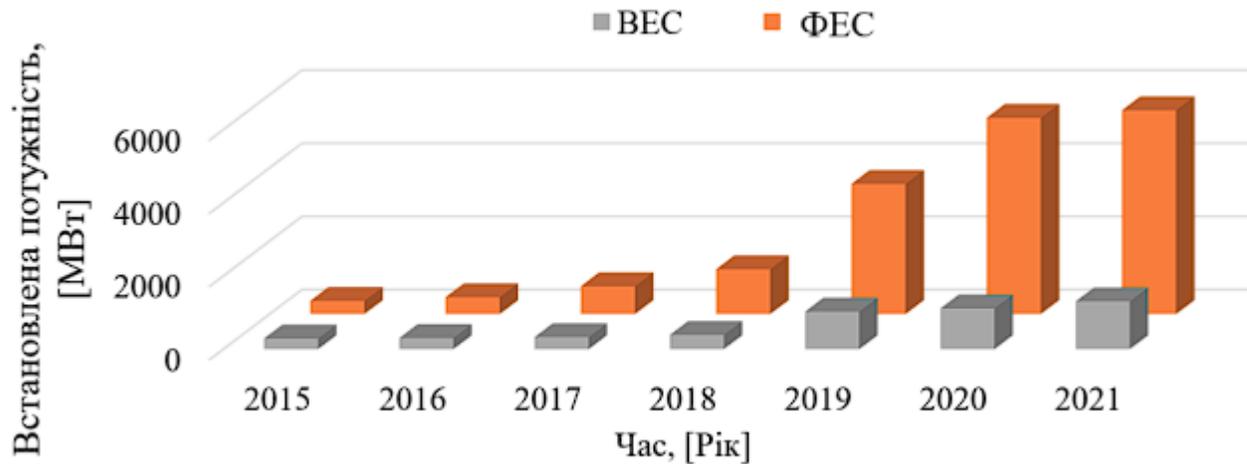


Рисунок 3.2 - Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго»

Виробництво електричної енергії за 2018 рік об'єктами електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, порівняно з 2017 роком збільшилось на 691 млн. кВт·год або на 33% та становить 2 777,3 млн. кВт·год (що складає 1,9 % від обсягів виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України) [72-73].

Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), показана на рис. 3.3. [72-73].

План реалізації стратегії збільшення використання ВДЕ вимагає врахування нових підходів до системи контролю параметрів ВДЕ. За даними НЕК «Укренерго» у 2020 році структура встановленої потужності в енергетичному секторі України змінилася порівняно з 2019 роком таким чином: зросла частка електричних станцій з нерівномірним графіком генерування, тобто ВЕС і ФЕС і склала разом 6473,8 МВт

(що на 1893,4 МВт більше ніж у 2019 році). Потужність ТЕС і ТЕЦ склала 21,8 ГВт та 6,1 ГВт та потужність ГЕС і ГАЕС склала 4,8 ГВт та 1,5 ГВт відповідно. Встановлена потужні ГАЕС, ГЕС, ТЕС, ТЕЦ залишається незмінною з 2018 року. Також у 2020 році зросла частина ВЕС та ФЕС у структурі генерування електроенергії майже вдвічі – до 6,8% (3,3% у 2019 р.) при загальному обсязі генерування електроенергії 148,9 млрд кВт·год. ГЕС, ГАЕС та ТЕС відіграють ключову роль у покритті пікового навантаження та компенсації нерівномірності генерування ВЕС і ФЕС, що зменшує їх енергоефективність. [72-74]

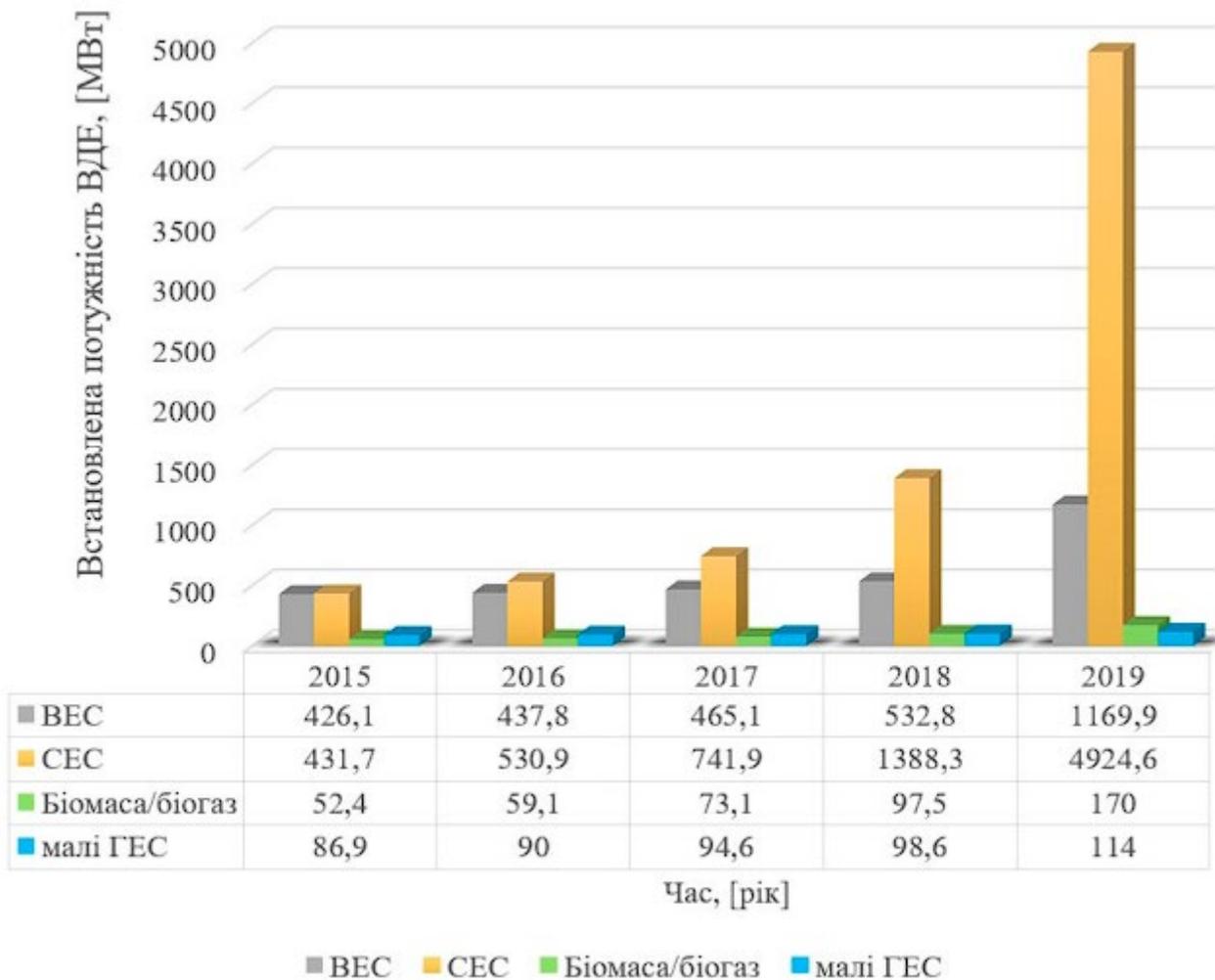


Рисунок 3.3 - Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП

### 3.2 Аналіз впливу ВДЕ на втрати, напругу та якість електричної енергії в ЕМ

Впровадження ВДЕ змінює функціонування розподільчих ЕМ, перетворюючи їх на активні елементи енергетичної системи. Це вимагає коригування або навіть модернізації стратегій управління, експлуатації та планування мереж. Водночас, вплив ВДЕ може бути як позитивним, так і негативним, тому необхідно провести детальний аналіз питання інтеграції ВДЕ в розподільчі електричні мережі України [29, 69–71].

Можно виокремити основні напрямки впливу ВДЕ на ЕМ:

- a) вплив ВДЕ на втрати електричної енергії в ЕМ;
- b) вплив ВДЕ на напругу в ЕМ;
- c) вплив ВДЕ на якість електричної енергії;
- d) вплив ВДЕ на релейний захист та автоматику;
- e) вплив ВДЕ на надійність роботи та експлуатацію ЕМ;

Розглянемо більш детально перші 3 пункта а-с:

- a) Вплив ВДЕ на втрати електричної енергії в ЕМ:

Інтеграція ВДЕ в розподільні електричні мережі може призвести до зміни напрямку потоків потужності. Існує три основні сценарії щодо взаємодії вузлового навантаження та ВДЕ [69–71]:

1. Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності ВДЕ, підключених до цього вузла.
2. В одному з вузлів потужність ВДЕ перевищує навантаження, але загальна потужність ВДЕ в мережі менша за сумарне навантаження
3. В одному або кількох вузлах потужність ВДЕ більша за навантаження, а сумарна потужність ВДЕ в мережі перевищує загальне навантаження.

При першому сценарії впровадження ВДЕ в ЕМ дозволяє знижувати втрати потужності в розподільній мережі.

У другому сценарії, хоча ВДЕ можуть постійно збільшувати втрати потужності на деяких ЛЕП, загальні втрати потужності в мережі все ж зменшуються.

У третьому сценарії загальні втрати потужності в розподільній мережі збільшуються порівняно з рівнем до введення ВДЕ. Особливо проблематичним є транспортування енергії у зворотному напрямку з віддалених ділянок до головної, оскільки в таких випадках переріз проводів ЛЕП зменшується від центру до кінця лінії, що призводить до підвищених втрат. Крім того, різні типи ВДЕ працюють з різними коефіцієнтами  $\cos\varphi$ , що змінює їх реактивну потужність і також може вплинути на рівень втрат.

Отже, встановлення ВДЕ може як зменшувати, так і збільшувати втрати потужності в електричних мережах, залежно від таких факторів, як місце розташування, потужність, типи ВДЕ, їхні характеристики ( $\cos\varphi$  тощо), а також загальна топологія мережі.

#### б) Вплив ВДЕ на напругу в ЕМ:

Можна виділити два різновиди впливу.

По-перше, вплив ВДЕ на рівень напруги в усталеному режимі роботи електричної мережі [69-71] полягає в тому, що після їх встановлення в мережах радіального типу, зниження напруги, яке зазвичай спостерігається в напрямку від головної ділянки ЛЕП до її кінця, може змінитися. Внаслідок зниження навантаження на живильний фідер напруга в ЛЕП може навіть збільшитися. Зокрема, важливими факторами є коефіцієнт  $\cos\varphi$  ВДЕ та тип генератора (синхронний або асинхронний). У випадку використання потужних синхронних генераторів можливо перевищення допустимого рівня напруги, що може призвести до її перевантаження ( $>1,1 \cdot U_{ном}$ ). Це означає, що зміна рівня напруги в мережі буде залежати не лише від місця встановлення ВДЕ, а й від їх потужності та характеру роботи (генерація або споживання електроенергії), що в свою чергу вимагає уважного планування і аналізу.

По-друге, вплив ВДЕ на коливання напруги в електричних мережах [69-71] є важливим аспектом, оскільки традиційні розподільні мережі зазвичай стикаються з коливаннями напруги через зміни активного та реактивного навантаження вузлів, що викликає певні варіації рівня напруги в мережі. Як правило, у напрямку від головної ділянки ЛЕП до її кінця ці коливання збільшуються, а в кінцевих вузлах можуть бути більш інтенсивними, особливо коли навантаження зосереджене в основному в кінці мережі. Після приєднання ВДЕ до розподільної ЕМ, їхній вплив на коливання напруги залежить від того, як вони взаємодіють з місцевим навантаженням. Якщо ВДЕ працюють узгоджено з навантаженням, тобто їхня потужність змінюється пропорційно змінам навантаження, вони можуть допомогти демпфірувати коливання напруги, зменшуючи їхню амплітуду. Однак, коли робота ВДЕ неузгоджена з місцевим навантаженням - це часто трапляється через нерегульовані фактори, такі як швидкість вітру чи інтенсивність сонячного випромінювання - ВДЕ можуть значно збільшити коливання рівнів напруги в мережі. Особливо сильний ефект коливань можуть мати деякі типи ВДЕ, як, наприклад, ВЕС або сонячні фотогальванічні системи, оскільки їхня вихідна потужність сильно варіюється. Ці коливання можуть мати значний вплив на стабільність напруги в мережі, і їхній ефект зростає з підвищенням потужності, встановленої в системі.

с) Вплив ВДЕ на якість електричної енергії:

Встановлення ВДЕ у розподільних електричних мережах суттєво впливає на параметри якості електричної енергії, що вимагає додаткових заходів контролю й оптимізації режимів роботи системи. [71, 75-76].

По-перше, ВДЕ можуть спричиняти підвищення амплітуди коливань напруги. Це відбувається при раптових змінах потужності генерації, при підключенні або відключенні значних за потужністю установок, а також унаслідок взаємодії ВДЕ з елементами систем автоматичного регулювання напруги.

По-друге, значний виклик становить генерація гармонік вищих порядків. Багато ВДЕ, зокрема фотоелектричні установки та вітроелектростанції, підключаються до

мережі через інвертори, які можуть генерувати гармоніки, особливо при низькій якості синусоїдального сигналу або перевантаженні. Це негативно впливає на роботу чутливого електронного обладнання, прискорює старіння ізоляції та спричиняє додаткові втрати в системі. [71, 75-76]

По-третє, вплив ВДЕ на провали напруги залежить від типу генератора. Синхронні генератори здатні краще підтримувати напругу після короткочасних збоїв, тоді як асинхронні менш стійкі до таких явищ через обмежені можливості компенсації реактивної потужності [71, 77]. Хоча вплив ВДЕ на амплітуду провалу напруги не завжди прямо пропорційний їхній потужності, наявність великої кількості ВДЕ в мережі створює додаткові труднощі для підтримання стабільної напруги.

### 3.3 Аналіз варіантів підключення ВДЕ до ЕМ та їх режимів роботи

На рис. 3.4 приведено 2 можливих варіанти підключення ВДЕ до електричної мережі, що докоріно відрізняються за ефектом впливу на неї. [29]

На рис. 3.4(а) ВДЕ підключено до шин підстанції 110/10 кВ. При цьому за рахунок розвантаження трансформатора і ЛЕП 110 кВ втрати потужності зменшуються [29]:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{\text{ВДЕ}})^2 + (Q - Q_{\text{ВДЕ}})^2}{U^2} \cdot R_{\text{ек}} \quad (3.1)$$

де  $P + jQ$  – потужність навантаження в головній ділянці фідера;

$P_{\text{ВДЕ}} + jQ_{\text{ВДЕ}}$  – потужність ВДЕ за виключенням навантаження, під'єданого безпосередньо до шин ВДЕ;

$R_{\text{ек}}$  – опір трансформатора та ЛЕП.

а також покращується якість напруги, оскільки зменшуються її втрати:

$$\Delta U = \frac{(P - P_{ВДЕ}) \cdot R'_{ек} + (Q - Q_{ВДЕ}) \cdot X'_{ек}}{U} \quad (3.2)$$

Якщо точку підключення ВДЕ перенести до вузла 2 (див. рис. 3.4б), то, крім трансформатора і ЛЕП вищої напруги, на величину  $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$  також розвантажуються ділянки ЛЕП 10 кВ між вузлами 1 і 2. Чим ближче ВДЕ розміщені до навантаження, тим меншими стають втрати потужності в мережі. [29]

Втім, як впливає з (3.1) і (3.2), позитивний ефект від роботи ВДЕ спостерігається лише до моменту, коли їхня генерувальна потужність не перевищує значення споживаної. При певному рівні генерації втрати потужності й енергії в мережі починають зростати, а напруга перевищувати допустимий рівень. Тому доцільно визначати не лише оптимальну точку підключення ВДЕ, а й їх оптимальну встановлену потужність [29].

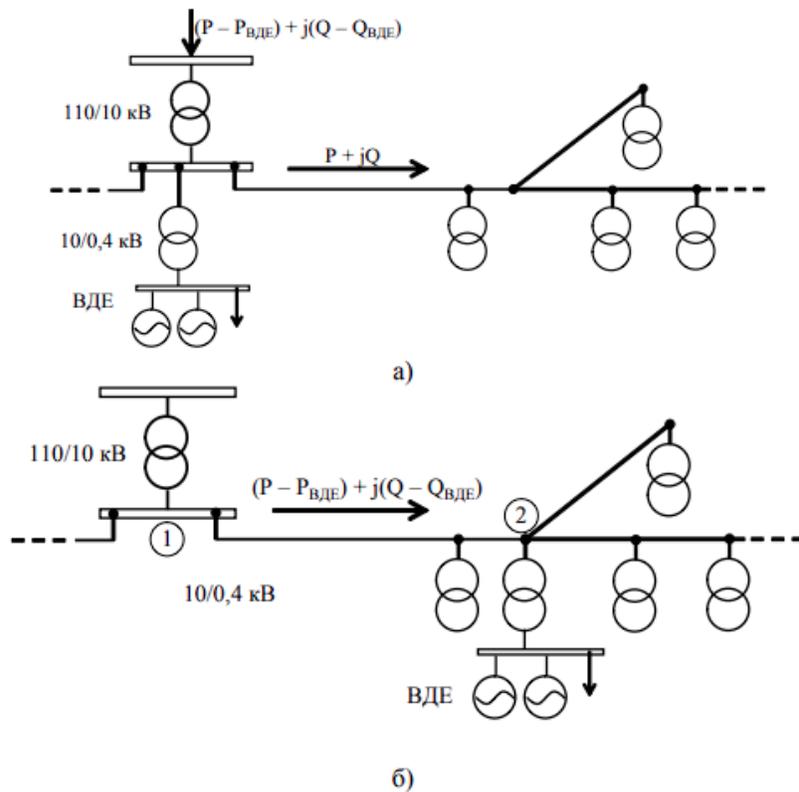


Рисунок 3.4 - Варіанти підключення ВДЕ до ЕМ

Якість електропостачання визначається надійністю електричних мереж, мінімізацією технологічних втрат електроенергії під час її транспортування та дотриманням нормативних показників якості електроенергії.

Оскільки ці чинники нерідко перебувають у протиріччі покращення одного може негативно впливати на інші доцільним є створення методології комплексної оцінки якості функціонування електричних мереж в умовах розвитку ВДЕ [29].

Існує декілька режимів роботи ВДЕ:

1) За умови фіксованого коефіцієнта потужності  $\cos\varphi$ , підтримується сталим співвідношення між активною та реактивною потужністю. У такій ситуації реактивна потужність ВДЕ змінюється відповідно до змін активної потужності станції таким чином, щоб значення  $\cos\varphi$  залишалось незмінним (див. рис. 3.5) [78].

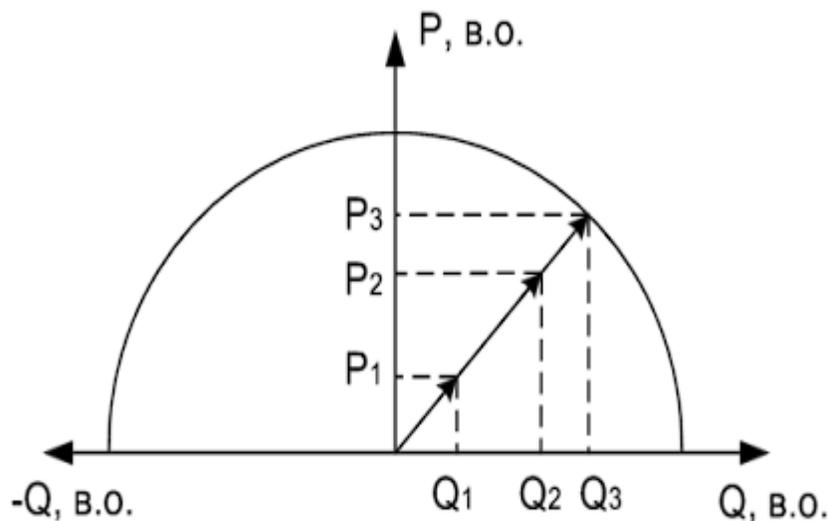


Рисунок 3.5 – Характеристика потужності ВДЕ в режимі регулювання  $\cos\varphi$

Якщо  $\cos\varphi$  має активно-ємнісний характер, то ВДЕ споживає реактивну потужність з електричної мережі, а якщо активно-індуктивний (рис. 3.6), – генерує.

Головна перевага цього режиму полягає в зменшенні негативного впливу ВДЕ на інші засоби регулювання напруги [79].

Як видно з рис. 3.5:

$$\frac{P_1}{Q_1} = \frac{P_2}{Q_2} = \frac{P_3}{Q_3} \quad (3.3)$$

Реактивна потужність ВДЕ при зміні його активної потужності визначається наступним чином [78, 80]:

$$Q_{\text{ВДЕ}} = P_{\text{ВДЕ}} \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi)^2} - 1} \quad (3.4)$$

Цей підхід зазвичай поєднується з режимом регулювання реактивної потужності ВДЕ [78–80], коли в умовах нормальної роботи ВДЕ функціонує з постійним значенням  $\cos \varphi$ , а у разі виходу напруги за допустимі межі автоматично переходить у режим керування реактивною потужністю.

2) Регулювання реактивної потужності ВДЕ при зниженому значенні активної потужності станції (рис. 3.6).

У режимі регулювання реактивної потужності ВДЕ відпадає потреба в забезпеченні додаткових компенсувальних пристроїв у зоні впливу станції, що сприяє зменшенню фінансових витрат [78, 81–84]. Як показано на рис. 3.6, станція здатна як генерувати ( $Q_2, Q_3$ ), так і споживати ( $-Q_1$ ) реактивну потужність, причому регулювання здійснюється поступово.

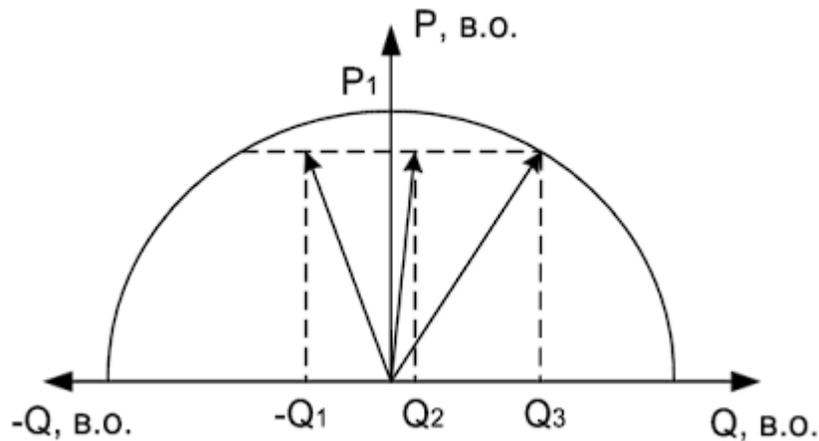


Рисунок 3.6 – Характеристика потужності ВДЕ в режимі регулювання  $\cos\varphi$

Основними недоліками цього режиму є збільшення втрат при споживанні реактивної потужності ВДЕ та зниження вихідної активної потужності станції.

$$P_1 = \sqrt{S^2 - Q_3^2} \quad (3.5)$$

де  $P_1$  – активна потужність ВДЕ;

$S$  – повна потужність ВДЕ;

$Q_3$  – реактивна потужність, що генерує ВДЕ.

Зменшення генерації активної електроенергії ВДЕ веде до зменшення прибутку самої станції. [78]

3) При фіксованому значенні реактивної потужності. Цей режим полягає в тому, що при варіаціях активної потужності станції значення реактивної потужності ВДЕ залишається постійним (рис. 3.7).

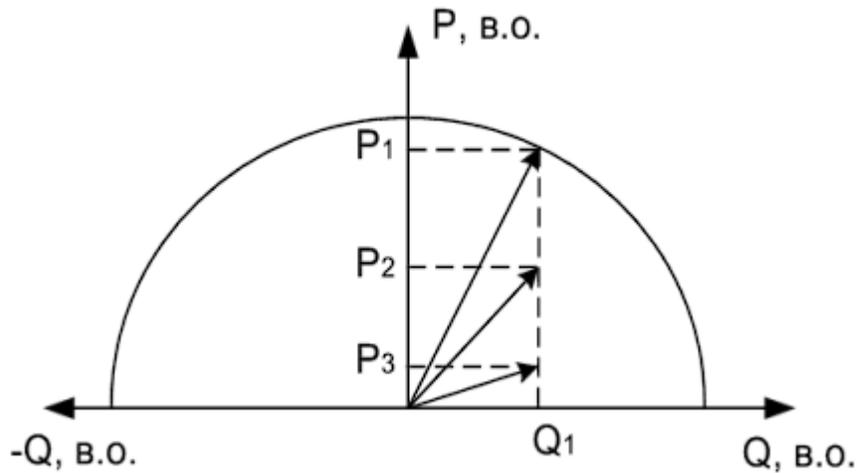


Рисунок 3.7 – Характеристика потужності ВДЕ з фіксованим значенням реактивної потужності

Недолік цього режиму полягає в тому, що він призводить до збільшення втрат потужності в мережі через споживання реактивної потужності ВДЕ. [78]

4) Регулювання напруги в точці приєднання ВДЕ завдяки обмеженню вихідної активної потужності ВДЕ.

Цей підхід використовується, коли інші методи не дають необхідного результату або їх застосування неможливе, саме тоді ВДЕ переходить в режим зменшення генерації активної електроенергії (рис. 3.8) [78, 85-90].

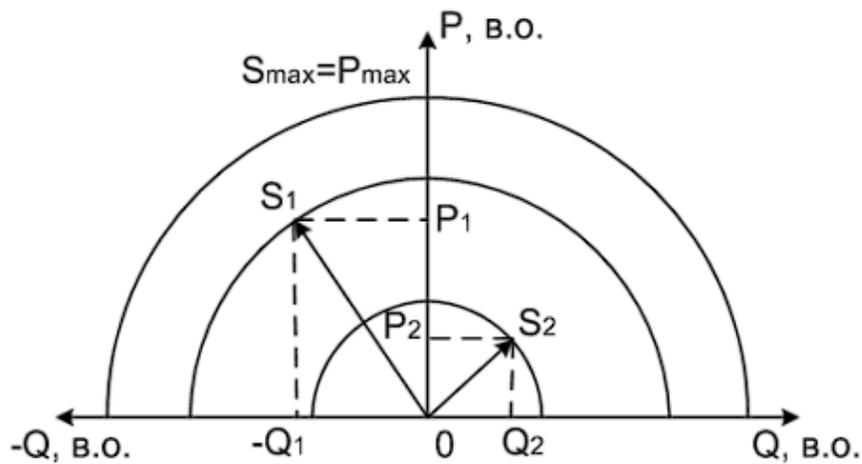


Рисунок 3.8 – Характеристика потужності ВДЕ в режимі регулювання напруги

Основний недолік цього режиму полягає в економічній невигідності через зниження прибутку власника ВДЕ від продажу активної енергії станцією [78].

Алгоритм введення в роботу ВДЕ показано на рис. 3.9.

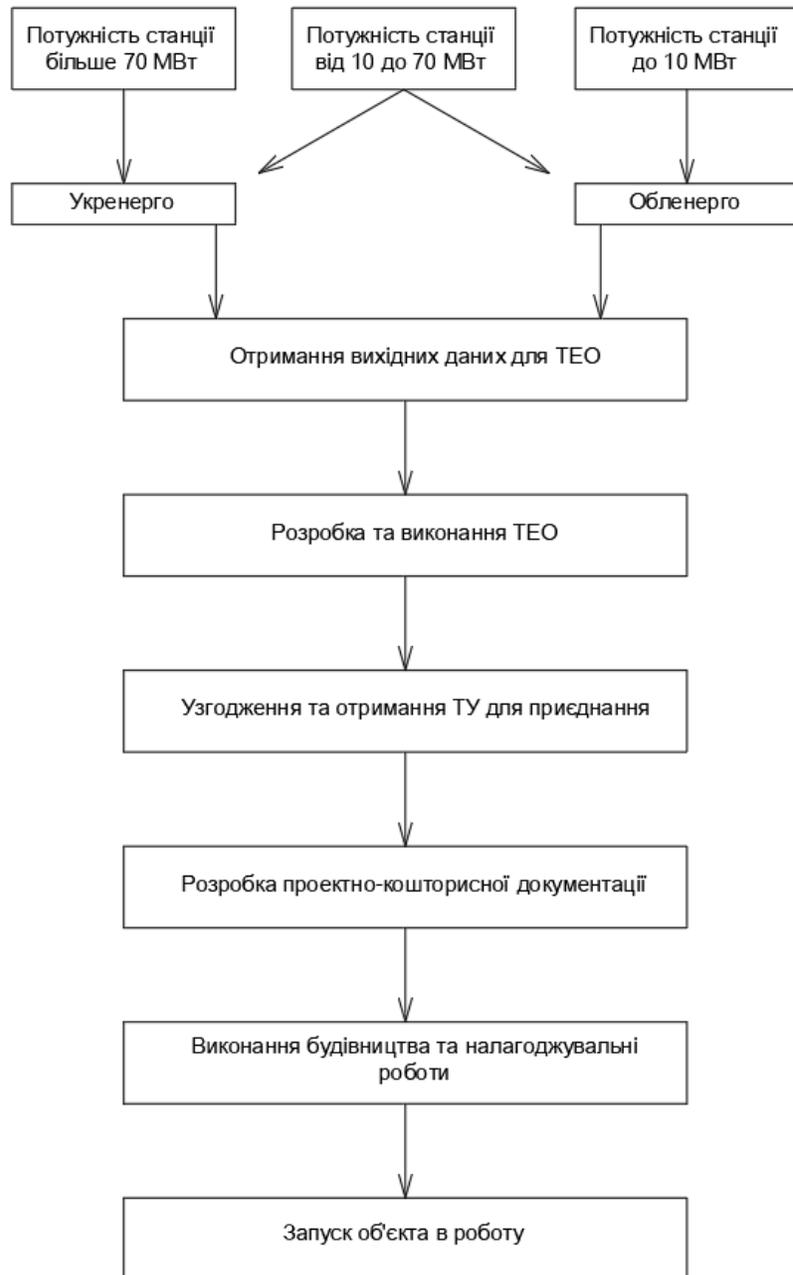


Рисунок 3.9 – Етапи введення в роботу ВДЕ

### 3.4 Проблема підвищення енергоефективності розподільних ЕМ з ВДЕ

Інформаційне забезпечення енергозберігаючих завдань включає систему заходів, орієнтованих на надання інформації з необхідною точністю та в обсязі, що відповідає вимогам для ефективного вирішення конкретної проблеми. Однією з основних тенденцій у підвищенні якості інформаційного забезпечення для операційних задач розподільчих електричних мереж є модернізація їхнього обладнання новими технологіями збору та передачі даних, а також удосконалення методів відображення схемних і режимних параметрів, їх автоматичної фіксації та обробки з метою переходу до автоматизованих систем замість традиційних методів аналізу. [29]

У той же час математичне забезпечення, яке потребує розробки та вдосконалення алгоритмів і програм для розрахунків, аналізу, планування та прогнозування режимів роботи електричних мереж (зокрема, контролю за втратами електроенергії) у реальному часі, розвивається значно повільніше, що негативно впливає на загальну ефективність інформаційних систем.

Останнім часом завдання з вибору найефективніших рішень в галузі енергетики стали значно складнішими. Це ускладнення є закономірним, адже електроенергетика, як складна та масштабна система, потребує вирішення широкого спектра взаємопов'язаних задач. Енергетична система повинна гарантувати стабільне та якісне енергопостачання, забезпечувати економічну ефективність зокрема мінімізацію втрат при передачі та розподілі електроенергії, а також відповідати екологічним стандартам. Окрім того, виникає ціла низка локальних задач, що також потребують врахування. [29]

Коли існує велика кількість цілей, які до того ж можуть суперечити одна одній, а також різноманітні типи вихідних даних щодо системи, під час пошуку найефективнішого варіанту виникає багато можливих рішень. У такій ситуації важливо не просто зосередитись на виборі найкращого варіанту за окремим критерієм, а знайти збалансоване та оптимальне рішення з урахуванням системного підходу. [29]

Режим функціонування розподільної електромережі визначається системою показників, де покращення одного з них у рамках одноцільової оптимізації часто супроводжується погіршенням інших. Наприклад, скорочення зведених витрат шляхом зменшення капіталовкладень може негативно позначитися на надійності електропостачання або якості електроенергії.

Вибір заходів для підвищення ефективності, який здійснюється з урахуванням одразу кількох критеріїв таких як стійкість, надійність, якість та економічність роботи мережі дозволяє знайти рішення, що хоча й не є найкращим за жодним окремим показником, однак вважається найбільш збалансованим і доцільним з погляду комплексного підходу. [29] Таким чином, можна зробити висновок, що однією з ключових проблем сучасних розподільчих електромереж є невизначеність та неповнота вихідних даних. Обмеженість інформації змушує застосовувати методи розрахунків, які базуються на певних припущеннях, що дозволяють враховувати вплив відсутніх даних на результати аналізу. У зв'язку з цим існуючі методики визначення втрат електроенергії потребують адаптації до сучасних інформаційних можливостей, зокрема з урахуванням застосування АСКОЕ. Інтеграція систем телевимірювання в розподільчі мережі в рамках створення АСКОЕ частково вирішує проблему дефіциту інформації при плануванні заходів з підвищення ефективності. Для обґрунтованого впровадження енергозберігаючих рішень у таких мережах необхідно розробити методику та алгоритми їх кількісної оцінки, а також визначити передумови для їх впровадження та порядок реалізації на практиці. [29]

### **3.5 Аналіз існуючих методів інтеграції ВДЕ в ЕМ**

Розглянемо існуючі методи з оптимізації пошуку місць для інтеграції ВДЕ в ЕМ.

У [91–93] розглядаються безітераційні аналітичні підходи, суть яких полягає у знаходженні екстремуму цільової функції шляхом математичного перетворення розрахункових залежностей, що описують параметри сталого режиму через величини генерації потужності на кожній шині електромережі. У результаті таких перетворень

виводиться узагальнена формула для визначення оптимального значення потужності розподіленої генерації на кожному вузлі системи [91]. Основною перевагою цих методів є відсутність проблем із збіжністю розрахунків, що часто виникає при використанні ітераційних методів. Водночас, до їхніх недоліків можна віднести складність формування аналітичних залежностей та необхідність введення спрощених, часто ідеалізованих припущень для полегшення математичних операцій. Наприклад, у [93] використовуються надмірно спрощені вирази для врахування загальних втрат потужності в мережі, що може спричинити неточності під час визначення доцільного місця інтеграції відновлюваних джерел енергії у реальні умови функціонування ЕМ [91].

Генетичні алгоритми знаходять велике застосування при вирішенні задач оптимізації в енергетиці [91, 94–96]. Ці методи належать до класу еволюційних алгоритмів і базуються на принципах природного добору, схрещування та мутацій, характерних для біологічної еволюції. Вони виявляються особливо ефективними у вирішенні багатокритеріальних задач, де необхідно враховувати одночасно декілька параметрів. Як приклад, у роботі [97] хромосома містить закодовані дані про параметри моделі, зокрема потужності та кількість блоків у певний момент часу, які обираються випадковим чином із заданого діапазону. Сукупність хромосом формує одну особину, якій відповідає певна функція пристосованості. У процесі еволюційного відбору накопичується корисна інформація, і з кожним поколінням алгоритм все точніше наближається до оптимального рішення. До основних переваг генетичних алгоритмів належать висока надійність, здатність працювати як з дискретними, так і з неперервними змінними, а також ефективний пошук рішень без необхідності повного перебору всіх можливих комбінацій. На відміну від градієнтних методів, ГА менш чутливі до локальних екстремумів, що дозволяє уникнути помилкових рішень. Проте серед недоліків варто зазначити можливість передчасної збіжності до субоптимального результату або надмірно тривалий процес обчислення, а також не завжди високу точність отриманих результатів [91, 98].

В [91, 99–100] для визначення оптимальних точок розміщення відновлюваних джерел енергії застосовувався метод рою часток, який моделює колективну поведінку живих організмів, таких як зграї птахів чи косяки риб. У цьому підході кожен елемент системи, так звана частка, характеризується своїм положенням у просторі рішень, швидкістю, напрямком руху та "вагою". Протягом ітераційного процесу кожна частка оновлює свої параметри згідно з певними алгоритмічними правилами, орієнтуючись на найкраще знайдене положення як індивідуальне, так і колективне. Серед основних переваг методу рою часток відносна простота реалізації, швидка збіжність до розв'язку і менші обчислювальні витрати у порівнянні з генетичними алгоритмами. Водночас, його застосування обмежується задачами безумовної оптимізації [91, 98]. Окрім цього, зростає популярність гібридних методів, що поєднують переваги кількох підходів зокрема комбінації генетичних алгоритмів із методом рою часток. Такі методи, як правило, забезпечують вищу точність та надійність результатів, однак вимагають значно більших обчислювальних ресурсів [91, 98].

Деякі дослідники застосовують метод послідовного перебору варіантів для визначення оптимального розміщення та потужності ВДЕ в ЕМ [91, 101]. Суть цього підходу полягає в повному аналізі всіх можливих комбінацій параметрів, що дозволяє точно виявити найкраще рішення, однак вимагає значних обчислювальних ресурсів, що істотно обмежує його практичне застосування. З метою зменшення обсягу необхідних розрахунків було запропоновано використовувати метод чутливості, який є вдосконаленою формою повного перебору [93]. У цьому підході для кожної потенційної точки підключення ВДЕ в електромережі обчислюється індекс чутливості значення похідної функції втрат потужності за згенерованою потужністю у відповідному вузлі. Виходячи з цих індексів, обирається шина з найбільшим впливом на зменшення втрат, до якої підключається джерело. Однак слід враховувати, що метод чутливості дозволяє одночасно знаходити параметри лише для одного джерела ВДЕ, тому для інтеграції кількох джерел потрібне поетапне застосування. [91]

Ще одним ефективним інструментом, що застосовується для розв'язання задач оптимізації у сфері енергетики, є метод статистичного моделювання Монте-Карло. Основна ідея полягає в створенні імітаційної моделі досліджуваного об'єкта та аналізі процесів, що відбуваються в ній шляхом багаторазового генерування випадкових реалізацій змінних згідно з визначеним законом розподілу [102-103]. Завдяки цьому забезпечується оцінка поведінки складної системи за умов невизначеності та стохастичності. Серед переваг методу Монте-Карло слід відзначити простоту реалізації, здатність враховувати будь-які обмеження системи, стійкість до локальних екстремумів, а також відсутність труднощів зі збіжністю. Існують і певні обмеження - точність результатів прямо залежить від кількості проведених симуляцій, що їх більше, то вища достовірність. Окрім цього, ефективність застосування методу значною мірою визначається якістю та релевантністю цільової функції, яка використовується для оцінки результатів [91]. Зведемо вище описані методи в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Існуючі методи з оптимізації пошуку місць для інтеграції ВДЕ в ЕМ

Назва методу	Переваги	Недоліки
Аналітичні методи	Відсутність проблеми збіжності розв'язку	Складність формування розрахункових формул
Генетичні алгоритми	Надійність; Можливість працювати з дискретними та неперервними величинами	Передчасна або надмірно довга збіжність; Слабочутливість до локальних екстремумів
Метод рою часток	Простота реалізації; Швидша збіжність, ніж у генетичних алгоритмів	Використання можливе лише при розв'язанні задач безумовної оптимізації
Гібридні методи	Більш надійні та точні результати	Потребують дуже великого обсягу обчислень
Метод Монте-Карло	Простий алгоритм реалізації; Можливість врахувати будь-які обмеження	Точність методу прямо пропорційно залежить від кількості обчислень
Метод послідовного перебору варіантів	Гарантія знаходження глобального оптимуму; Простота реалізації; Не потребує ідеалізації умов	Величезна кількість обчислень

Виходячи з вище сказаного, метод послідовного перебору варіантів був обраний через його здатність гарантувати знаходження глобального оптимуму, простоту реалізації, відсутність необхідності в ідеалізації умов та можливість врахування всіх обмежень. Ці переваги роблять його підходящим методом для пошуку місць інтеграції ВДЕ в ЕМ, особливо в умовах, коли потрібна висока точність і надійність рішень.

Для пошуку оптимальних місць інтеграції ВДЕ в ЕМ сформуємо індекс чутливості активних втрат в лініях ЕМ, це необхідно для того, щоб не просто перебирати всі можливі варіанти, а щоб виділити найкритичніші ділянки (з точки зору величини активних втрат в ЛЕП), що зменшує кількість комбінацій для аналізу.

Отже індекс чутливості:

$$J_i = \frac{\Delta P_{\text{втр.ЛЕП } i}}{\sum \Delta P_{\text{втр.ЛЕП } i}} \quad (3.6)$$

Індекс чутливості по формулі (3.6) показує - частку активних втрат однієї ЛЕП в загальній сумі активних втрат всіх ліній ЕМ.

Якщо величина  $J_i$  має велике значення  $\rightarrow$  отже, ця лінія має високі активні втрати і її варто розглядати першочергово.

Якщо величина  $J_i$  невелика  $\rightarrow$  отже, встановлення ВДЕ на початку/кінці (ПС) цієї лінії не дасть значного ефекту.

Задамо певні умови при впровадженні ВДЕ:

- обмеження напруги

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}$$

$$0,95 \cdot U_{\text{ном}} \leq U_i \leq 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$$

- обмеження щодо пропускної спроможності ЛЕП

$$I_{\text{ВДЕ}i} + I_{\text{нав}i} < I_{\text{доп}i} \quad (3.7)$$

– максимальна мінімізація величини активних втрат

$$\sum \Delta P_{\text{втр ЛЕП}i} \rightarrow \min \quad (3.8)$$

Для наглядності приведемо алгоритм на рисунку 3.10.

Алгоритм на рис. 3.10 застосовується для визначення  $n$ -кількості оптимальних точок розміщення ВДЕ в ЕМ, які при цьому забезпечать максимальне зниження активних втрат. Все розпочинається з розрахунку активних втрат в ЛЕП. Далі виконується сортування переліку ЛЕП за величиною активних втрат, після чого вибирається  $n$  лінія з найбільшими активними втратами для інтеграції ВДЕ.

На наступному етапі виконується моделювання інтеграції ВДЕ на шинях ПС, яка знаходиться в кінці обраної ЛЕП. Далі перевіряються обмеження: напруга на шинях повинна залишатися в допустимих межах, пропускна здатність ЛЕП не повинна перевищувати допустиме значення, а також повинна досягатися максимальна мінімізація активних втрат у ЛЕП.

Якщо умови виконані, результати моделювання фіксуються. В іншому випадку обирається наступна ЛЕП із переліку та процедура повторюється.

Процес триває до тих пір, поки не буде знайдено варіант, при якому встановлення  $n$ -кількості ВДЕ на підстанціях забезпечить максимальне зниження активних втрат у ЛЕП. Після цього алгоритм завершується.

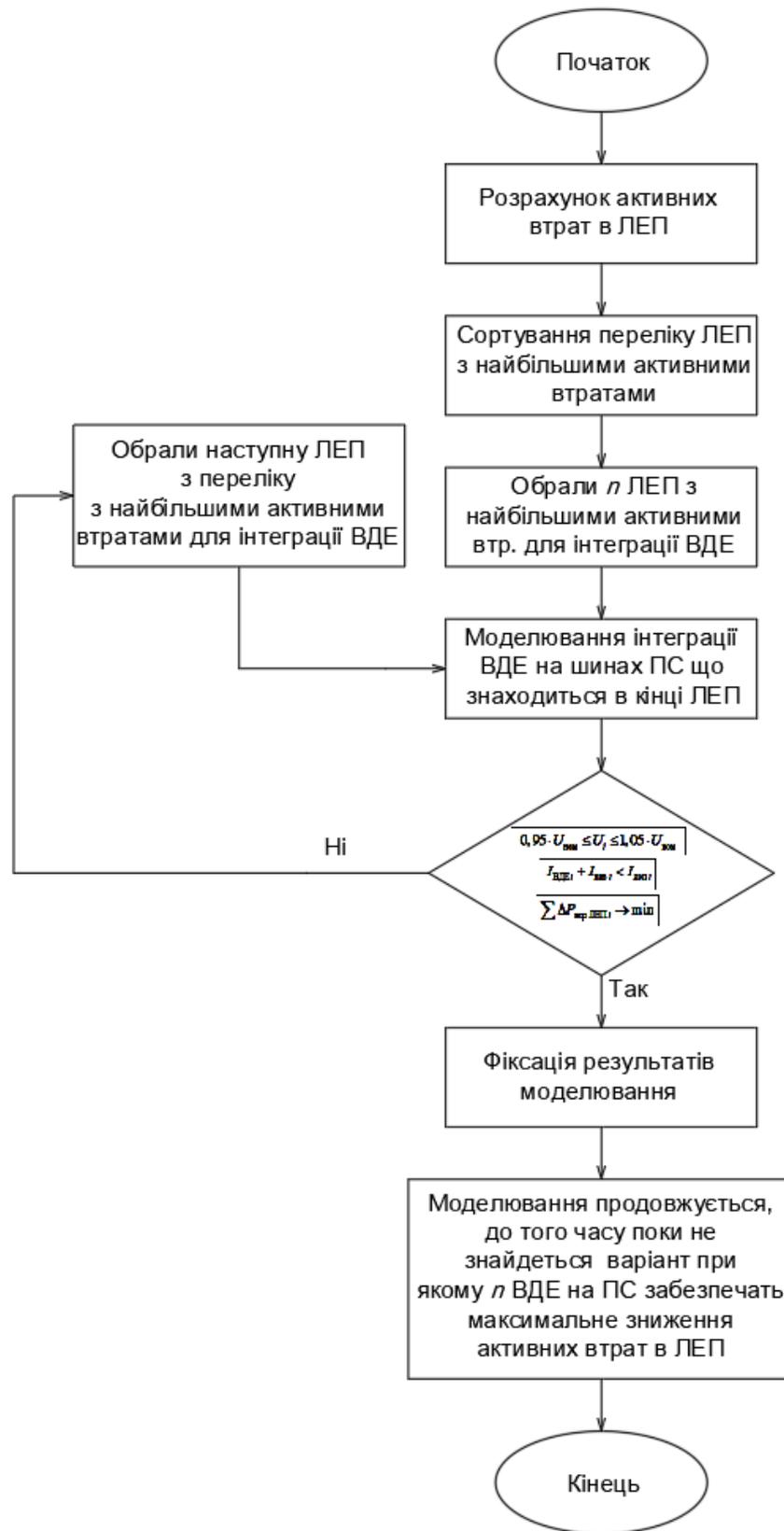


Рисунок 3.10 – Алгоритм з оптимізації пошуку місць для інтеграції  $n$ -ВДЕ в ЕМ, які при цьому забезпечать максимальне зниження активних втрат

### 3.6 Розрахунки усталеного режиму при інтеграції ВДЕ в ЕМ

Для розрахунків використовуємо ту ж саму ЕМ з розділу 2, але вже з оптимальною топологією, а саме усталений режим ЕМ (зимній максимум) після відключення лінії Пісочин – Люботин (рис. 2.11-2.13).

Перехедомо до пошуку оптимальних місць для інтеграції ВДЕ. Застосовуємо алгоритм на рис. 3.10.

Для оцінки змін перетоків потужностей, активних втрат та точки оптимального розмикання ЕМ змодельюємо сценарій, при якому за допомогою 4 відновлювальних джерел електроенергії необхідно забезпечити 25% споживання активної потужності всієї ЕМ та максимально знизити активні втрати в ЛЕП, при режимі зимового максимуму (рис. 2.11-2.13).

Навантаження всіх ПС при режимі зимового максимуму становить  $43,7+j19$  МВА. Якщо необхідно покрити за рахунок ВДЕ споживання активної потужності в 25% це становить –  $10,93 \text{ МВт} \approx 11 \text{ МВт}$ . Використовуючи формулу (3.6) складемо таблицю індексів чутливості на основі активних втрат в ЛЕП.

Таблиця 3.2 – Індекси чутливості активних втрат в ЛЕП ЕМ при зимовому максимумі після розмикання

Назва ділянки	Активні втрати в ЛЕП, МВт, $\Delta P_{\text{втр}}$	Індекс чутливості
Пісочин - Буди	0,4740	0,3499
Пісочин - Люботин с.	-	-
	-	-
Люботин с. - Первомайська ПТФ	0,0395	0,0292
Первомайська ПТФ - Огульці	0,0276	0,0204
Первомайська ПТФ – Ст. Мерчик	0,0053	0,0039
Ст. Мерчик – Нов. Мерчик	0,0115	0,0085
Нов. Мерчик - Валки	0,0447	0,0330
Валки - Огульці	0,0856	0,0632
Валки – Ст. Водолага	0,0014	0,0010
Ст. Водолага – тягова Нов. Водолага	0,0009	0,0007
тягова Нов. Водолага - Нов. Водолага	0,0153	0,0113

Закінчення таблиці 3.2

Нов. Водолага – Опора 48	0,0056	0,0041
Опора 48 - Новоселівський ГОК	0,0094	0,0069
Опора 48 - Опора 16	0,0002	0,0001
Опора 16 – тягова Борки	0,0266	0,0196
Опора 16 – Борки сільська	0,0202	0,0149
Борки с. – Мерефа ОПХ	0,0364	0,0269
Мерефа ОПХ – Мерефа	0,0708	0,0523
Мерефа - В. Селище	0,007	0,0052
	0,021	0,0155
В. Селище – Баварія	0,2683	0,1981
Мерефа - Мерефа ЗБК	0,0009	0,0007
Мерефа ЗБК - Южна	0,0103	0,0076
Южна – Буди	0,0346	0,0255
Буди - Залютино	0,1093	0,0807
	0,0282	0,0208
<b>Разом</b>	<b>1,354</b>	

Аналізуючи таблицю 3.2, починаємо інтеграцію ВДЕ на кінцях (ПС) ЛЕП, які мають найвищий рівень чутливості.

В результаті моделювання та розрахунків для інтеграції ВДЕ обрано наступні 4 ПС з такими потужностями СЕС:

- Пісочин - 3 МВт;
- Огульці - 2 МВт;
- Мерефа - 3 МВт;
- В. Селище - 3 МВт.

Дані щодо нового потокорозподілу та втрат приведемо на рис. 3.11-3.13. Оптимальна точка розімкнення ЕМ не змінилась.

Отже, за рахунок ВДЕ в деяких ЛЕП активні втрати збільшилися, тому що генерація ВДЕ покривала споживання ПС біля якої воно розташовано і далі активна потужність «перетікала» до інших ПС, але взагалішому плані активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 34,4% (з 1,354 до 0,8881 МВт), реактивні втрати теж зменшились на 34,06% (з 2,087 до 1,376 МВАр), див. рис. 3.11-3.13.

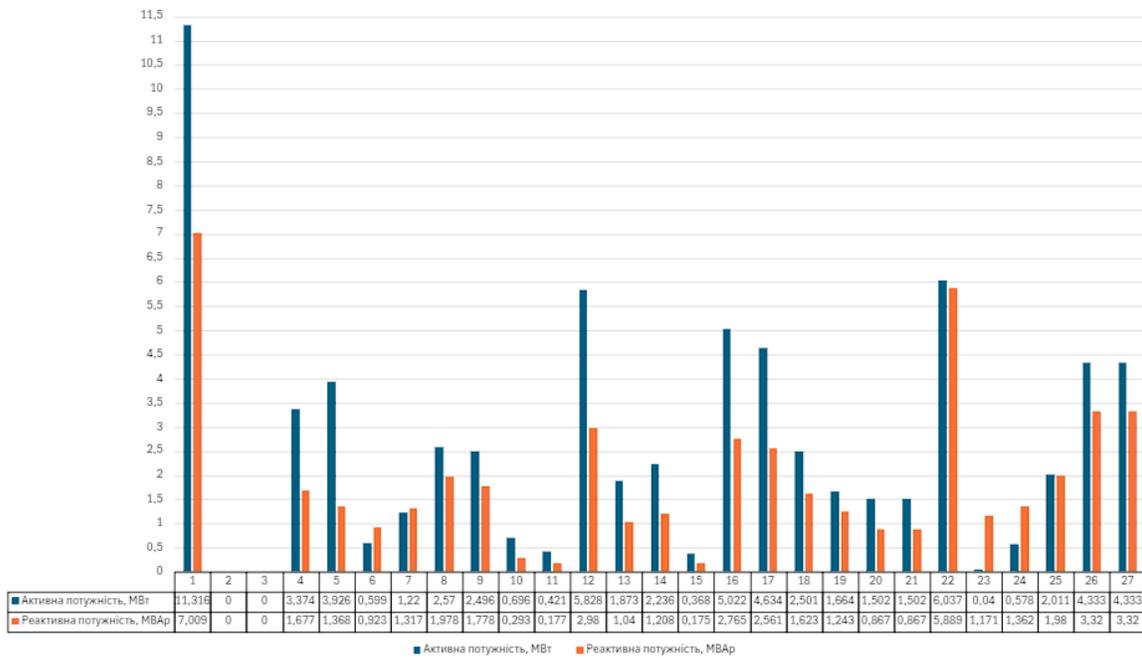


Рисунок 3.11 – Результати розрахунку перетоків по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ

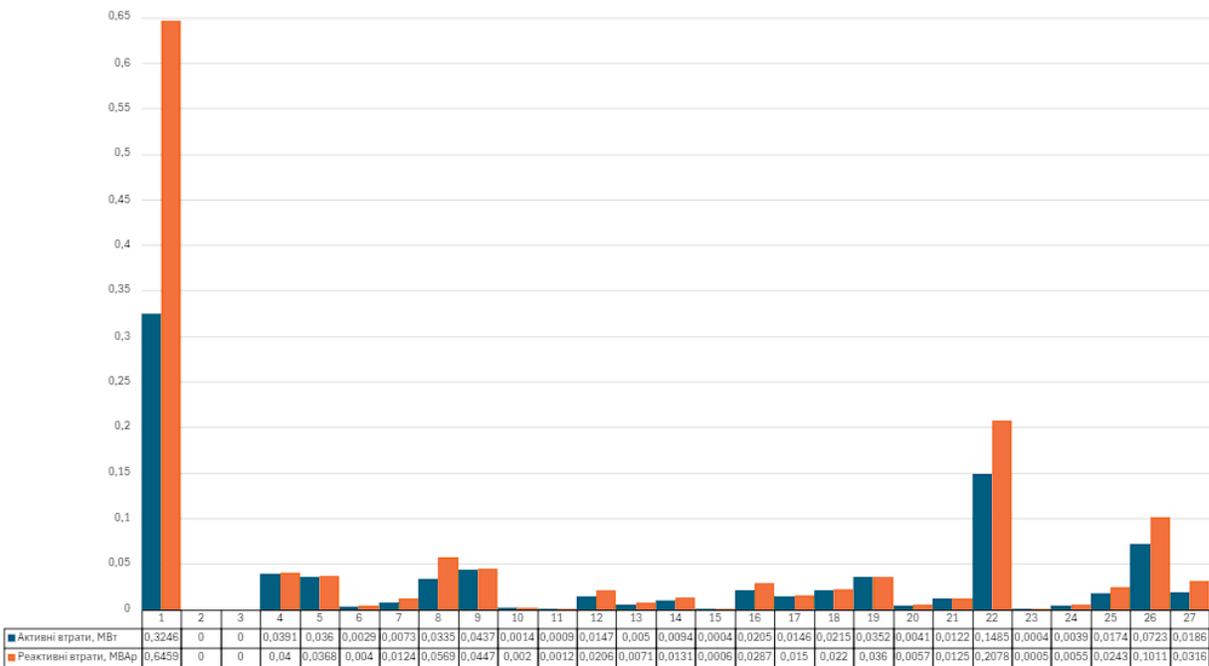


Рисунок 3.12 – Результати розрахунку втрат по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ



На рисунку 3.14 покажемо залежність активних та реактивних втрат в ЛЕП від різних режимів роботи ЕМ при зимовому максимумі.

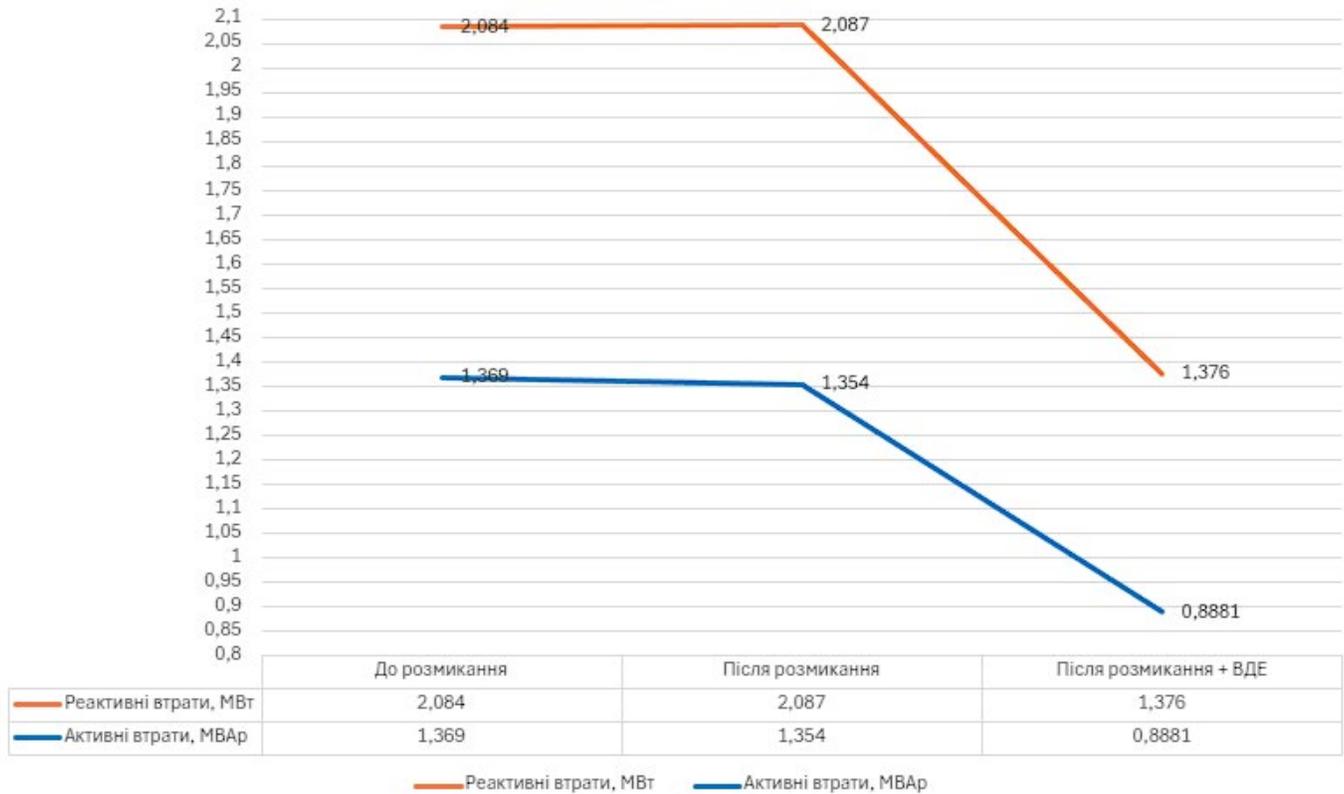


Рисунок 3.14 – Графік активних та реактивних втрат в ЛЕП ЕМ при зимовому максимумі та різних режимах роботи

Змоделюємо також сценарій при якому ВДЕ працюють на 30% своєї потужності, тобто режим хмарності, який не дає змогу працювати на номінальних значеннях.

В такому режимі СЕС на ПС які наведені нижче будуть генерувати:

- Пісочин - 3 МВт, 30% від номіальної потужності – 0,9 МВт;
- Огульці - 2 МВт, 30% від номіальної потужності – 0,6 МВт;
- Мерєфа - 3 МВт, 30% від номіальної потужності – 0,9 МВт;
- В. Селище - 3 МВт, 30% від номіальної потужності – 0,9 МВт.

Отримані дані покажемо на рис. 3.15-3.16 Оптимальна точка розімкнення ЕМ не змінилась.

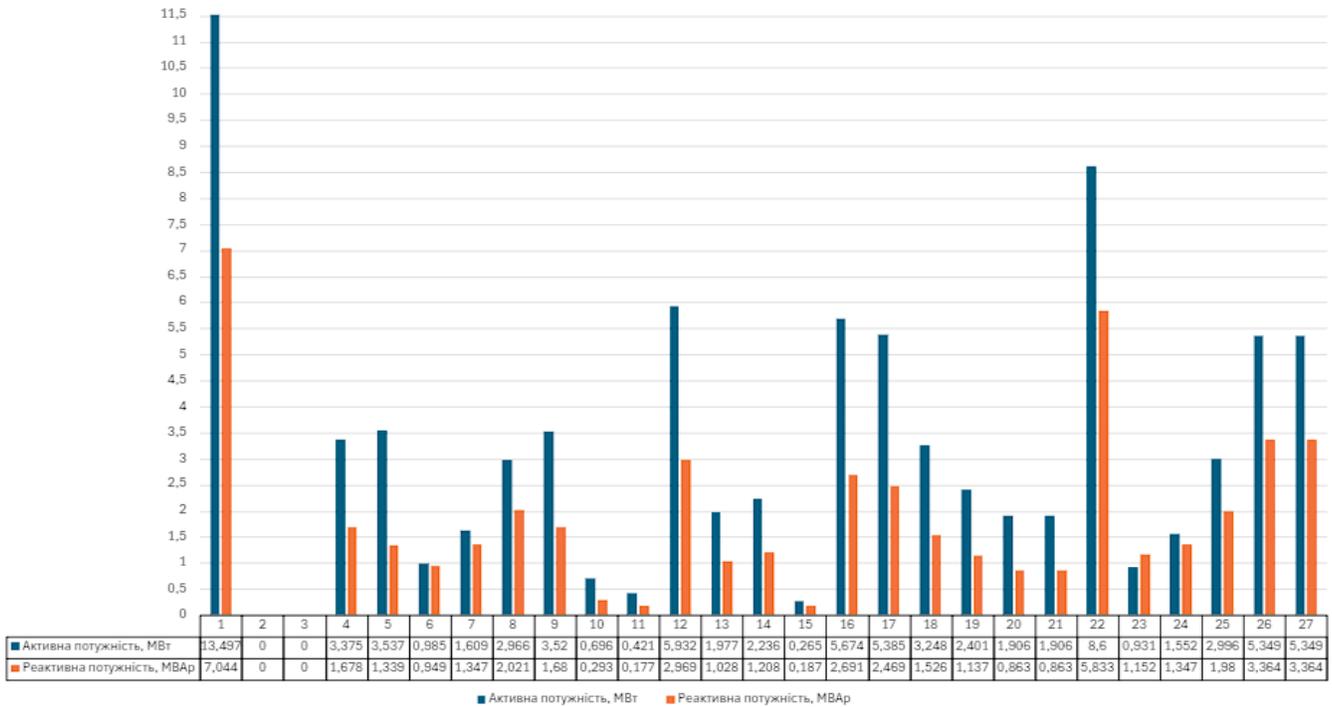


Рисунок 3.15 – Результати розрахунку перетоків по ділянках усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ яке працює на 30%

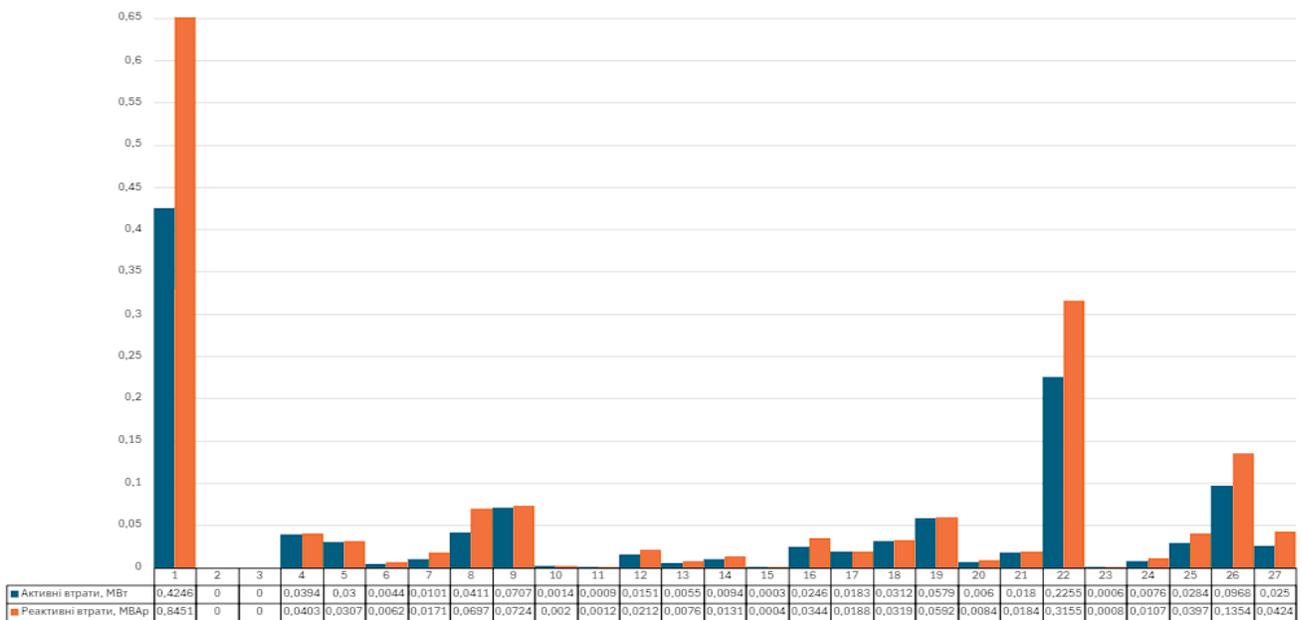


Рисунок 3.16 – Результати розрахунку втрат по ділянках усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ яке працює на 30%

Отже, навіть коли ВДЕ працює на 30% від своєї номінальної потужності активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 11,9% (з 1,354 до 1,1928 МВт), а реактивні втрати зменшилися на 11,71% (з 2,087 до 1,8426 МВАр).

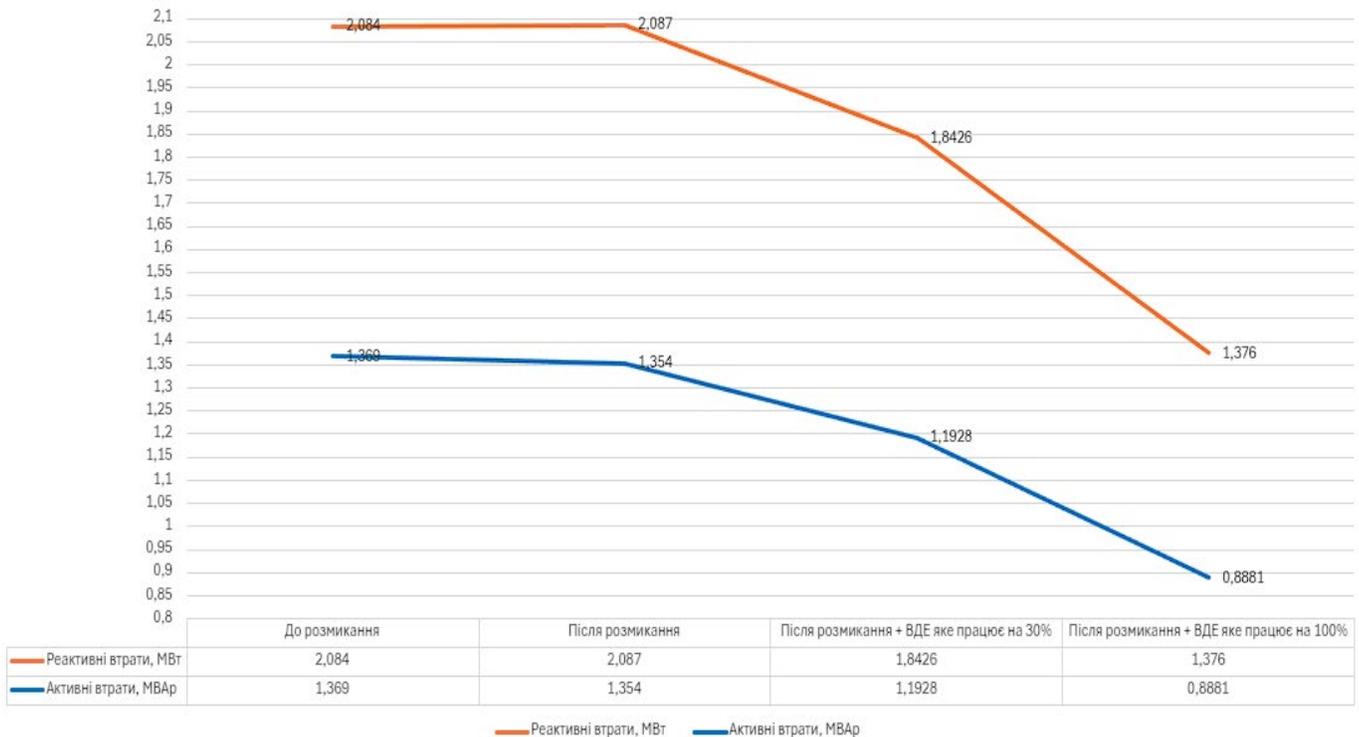


Рисунок 3.17 – Графік активних та реактивних втрат в ЛЕП ЕМ при зимовому максимумі та різних режимах роботи

Результати моделювання показали, що впровадження ВДЕ дозволяє суттєво зменшити активні втрати потужності в мережі.

### 3.7 Дослідження втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ

Теоретичне підґрунття даного дослідження описано в підрозділі 3.4.

Найчастіше КРП в ЕМ 6-35кВ Обленерго України здійснюється за допомогою КУ з номінальною напругою 6-10кВ, з розміщенням на шинах ПС. Якщо розглядати ВДЕ, зокрема СЕС, як інструмент для регулювання реактивної потужності, то сучасні

інвертори, які є одним з основних елементів СЕС можуть працювати з коефіцієнтом потужності від 0,8 індуктивний до 0,8 ємнісний, тобто або генеруючи реактивну потужність або споживаючи, головний мінус цих режимів це - зниження генерації активної потужності самої СЕС.

Тобто, якщо в нас є СЕС потужністю 2 МВт і вона працює з  $\cos\varphi = 1$ , то її загальна повна потужність 2 МВА. Як тільки ми змінюємо загальний  $\cos\varphi$  в точці підключення СЕС до шин ЕМ з 1 на 0,95 індуктивний, то СЕС разом з активною потужністю починає генерувати реактивну, при цьому величина генерації активної потужності зменшується в залежності від значення  $\cos\varphi$ .

Для прикладу, при  $\cos\varphi = 1$ :

$$S_{\text{ВДЕ}} = 2 \text{ МВА}; P_{\text{ВДЕ}} = 2 \text{ МВт}; Q_{\text{ВДЕ}} = 0 \text{ МВАр};$$

При  $\cos\varphi = 0,95$  індуктивний:

$$P_{\text{ВДЕ}} = S_{\text{ВДЕ}} \cdot \cos\varphi \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{ВДЕ}} = \sqrt{S_{\text{ВДЕ}}^2 - P_{\text{ВДЕ}}^2} \quad (3.10)$$

$$P_{\text{ВДЕ}} = 2 \cdot 0,95 = 1,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ВДЕ}} = \sqrt{2^2 - 1,9^2} = 0,6245 \text{ МВАр}$$

Отже, виконаємо дослідження з порівняння двох підходів з точки зору їхньої ефективності у зниженні активних втрат:

- генерація активної та реактивної потужності за допомогою ВДЕ;
- використання окремих КУ для КРП.

Для основи моделювання управління перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ використаємо вже порахований усталений режим роботи ЕМ

(зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при  $\cos\varphi = 1$ , рис. 3.13.

Моделювання для СЕС виконаємо при таких значеннях індуктивного  $\cos\varphi = 0,8; 0,85; 0,9; 0,95$ .

В таблиці 3.3 зведемо дані по СЕС при різних  $\cos\varphi$ .

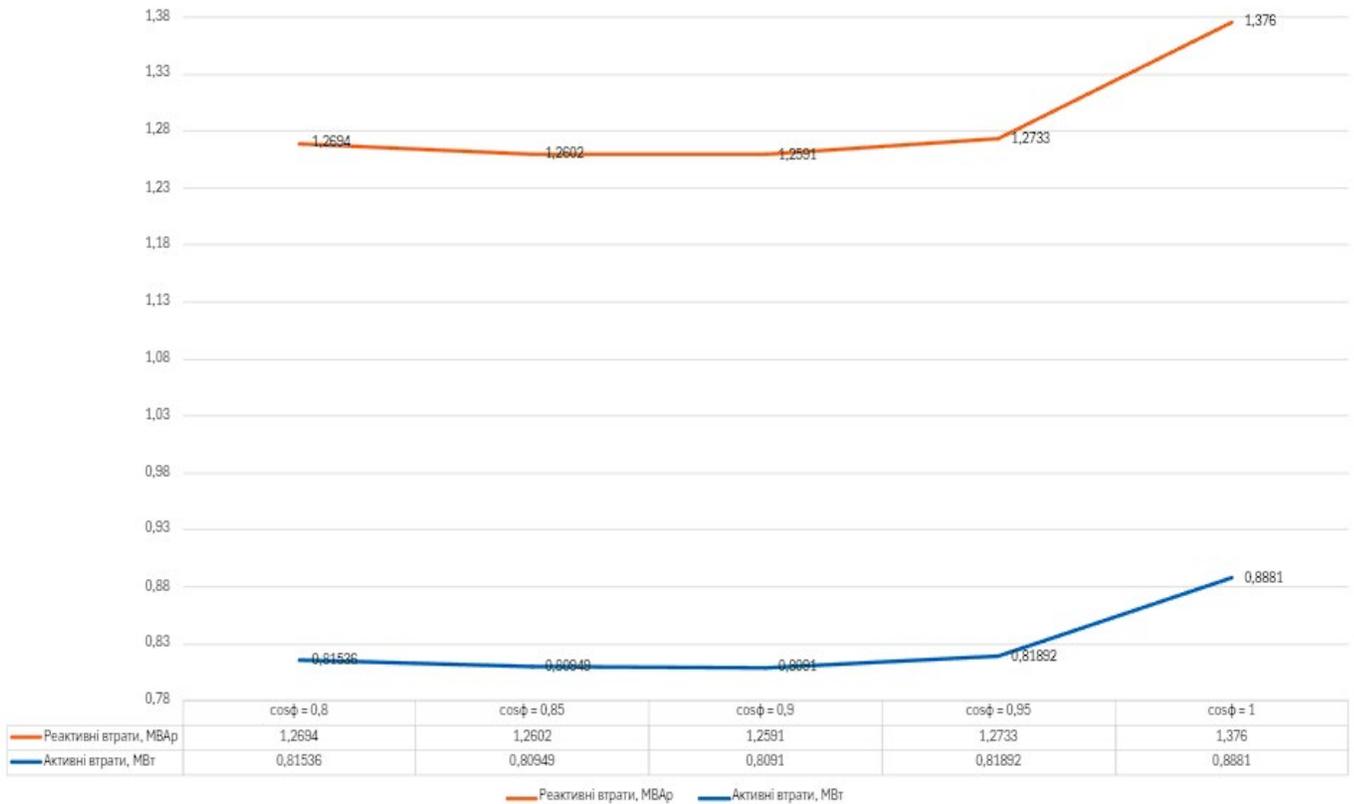
Таблиця 3.3 - Дані по СЕС при різних  $\cos\varphi$

Назва ПС / назва потужності		Значення $\cos\varphi$			
		0,8	0,85	0,9	0,95
Пісочин	$S$ , МВА	3	3	3	3
	$P$ , МВт	2,4	2,55	2,7	2,85
	$Q$ , МВАр	1,8	1,58	1,3076	0,9367
Огульці	$S$ , МВА	2	2	2	2
	$P$ , МВт	1,6	1,7	1,8	1,9
	$Q$ , МВАр	1,2	1,0535	0,8717	0,6245
Мерефа	$S$ , МВА	3	3	3	3
	$P$ , МВт	2,4	2,55	2,7	2,85
	$Q$ , МВАр	1,8	1,58	1,3076	0,9367
В. Селище	$S$ , МВА	3	3	3	3
	$P$ , МВт	2,4	2,55	2,7	2,85
	$Q$ , МВАр	1,8	1,58	1,3076	0,9367

Дані результатів моделювання по сумарним втратам в ЛЕП зведемо в таблицю 3.4 та покажемо у вигляді графіка (рис. 3.18) залежності втрат в ЛЕП від різних значень  $\cos\varphi$ .

Таблиця 3.4 - Дані результатів моделювання по сумарним втратам в ЛЕП

Значення $\cos\phi$	Назва втрат в ЛЕП	
	Сумарні активні втрати в ЛЕП, МВт, $\Delta P_{\text{втр}}$	Сумарні реактивні втрати в ЛЕП, МВАр, $\Delta Q_{\text{втр}}$
0,8	0,81536	1,2694
0,85	0,80949	1,2602
0,9	0,8091	1,2591
0,95	0,81892	1,2733
1 (табл. 3.14)	0,8881	1,3760

Рисунок 3.18 – Залежність втрат в ЛЕП від різних значень  $\cos\phi$  ВДЕ (СЕС)

В результаті дослідження, як видно з табл. 3.4 та рис. 3.18-3.20 оптимальне (найменше) значення втрат в ЛЕП досягається при роботі ВДЕ з  $\cos\phi = 0,9$ , а не при  $\cos\phi = 1$ .

При роботі ВДЕ з  $\cos\varphi = 0,9$ , активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 8,9% (з 0,8881 до 0,8091 МВт), а реактивні втрати зменшились на 8,5% (з 1,376 до 1,2591 МВАр).

Це пояснюється тим, що часткова компенсація реактивної потужності генерацією ВДЕ (при зменшенні величини генерації активної потужності на 10%) сприяє зменшенню перетоків потужності та втрат у мережі. Однак ефективність цього підходу залежить від трьох ключових факторів:

- топології мережі;
- місця розміщення ВДЕ;
- навантаження на ПС.

Подібні результати моделювання також отримані в [104], що свідчить про актуальність та доцільність даного напрямку досліджень. На рис. 3.19-3.20 приведемо розрахунки усталеного режиму ЕМ.

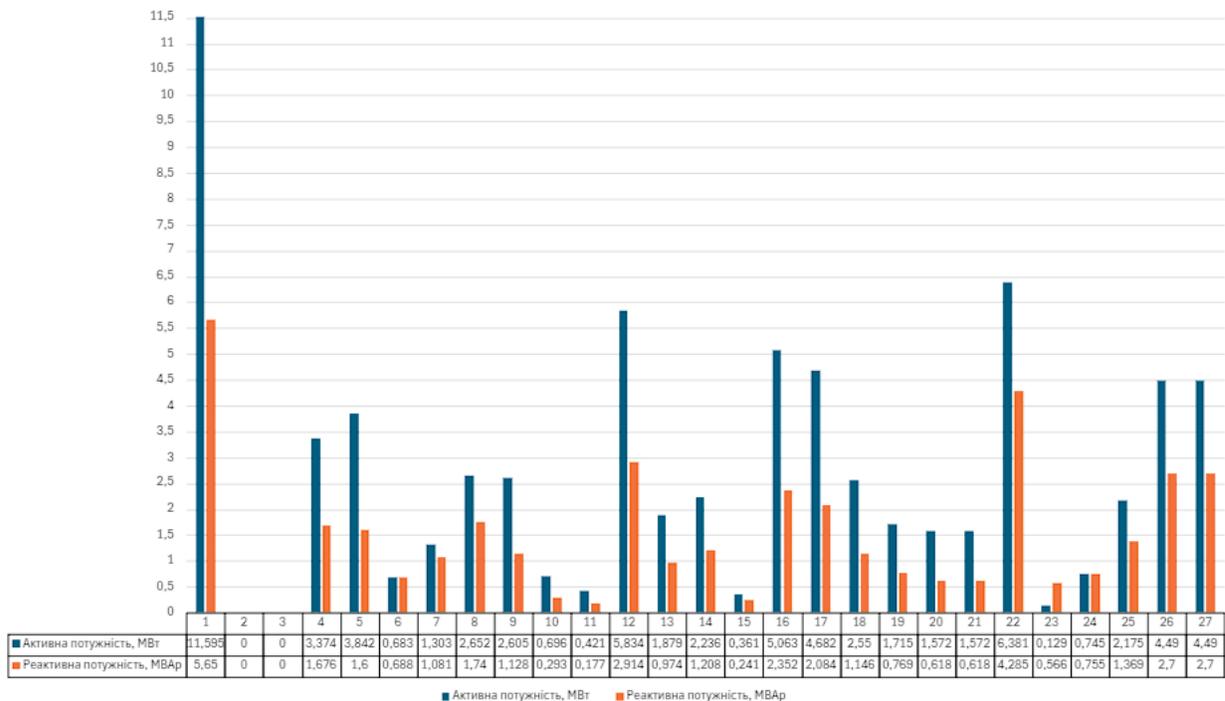


Рисунок 3.19 – Результати розрахунку перетоків по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) при роботі ВДЕ з  $\cos\varphi = 0,9$

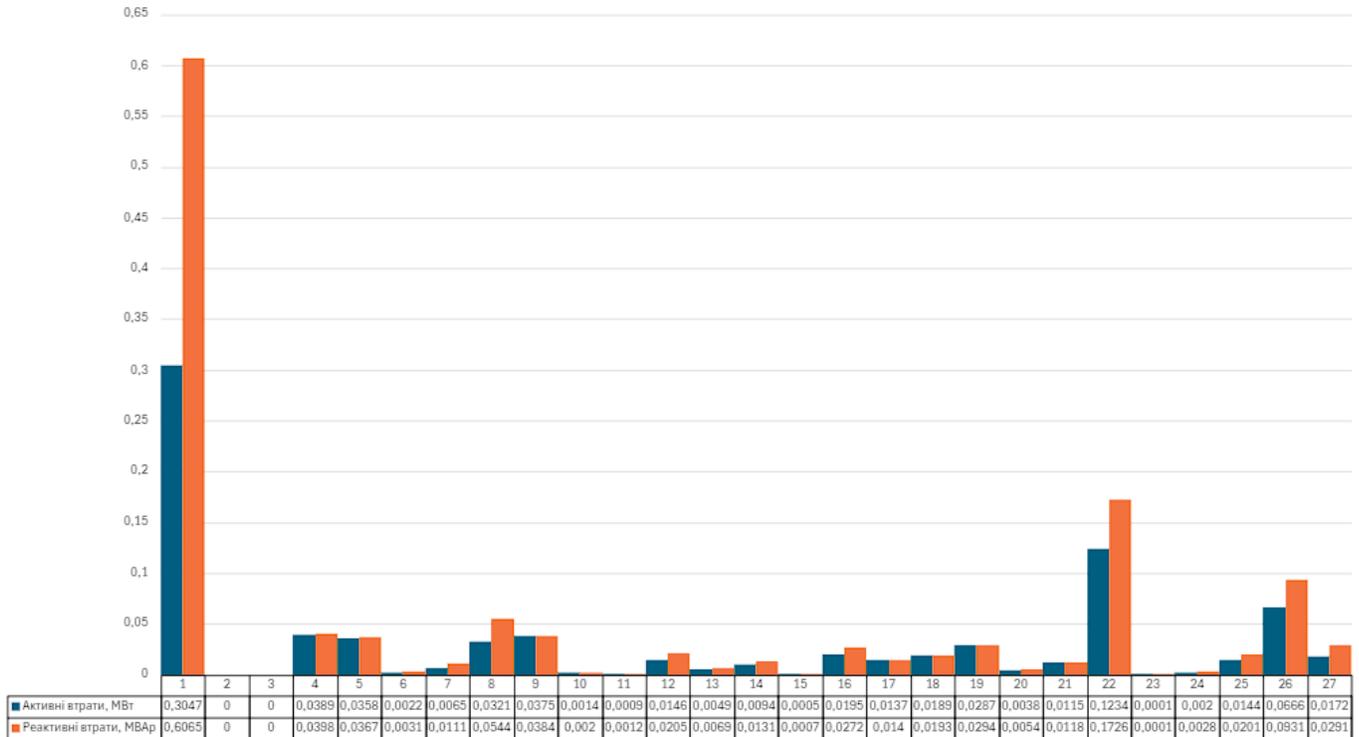


Рисунок 3.20 – Результати розрахунку втрат по ділянкам усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) при роботі ВДЕ з  $\cos\varphi = 0,9$

Значення напруг на шинах ПС залишаються в межах норми  $\pm 5\%$ .

Потрібно уточнити важливий організаційний момент, що варіант при якому можливе управління перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ, в ЕМ 6-35кВ, це коли ВДЕ належать енергопостачальним компаніям, в Україні наприклад це ДТЕК і т.д.

Тому що, відповідно діючої методики [105] відносини власників електричних мереж та власників ВДЕ регламентуються, якщо останні працюють у режимі споживання реактивної електроенергії. При цьому можливість використання їх генерування, наприклад, для компенсації реактивної потужності, не розглядається.

Також, згідно з [106], приватних власників ВДЕ ніяк не можливо залучити до управління перетоками реактивної потужності, окрім аварійних ситуацій коли диспетчер Обленерго або Укренерго вводить обмеження.

Отже, необхідно створити економічні умови, зацікавити власників ВДЕ, щоб вони приймали участь в оптимізації режимів роботи мережі так, як це відбувається в інших країнах (відповідно до положень балансуючого ринку це є платною послугою).

Сказане вище, більш відноситься до приватних власників ВДЕ невеликих потужностей, в кілька мегават, тому що їх кількість з кожним роком збільшується, а питання управління режимами роботи ЕМ та підвищення її ефективності стоїть все гостріше.

Також для СЕС, які мають потужність декілька мегават, та які беруть участь в КРП, лишається відкритим питання ефективності та економічної доцільності КРП за допомогою інверторів СЕС або КУ.

### **3.8 Висновки по розділу 3**

1. Розглянуто розвиток ВДЕ в Україні, а також вплив на рівень втрат електроенергії, напругу та якість електропостачання. Визначено, що ВДЕ має 3 сценарії впливу на втрати електроенергії в ЕМ. Також проведено аналіз можливих варіантів підключення ВДЕ до ЕМ та особливостей їх режимів роботи. Визначено, що існує 4 режими роботи ВДЕ в ЕМ.

2. Проаналізовано існуючі методи пошуку оптимальних місць для інтеграції ВДЕ в ЕМ. Виходячи з аналізу, обрано метод послідовного перебору варіантів завдяки його здатності гарантувати знаходження глобального оптимуму, простоту реалізації, відсутність необхідності в ідеалізації умов та можливість врахування всіх обмежень.

3. Вдосконалено метод послідовного перебору варіантів для вибору місць встановлення ВДЕ в розподільчих ЕМ, що відрізняється від існуючих застосуванням індексу чутливості, який ґрунтується на аналізі активних втрат в ЛЕП та враховує технічні обмеження ЕМ, що дозволяє забезпечити стійкості та стабільності роботи електричних мереж.

4. Для практичної оцінки змін перетоків потужностей, втрат та точки оптимального розмикання ЕМ змодельовано відповідний сценарій. Визначення місць

підключення ВДЕ здійснювалось на основі вдосконаленого методу послідовного перебору варіантів. Загальні активні втрати в ЛЕП знизились на 34,4% (з 1,354 до 0,8881 МВт), а реактивні – на 34,06% (з 2,087 до 1,376 МВАр). Навіть при зниженій генерації ВДЕ (робота на 30% від номіналу, режим хмарності) втрати залишалися нижчими за початковий стан: активні – на 11,9%, реактивні – на 11,71%. Моделювання варіантів роботи ВДЕ з різними значеннями коефіцієнта потужності ( $\cos\varphi = 0,8 \dots 1,0$ ) показало, що найбільш ефективним з точки зору мінімізації втрат є режим з  $\cos\varphi = 0,9$ . У цьому випадку активні втрати знижуються на 8,9%, а реактивні – на 8,5% у порівнянні з роботою ВДЕ при  $\cos\varphi = 1$ . Зазначений режим є досяжним у разі, якщо управління ВДЕ здійснюється енергопостачальною організацією.

5. Використання удосконаленої методики вибору місць встановлення ВДЕ дозволяє значно знизити втрати в ЕМ, враховуючи технічні обмеження системи. Це сприяє підвищенню стійкості та стабільності роботи мережі в умовах змінних навантажень і генерації. Навіть при зниженій генерації ВДЕ, втрати залишаються на рівні, нижчому за початкові значення, а моделювання варіантів роботи ВДЕ з різними значеннями коефіцієнта потужності показало, доцільність та актуальність даного напрямку досліджень, щодо підвищення енергоефективності ЕМ з ВДЕ.

## РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ВСТАНОВЛЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 4.1 Аналіз існуючих методів впровадження КУ в ЕМ

Метод не визначених множників Лагранжа:

Задачі нелінійного програмування, які можна розв'язати за допомогою класичних методів пошуку екстремумів, часто використовують метод множників Лагранжа. [107]

Такі задачі мають виконувати умови неперервності цільової функції  $F(x)$  та функціональних обмежень типу  $g(x_1, \dots, x_n) > b$ , не містити серед змінних  $x_i$  цільних дискретних та нульових значень [108].

Для того, щоб екстремум неперервної функції існував, необхідно, щоб усі її перші похідні дорівнювали нулю, що є основною умовою для досягнення екстремуму [107]:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.1)$$

Метод безумовної оптимізації функції за класичним підходом передбачає такі кроки [107]:

- розв'язання рівнянь (4.1) для пошуку всіх стаціонарних точок;
- дослідження цих точок для виявлення локальних мінімумів та максимумів функції  $F(x)$ ;
- порівняння отриманих значень  $F(x)$  для мінімумів (максимумів) з метою визначення глобального екстремуму.

Розглянемо вирішення оптимізаційних задач методом невизначених множників Лагранжа [107].

$$F(x) = F(x_1, \dots, x_n) \rightarrow \text{extr}, x \in \Omega \quad (4.2)$$

де область  $\Omega$  визначається тільки обмеженнями, записаними у вигляді рівностей:

$$g_j(x_1, \dots, x_n) = b, j = 1, \dots, m < n \quad (4.3)$$

Введемо вектор  $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)$  та розглянемо функцію

$$\Phi(x, \lambda) = F(x) + \sum_1^m \lambda_j [g_j(x_1, \dots, x_m) - b_j] \quad (4.4)$$

яка є функцією Лагранжа, а величина  $\lambda_j$  – невизначеним множником Лагранжа. Функція  $\Phi(x, \lambda)$  є функцією  $n+m$  змінних  $x_1, \dots, x_n$  та  $\lambda_1, \dots, \lambda_m$  розглянемо стаціонарні точки функції  $\Phi(x, \lambda)$ , які можна отримати з вирішення системи рівнянь [107]:

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial \lambda_j} = g_j(x_1, \dots, x_n) - b_j = 0, \quad j = 1, \dots, m \quad (4.6)$$

Зауважимо, що рівняння (4.6) співпадає з обмеженнями (4.3) та як впливає з (4.4), при їх дотриманні  $\Phi(x, \lambda) = F(x)$ . У зв'язку з цим, якщо в стаціонарній точці  $(x^*, \lambda^*)$  функція (4.4) досягає екстремуму,  $x^*$  забезпечує і екстремум функції  $F(x)$  при виконанні обмежень (4.3), тобто дає рішення задачі (4.2), (4.3).

Метод покоординатного спуску:

Метод покоординатного спуску широко використовується в електроенергетичних розрахунках Згідно з цим методом, напрямок спуску обирається по черзі уздовж координатних осей. Спочатку спускаються вздовж осі  $OX$ , потім – вздовж осі  $OX_2$  і т.д. аж до осі  $OX_n$  [109].

Позначимо  $i$ -ий орт простору  $R^n$  через  $e_i$ , тобто вектор, в якого усі компоненти окрім  $i$ -го є нульовими. Нехай  $x^{(0)}$  – початкова точка та  $a$  довжина кроку. Обчислюють значення функції  $F(x)$  при  $x=x^{(0)}+ae_i$  та перевіряють виконання нерівності:

$$F(x^0 + ae_j) < F(x^0) \quad (4.7)$$

яке може бути представлено і іншим виглядом

$$F(x_1^0 + a, x_2^0, \dots, x_n^0) < F(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \quad (4.8)$$

Якщо нерівність (4.7) справедливо, тобто значення цільової функції зменшилось, то вважають крок успішним та приймають [107]:

$$x^1 = x^0 + ae_j = (x_1^0 + a, x_2^0, \dots, x_n^0)$$

Якщо (4.7) не має місце, то роблять крок в протилежному напрямку, тобто перевіряють нерівність

$$F(x^0 - ae_j) < F(x^0) \quad (4.9)$$

У випадку виконання нерівності (4.7) вважають, що

$$x^1 = x^0 - ae_j = (x_1^0 - a, x_2^0, \dots, x_n^0)$$

В випадку якщо обидві нерівності (4.8) та (4.9) не виконуються, то вважається, що крок завершено  $x^1 = x^0$ . Потім другий етап повторюється, але вже вздовж осі  $Ox_2$ . Після перегляду всіх  $n$  координатних осей буде отримана точка  $x^{(n)}$ , що завершує перший цикл пошуку (перша ітерація). Якщо при цьому значення функції не досягло бажаного результату, починаючи з точки  $x^{(n)}$  виконується другий цикл. Якщо ж результат не задовольняє умови  $x^n = x^0$ , необхідно зменшити крок і виконати наступну ітерацію з новим значенням кроку [107].

Зазвичай ітерації продовжуються до тих пір, поки не буде виконано умову:

$$F(x^{t+1}) - F(x^t) \leq \varepsilon \quad (4.10)$$

де  $\varepsilon$  – позитивна величина, що характеризує точність вирішення задачі.

Цей метод також можна застосовувати, коли на змінні накладаються обмеження. Перевірка їх виконання може бути легко реалізована на будь-якому етапі оптимізації. Описуючи метод у цілому, слід підкреслити його гнучкість, яка дозволяє адаптувати його до конкретної задачі та враховувати найпростіші обмеження [107].

Переваги: простота реалізації; не потребує градієнта; підходить для задач з багатьма змінними

Недоліки: повільна збіжність; може "застрягти" в локальному мінімумі; неефективний для сильно взаємозалежних змінних

Метод динамічного програмування:

Задачі математичного програмування, які можна подати як багатокроковий процес, класифікуються як динамічні. Для їх вирішення застосовується метод динамічного програмування, заснований Беллманом. Суть цього методу полягає в

поділі однієї складної задачі з багатьма змінними на серію послідовних задач, кожна з яких має значно меншу кількість змінних [107,110].

Оптимізація багатокрокового процесу здійснюється згідно з принципом оптимальності Беллмана, який полягає в наступному: «Оптимальна стратегія має властивість, що незалежно від початкового стану та першого рішення, наступне рішення повинно бути оптимальним щодо досягнутого стану після виконання попереднього кроку». Тобто, якщо початкове рішення вірне, наступні кроки також повинні привести до оптимального результату.

При використанні динамічного програмування не має значення, чи відбувається оптимізаційний процес у часі чи в просторі. Головне, щоб виконувалися такі умови:

- процес оптимізації має бути поділений на етапи та мати марківську властивість. Це означає, що зміни у фізичній системі, починаючи з певного стану  $S_i$ , залежать лише від цього стану та наступних управлінських дій, і не залежать від того, як система потрапила в цей стан;

- критерій оптимальності, що застосовується до задачі, має бути адитивним щодо шуканих змінних. Тобто його можна представити як суму окремих значень цього критерію, які розглядаються на кожному етапі багатокрокового процесу.

Основною перевагою методу динамічного програмування є те, що він дає змогу вирішувати задачі в умовах, коли багато інших методів є непридатними, зокрема в ситуаціях, коли маємо неєдиний екстремум, недиференційовану цільову функцію, дискретну зміну змінних або багатокроковий процес вирішення. Також цей метод дозволяє отримувати кілька варіантів розв'язків задачі. Апаратура динамічного програмування надає універсальні інструменти для вирішення як детермінованих, так і стохастичних задач.

Проте, формулювання конкретної задачі за допомогою методу динамічного програмування не є стандартним і вимагає творчого підходу. Тому при застосуванні цього методу для кожної задачі необхідно розробляти індивідуальні алгоритми, що забезпечують коректне використання математичних принципів і дозволяють

отримати практичні інженерні рішення з урахуванням можливостей сучасних обчислювальних систем.

Отже, метод динамічного програмування (ДП), на відміну від методів Лагранжа і покоординатного спуску, є потужним інструментом для вирішення задач оптимізації, що мають характерні для комбінаторних задач структурні особливості. Ось чому метод ДП є найбільш підходящим для цієї задачі:

- оскільки задача полягає у виборі оптимального місця для КУ серед певних підстанцій (дискретні варіанти), метод ДП є ідеальним, оскільки він добре працює з такими комбінаторними проблемами. Він дозволяє ефективно оцінити всі можливі варіанти вибору місця для КУ з урахуванням усіх можливих обмежень.

- ДП дозволяє знайти глобально оптимальне рішення для задачі, розбиваючи її на підзадачі. Це дуже корисно, коли необхідно знайти найкраще рішення серед великої кількості можливих варіантів (наприклад, між усіма підстанціями), враховуючи взаємозалежності між ними.

- ДП використовує принцип оптимальності та підхід розбиття задачі на підзадачі, що дозволяє значно зменшити обчислювальну складність порівняно з методом повного перебору або методом покоординатного спуску.

- Задача оптимізації місця для КУ часто включає залежності між втратами активної потужності на різних частинах ЛЕП в залежності від місця встановлення КУ.

Метод динамічного програмування дозволяє ефективно моделювати ці залежності та обчислювати оптимальний вибір.

Алгоритм застосування:

- на кожному кроці моделюється один із варіантів встановлення КУ (або відсутність його);
- результати кожного варіанту (втрати, профіль напруг) фіксуються;
- оптимальні комбінації зберігаються для наступного кроку;

- після повного перебору можливих рішень вибирається комбінація, що забезпечує найменші втрати або інші покращення.

Якщо потрібно вибрати  $k$  підстанцій з  $m$  можливих. Число можливих комбінацій розраховується через поєднання:

$$N(k, m) = \frac{m!}{k!(m-k)} \quad (4.11)$$

Якщо нам потрібно мінімізувати втрати потужності за період часу  $T$ , динамічне програмування розбиває завдання на підзавдання для кожного проміжку часу  $\Delta t$ :

$$P(t) = \min_{Q_{KV}(t)} (P_{emp}(t) + P(t + \Delta t)) \quad (4.12)$$

де  $P(t)$  - мінімальні сукупні втрати потужності з поточного часу  $t$  і до кінця періоду;

$P_{emp}(t)$  - втрати потужності на поточному етапі часу  $t$ ;

$P(t + \Delta t)$  - мінімальні втрати потужності на наступному етапі часу  $t + \Delta t$ ;

$\min_{Q_{KV}(t)}$  - означає, що ми шукаємо таке значення  $Q_{KV}(t)$  ємності конденсатора на

момент часу  $t$ , яке мінімізує поточні втрати і втрати на наступних тимчасових кроках.

### 1. Модель активної потужності:

Основне джерело енергії забезпечує потужність  $P_{заг}(t)$ , яка змінюється в залежності від генерації відновлюваних джерел та активного навантаження:

$$P_{заг i}(t) = P_{нав i}(t) - P_{ВДЕ i}(t) \quad (4.13)$$

$P_{нав}(t)$  може змінюватися у часі, що відображає динамічне навантаження у системі.

2. Модель реактивної потужності:

$Q_{нав}(t)$  також може змінюватися у часі, що відображає динамічне навантаження у системі.

$$Q_{нав\ i}(t) = Q_{вузла\ i}(t) \cdot f_{нав\ i}(t) \quad (4.14)$$

де:  $Q_{вузла\ i}(t)$  - реактивне навантаження  $i$ -го вузла;

$f_{нав\ i}(t)$  - функція, яка описує порядок зміни реактивного навантаження споживачів.

Компенсація реактивної потужності здійснюється конденсаторними установками:

$$Q_{KV\ i}(t) = C(t) \cdot U^2(t) \quad (4.15)$$

де:  $C(t)$  - ємність конденсаторних батарей, мкФ;

$U$  - напруга конденсаторів, кВ.

Важливо, щоб потужність генерації КУ не перевищувала необхідну споживану реактивну потужність навантаження:

$$Q_{KV}(t) \leq Q_{нав}(t)$$

3. Обмеження на напругу:

Напруга в точках підключення КУ не повинна перевищувати номінальні значення:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}$$

4. Цільова функція мінімізації втрат потужності:

Втрати активної потужності лінії електропередачі розраховуються як:

$$\Delta P(t) = \left( \frac{P_{\text{нав}}^2(t) + (Q_{\text{нав}}(t) - Q_{\text{КУ}}(t))^2}{U^2} \right) \cdot R$$

Загальні втрати активної потужності за часовий інтервал  $T$ , при дотриманні вищезгаданих обмежень на напругу та потужність конденсаторів:

$$\min: \int_0^T \Delta P(t) dt \quad (4.16)$$

5. Оптимізаційна задача:

Оптимізаційне завдання полягає у виборі такої функції  $Q_{\text{КУ}i}(t)$ , яка мінімізує сумарні втрати потужності:

$$\Delta P = \begin{cases} \sum_{i=1}^N \int_0^T \left( \frac{(P_{\text{нав}i}(t) - P_{\text{ВДЕ}i}(t))^2 + (Q_{\text{нав}i}(t) - Q_{\text{КУ}i}(t))^2}{U^2} \right) \cdot R_i dt \rightarrow \min \\ Q_{\text{КУ}}(t) \leq Q_{\text{нав}}(t) \\ U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \end{cases} \quad (4.17)$$

## 4.2 Оцінка втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою КУ

Як вже було сказано найпопулярнішим пристроєм компенсації реактивної потужності (ПКРП) в ЕМ 6-35кВ України є КУ або як ще їх називають батареї статичних конденсаторів (БСК).

Причин такої розповсюдженості декілька і якщо зводити все до практичної точки зору то це - ефективність, низька вартість та простота обслуговування в порівнянні з іншими ПКРП.

Зазвичай КУ розміщуються на шинах 6-10кВ ПС, тим самим генеруючи реактивну потужність, що дозволяє:

- знизити втрати енергії в живлячих лініях;
- розвантажити силове обладнання від протікання через нього реактивної потужності;
- покращити якість електричної енергії.

Для оцінки втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою КУ змодельємо сценарій, при якому нам потрібно розмістити 4 КУ, з умовою максимально знизити втрати в ЛЕП, при режимі зимового максимуму після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з інтеграцією 4 ВДЕ, які працюють з  $\cos\varphi = 1$ .

Для розміщення КУ будуть діяти наступні обмеження:

$$Q_{КУ} \leq Q_{нав}$$

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}$$

При розміщенні КУ велику роль в зниженні втрат в ЛЕП має топологія мережі та навантаження самих ПС.

Очевидно, що немає сенсу розглядати розміщення КУ на ПС які мають невелике навантаження та розміщенні близько до живлячих ПС 110кВ.

Для моделювання під оснащення КУ, оберемо ПС, які мають величину реактивного навантаження  $\geq 0,8$  МВАр. Якщо при моделюванні різних варіантів розміщення КУ, величини втрат в ЛЕП будуть максимально наближені одна до одної, поріг в 0,8 МВАр буде знижено. Відсортуюмо ПС по реактивному навантаженню, щоб знизити кількість розрахунків (див. табл. 4.1).

Потужність КУ буде дорівнювати реактивному навантаженню ПС з табл. 2.3.

Вибір потужності КУ в такий спосіб некоректно, але зараз це виконується в індикативних цілях, щоб «нащупати» теоритичні місця для встановлення КУ. На практиці для вибора потужності КУ потрібно мати погодинне споживання активної та реактивної е/е з приладів телемеханіки на стороні НН ПС за рік.

Моделювання впровадження 4 КУ на ПС, які мають величину реактивного навантаження  $\geq 0,8$  МВАр з умовою максимально знизити втрати в ЛЕП, буде відбуватися поетапно.

Розбиваємо процес моделювання на  $n$  етапів. Максимальне зниження втрат на  $n$ -ому етапі встановлення КУ в ЕМ визначається перебором усіх можливих ПС (табл. 4.1) під встановлення КУ.

Таблиця 4.1 – ПС які розглядаються під оснащення КУ

Назва ПС	Назва вводу	Споживання реактивної е/е, МВАр
Пісочин	3Т	1,7
Мерефа	1Т	1,6
В. Селище	2Т	1,6
В. Селище	3Т	1,4
Н. Водолага	1Т	1,3
В. Селище	1Т	1,1
Мерефа	2Т	1
Новоселівський ГОК	2Т	1
Буди	2Т	0,9

Люботин	2Т	0,8
Пісочин	2Т	0,8

Визначемо загальну кількість етапів моделювання (варіантів встановлення 4 КУ). Потрібно вибрати  $k$  підстанцій з  $m$  можливих. Число можливих комбінацій розраховується через поєднання:

$$N(k, m) = \frac{m!}{k!(m-k)}$$

де  $k$  – кількість ПС, на яких будуть встановлені КУ;

$m$  – загальна кількість ПС.

$$N(4, 11) = \frac{11!}{4!(11-4)} = 330$$

На кожному етапі моделювання здійснюється перевірка обмежень.

Математично моделювання можна описати так:

$$\Delta S = \begin{cases} \sum_{i=1}^N \int_0^T \left( \frac{(P_{нав\ i}(t) - P_{ВДЕi}(t))^2 + (Q_{нав\ i}(t) - Q_{КVi}(t))^2}{U^2} \right) \cdot R_i dt \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N \int_0^T \left( \frac{(P_{нав\ i}(t) - P_{ВДЕi}(t))^2 + (Q_{нав\ i}(t) - Q_{КVi}(t))^2}{U^2} \right) \cdot X_i dt \rightarrow \min \\ Q_{KV}(t) \leq Q_{нав}(t) \\ U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \end{cases} \quad (4.18)$$

Отже, перебираємо всі варіанти із 4 підстанцій (330 варіантів), для кожної комбінації розраховуємо втрати у ЛЕП після встановлення КУ, обираємо той варіант, при якому отримуємо мінімальні втрати в ЛЕП.

Результати розрахунків зведено в додатку Б, табл. Б.1.

В процесі моделювання можна відмітити закономірності, які зобразимо на рис. 4.1-4.2, що дозволять завершити моделювання достроково.

Якщо дивитись на графік на рис. 4.1, видно, що сумарні активні та реактивні втрати в ЛЕП від початку моделювання починають потрохи збільшуватися. Ця залежність пояснюється тим, що процес моделювання варіантів розміщення 4 КУ розпочався з оснащення ПС, які мають найвище реактивне навантаження, отже і потужність КУ там будет найбільшою, що позитивно впливає на ефект зменшення втрат в ЛЕП. Чим далі йде моделювання, тим більше зменшується сумарна потужність 4 КУ (див. рис. 4.2), зменшується ефект від КРП, з цієї причини і зростають втрати в ЛЕП.

Отже, аналізуючи вище сказане, приходимо до висновку, що моделювання можна завершити достроково, так як, в проміжку з варіанта №202 до кінцевого варіанта №330, активні та реактивні втрати будуть тільки зростати, а потужність КУ спадати. Тому, обираємо з таблиці Б.1 варіант моделювання, який відповідає мінімуму сумарних втрат в ЛЕП.

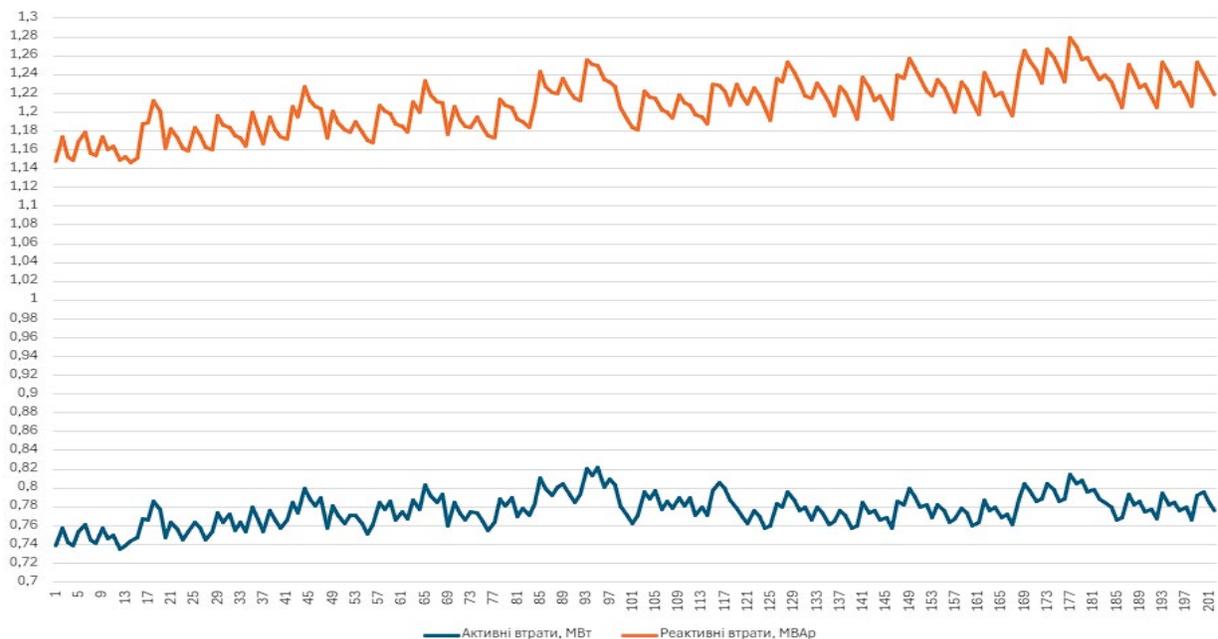


Рисунок 4.1 – Сумарні активні та реактивні втрати в ЛЕП відповідно варіанту моделювання (вісь X – відповідність даних про втрати № варіанту в табл. Б.1)

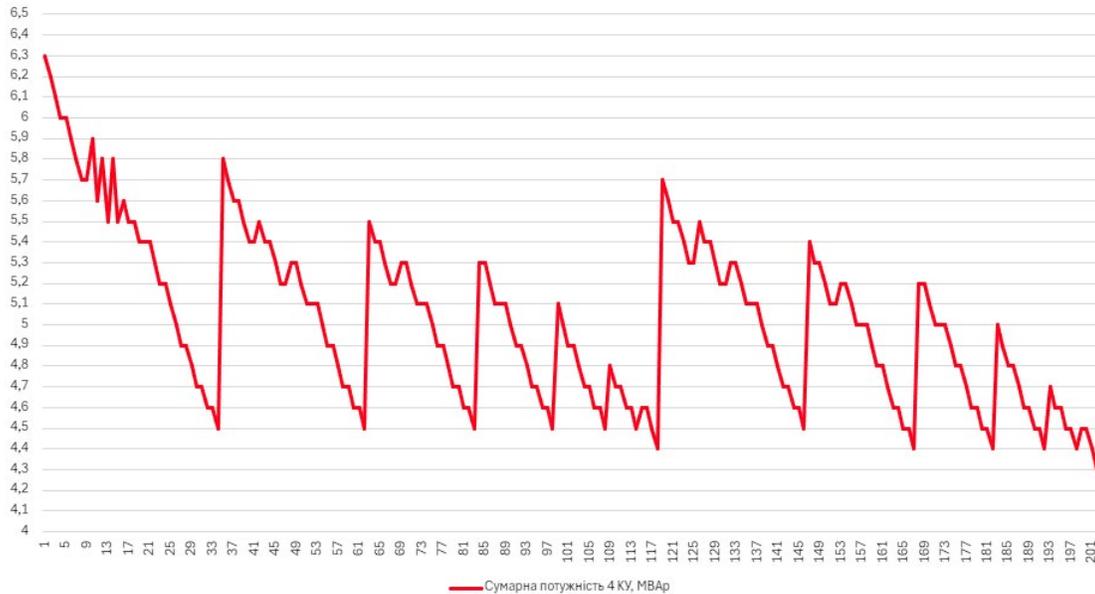


Рисунок 4.2 – Сумарна потужність 4 КУ відповідно варіанту моделювання (вісь X – відповідність даних про втрати № варіанту в табл. Б.1)

Таким варіантом є варіант №12, КУ при цьому розміщуються на наступних ПС - Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Люботин (2Т), з сумарною потужністю 5,7 МВАр, та з результатами сумарних втрат в ЛЕП ЕМ -  $0,73519 + j1,148348$  МВА.

Сумарні активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 17,2% (з 0,8881 до 0,73519 МВт), а реактивні втрати зменшились на 16,5% (з 1,376 до 1,148348 МВАр).

Потрібно відмітити, що це варіант не з максимальною сумарною потужністю КУ, вирішальну роль зіграла топологія мережі.

Потокорозподілення усталеного режиму приведемо на рис. 4.3-4.5.

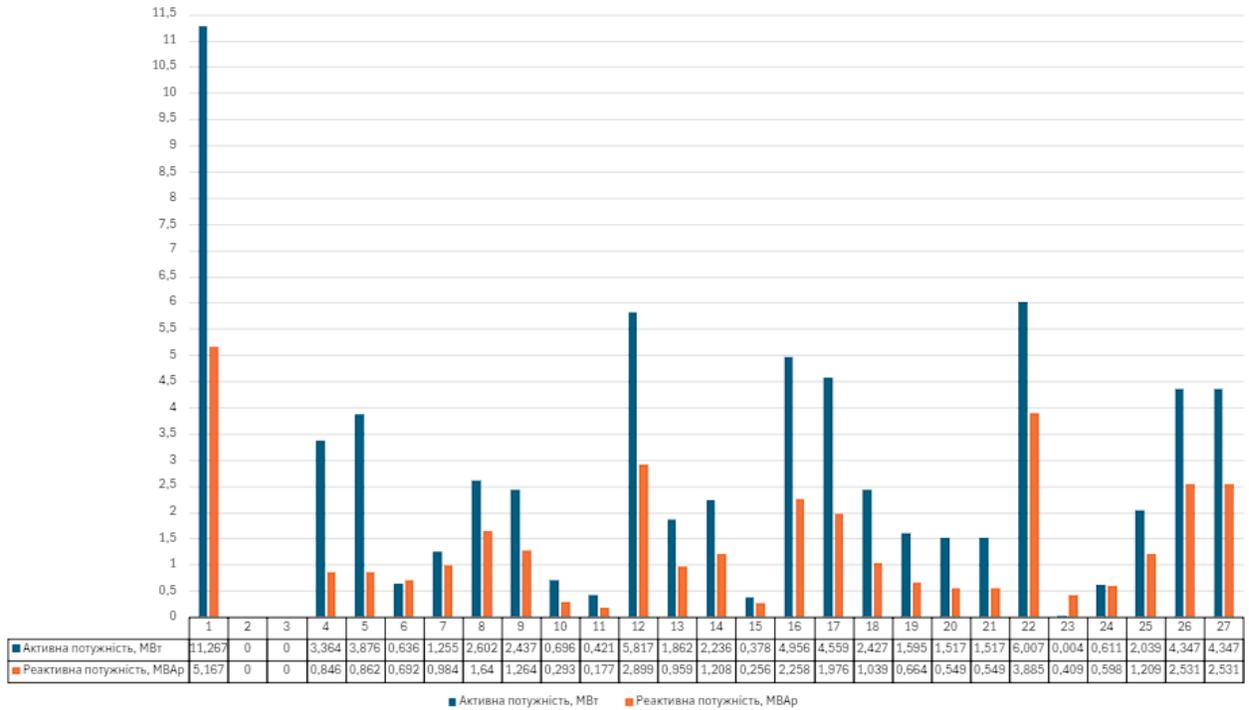


Рисунок 4.3 – Результати розрахунку перетоків по ділянках усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання, з ВДЕ при  $\cos\phi = 1$  та з 4 КУ

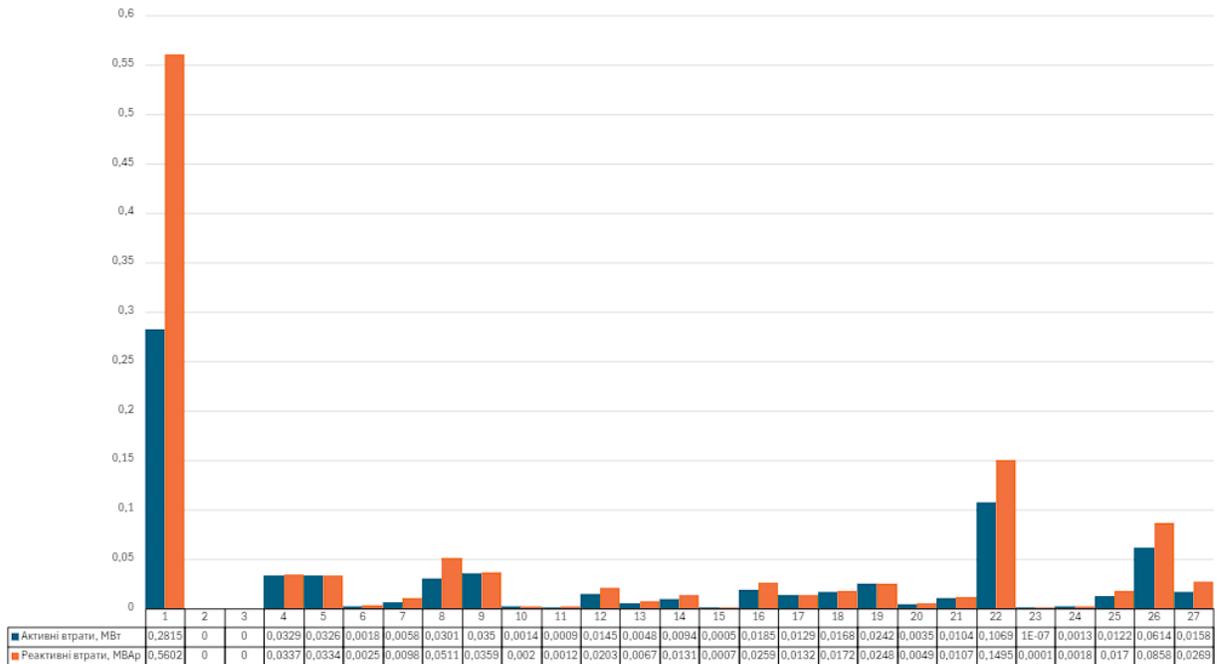
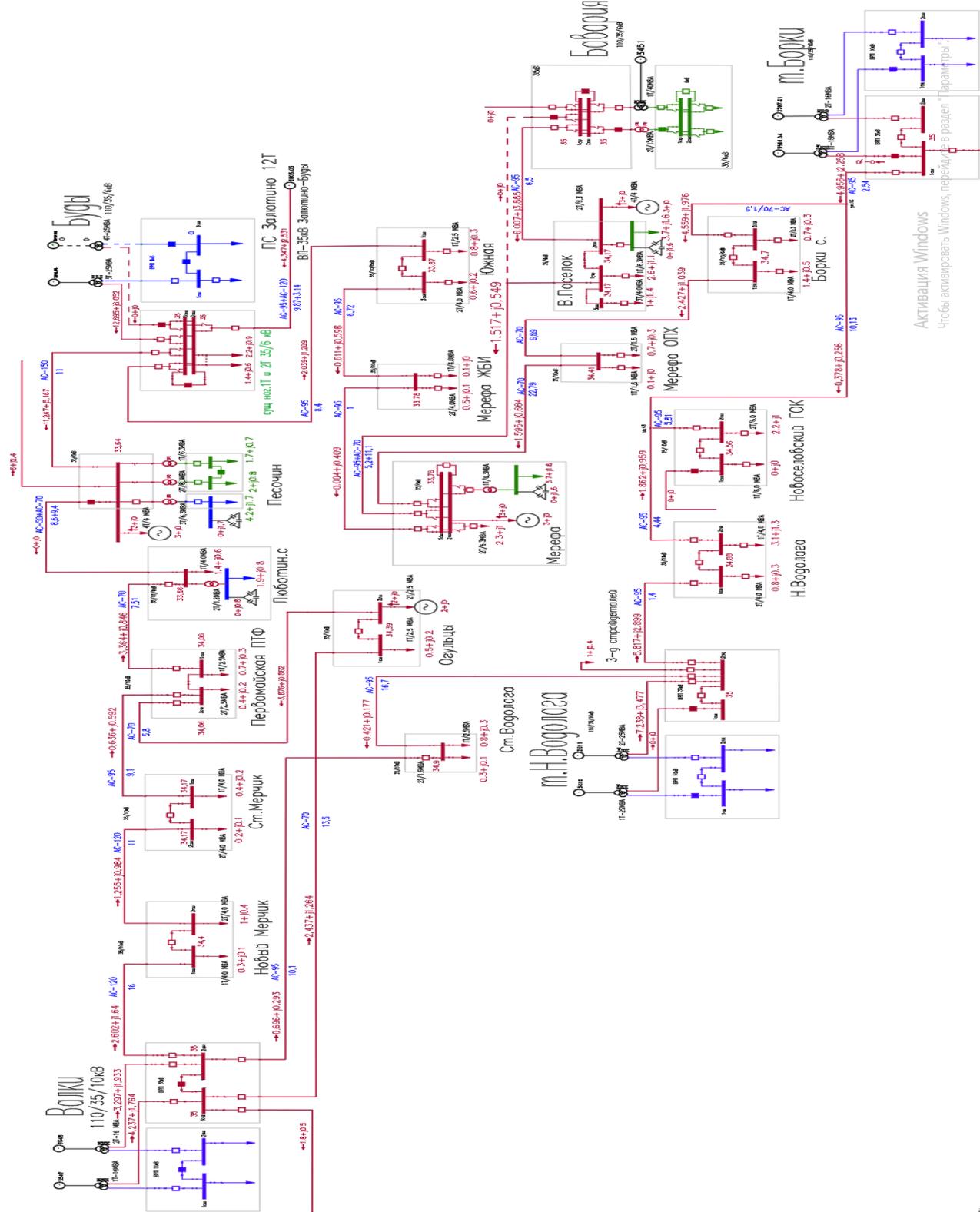


Рисунок 4.4 – Результати розрахунку втрат по ділянках усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання, з ВДЕ при  $\cos\phi = 1$  та з 4 КУ



Активация Windows  
 Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры"

Рисунок 4.5 – Потокорозподіл ЕМ згідно даних зимового максимуму після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з інтеграцією 4 ВДЕ з  $\cos\varphi = 1$  та 4 КУ (варіант №12 згідно табл. Б.1)

### 4.3 Висновки до розділу 4

У четвертому розділі проведено дослідження та розроблено методику визначення оптимальних місць впровадження КУ в ЕМ з метою покращення їхніх режимних характеристик, зниження втрат електроенергії та підвищення енергоефективності.

1. Виконано аналіз існуючих методів визначення місць встановлення КУ, виявлено їхні переваги та недоліки, а також визначено основні критерії та обмеження, що впливають на процес оптимізації.

2. Обґрунтовано вибір найбільш доцільного методу оптимізації розміщення КУ, яким являється метод динамічного програмування. Запропоновано вдосконалення обраного методу, завдяки комп'ютерному моделюванню, що забезпечує підвищений рівень деталізації режимних характеристик та системної взаємодії елементів розподільчих ЕМ при оцінюванні різних місць встановлення КУ

3. Для перевірки ефективності удосконаленого підходу його реалізовано на основі комп'ютерного моделювання, що дало змогу оцінити результати на прикладі реальної ЕМ. Для оцінки втрат в ЛЕП при управлінні перетоками реактивної потужності за допомогою КУ змодельовано сценарій, при якому потрібно розмістити 4 КУ, з умовою максимально знизити втрати в ЛЕП, при режимі зимового максимуму після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з інтеграцією 4 ВДЕ, які працюють з  $\cos\phi = 1$ . Сумарні активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 17,2% (з 0,8881 до 0,73519 МВт), а реактивні втрати зменшились на 16,5% (з 1,376 до 1,148348 МВАр).

4. Отримані результати підтверджують практичну значущість та ефективність розробленої методики, що може бути використана при модернізації розподільчих електричних мереж для забезпечення їх стабільної та енергоефективної роботи.

## РОЗДІЛ 5. ПОЕТАПНА ТА СИСТЕМАТИЗОВАНА СТРАТЕГІЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 5.1 Розробка методики підвищення енергоефективності ЕМ

Матеріали попередніх розділів та підрозділів були присвячені аналізу окремих рішень щодо підвищення енергоефективності електричних мереж. У цьому розділі ці рішення узагальнюються в єдину методику, яка передбачає послідовну оптимізацію структури мережі, інтеграцію ВДЕ та впровадження КУ.

Такий системний підхід дозволяє забезпечити максимально ефективне функціонування ЕМ з урахуванням сучасних викликів і технічних обмежень.

Вона включає 4 взаємопов'язані етапи:

1. На першому етапі проводиться пошук оптимальної конфігурації мережі за допомогою вибору раціональної точки розмикання, яка дозволяє мінімізувати втрати потужності та покращити розподіл навантаження. Формується цільова функція, яка враховує:

- втрати потужності;
- обмеження напруги у вузлах;
- недопущення перезавантаженості обладнання;
- топологічну надійність мережі;
- економічна ефективність розмикання.

Цей етап створює основу для подальших дій, оскільки від структури мережі залежать ефективність інтеграції ВДЕ та результативність розміщення КУ.

2. На другому етапі здійснюється оптимальне розміщення джерел ВДЕ в ЕМ, з урахуванням їх впливу на:

- втрати в мережі;
- рівень напруги на шинах споживачів;
- обмеження щодо пропускної спроможності ЛЕП
- стійкість режиму роботи мережі.

Запроваджується індекс чутливості, який дозволяє визначити такі точки приєднання ВДЕ, що забезпечують найменші втрати при дотриманні обмежень на відхилення напруги та стійкість.

3. Після інтеграції ВДЕ, виконується перевірка оптимальної конфігурації ЕМ, на виявлення змін в поточкорозподіленні.

#### 4. Впровадження КУ

На основі визначеної топології та врахування впливу ВДЕ, проводиться оптимальне розміщення КУ, метою якого є:

- компенсація реактивної потужності;
- стабілізація напруги;
- зменшення втрат.

Розробляється багатокритеріальна цільова функція, яка враховує як результати попередніх етапів, так і взаємний вплив між КУ, ВДЕ і конфігурацією мережі.

$$\Delta S = \left\{ \begin{array}{l} 1. \text{Визначення топології} \\ F(x) = w_1 \cdot P_{\text{втр}}^{\Sigma} + w_2 \cdot U_i + w_3 \cdot K_{\text{зав } i} + w_4 \cdot |Q_{\text{лінії } i}| + w_5 \cdot W_{\text{загал}} \\ 2. \text{Пошук оптимальних місць для інтеграції ВДЕ} \\ J_i = \frac{\Delta P_{\text{втр ЛЕП } i}}{\sum \Delta P_{\text{втр ЛЕП } i}}, \sum \Delta P_{\text{втр ЛЕП } i} \rightarrow \min \\ 3. \text{Впровадження КУ} \\ \sum_{i=1}^N \int_0^T \left( \frac{(P_{\text{нав } i}(t) - P_{\text{ВДЕ}i}(t))^2 + (Q_{\text{нав } i}(t) - Q_{\text{КУ}i}(t))^2}{U^2} \right) \cdot R_i dt \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N \int_0^T \left( \frac{(P_{\text{нав } i}(t) - P_{\text{ВДЕ}i}(t))^2 + (Q_{\text{нав } i}(t) - Q_{\text{КУ}i}(t))^2}{U^2} \right) \cdot X_i dt \rightarrow \min \\ Q_{\text{КУ}}(t) \leq Q_{\text{нав}}(t) \\ U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \end{array} \right. \quad (5.1)$$

На рис. 5.1 приведемо теоретичне поетапне зниження активних та реактивних втрат в в.о. при застосуванні вдосконаленої методики підвищення енергоефективності ЕМ.

З початку відбувається пошук оптимальної топології ЕМ, при якому мінімізуються втрати в ЕМ від початкового значення.

Далі відбувається інтеграції ВДЕ, що також дозволить знизити втрати в ЕМ.

Додатково впровадження КУ ще більше дозволить знизити втрати в ЕМ.

Реальні практичні криві можуть відрізнятися по величині зниження втрат від етапа до етапа, але загальна тенденція зниження втрат при застосуванні описаної методики буде така яка зображена на рис. 5.1

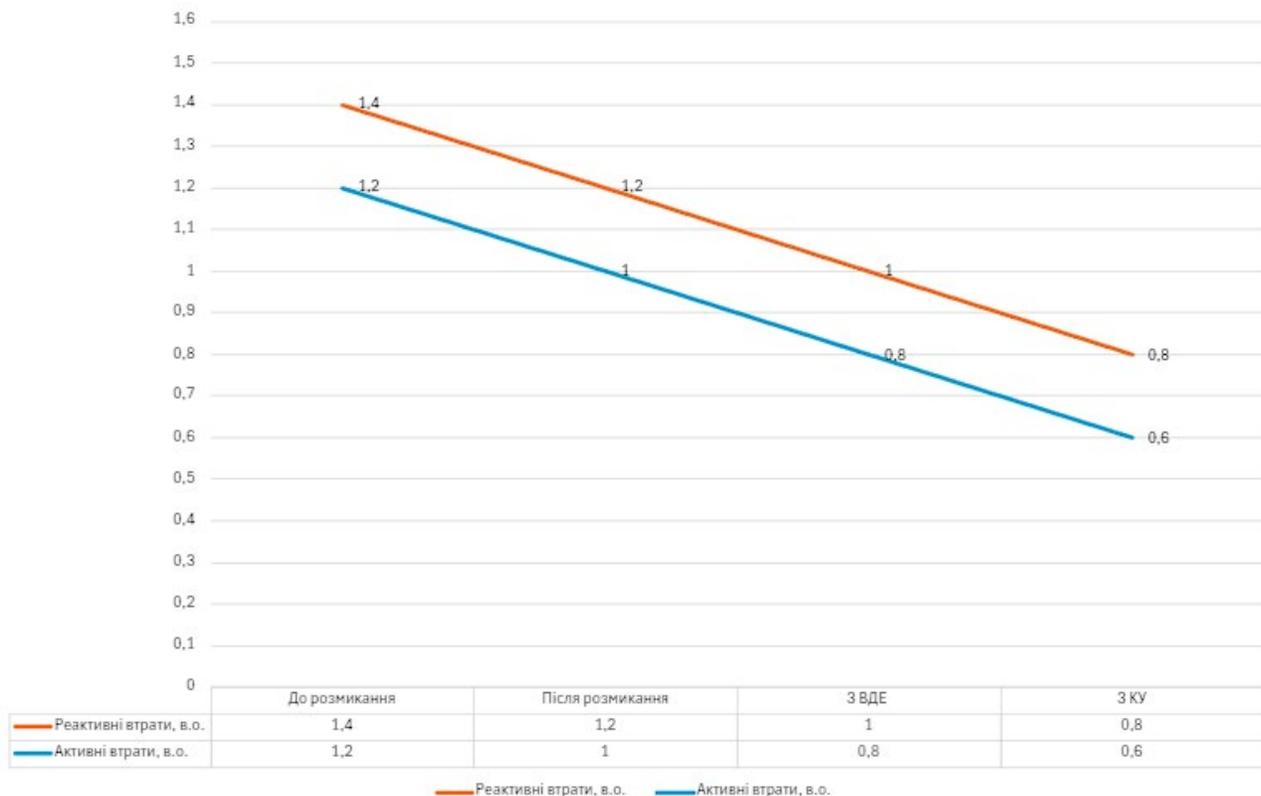


Рисунок 5.1 – Поетапне зниження активних та реактивних втрат в в.о. при застосуванні вдосконаленої методики підвищення енергоефективності ЕМ

## 5.2 Оцінка ефективності зниження втрат в ЛЕП при поетапній та систематизованій стратегії модернізації електричних мереж

Підсумуємо отримані результати зниження втрат в ЛЕП за допомогою оптимальної топології, ВДЕ та КУ.

Також виконаємо аналіз моделювання управління перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ та КУ, де взято за основу вже порахований усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при  $\cos\varphi = 1$ , при цьому сумарні активні втрати в ЛЕП становлять – 0,8881 МВт, а реактивні 1,376 МВАр.

Раніше ми прийшли до висновків, що найефективніший режим роботи ВДЕ з точки зору зниження втрат в ЛЕП, це робота з  $\cos\varphi = 0,9$ , сумарні активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 8,9% (з 0,8881 до 0,8091 МВт), а реактивні втрати зменшилися на 8,5% (з 1,376 до 1,2591 МВАр).

В п. 4.3 виконано моделювання сценарію розміщення 4 КУ на ПС з умовою максимально знизити втрати в ЛЕП, результати - сумарні активні втрати в ЛЕП ЕМ зменшилися на 17,2% (з 0,8881 до 0,73519 МВт), а реактивні втрати зменшилися на 16,5% (з 1,376 до 1,148348 МВАр). Зведемо отримані результати в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати управління перетоками реактивної потужності за допомогою ВДЕ та КУ

Назва сценарію	Сумарні активні втрати в ЛЕП, МВт, $\Delta P_{\text{втр}}$	Сумарні реактивні втрати в ЛЕП, МВАр, $\Delta Q_{\text{втр}}$
Усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при $\cos\varphi = 1$	0,8881	1,376
Усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при $\cos\varphi = 0,9$	0,8091	1,2591
Усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при $\cos\varphi = 1$ та з 4 КУ	0,73519	1,1483

Як видно з табл. 5.1, оптимальним з точки зору мінімуму втрат в ЛЕП, являється усталений режим роботи ЕМ (зимовий максимум) після розмикання (відключення лінії Пісочин – Люботин) з ВДЕ при  $\cos\varphi = 1$ , та з 4 КУ.

На рис. 5.2 покажемо сумарні втрати в ЛЕП відповідно режимам, які розглядались в роботі.

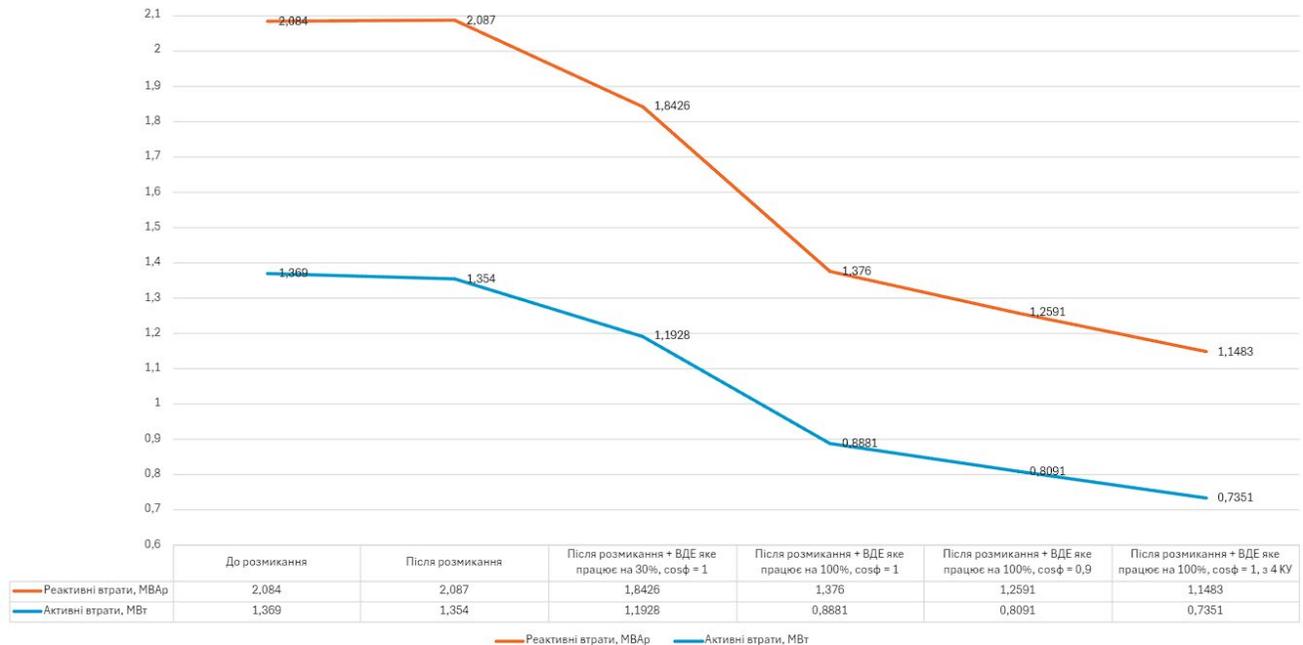


Рисунок 5.2 – Сумарні втрати в ЛЕП відповідно режимам ЕМ та оптимізаційним заходам

Аналізуючи графіки на рис. 5.2 можна зробити наступні висновки:

1. Після розмикання мережі активні втрати майже не змінюються (1,369 МВт → 1,354 МВт), а реактивні навіть трохи збільшуються (2,084 МВАр → 2,087 МВАр). Це свідчить про те, що сам процес розмикання мережі для конкретної ЕМ не є ефективним методом для зменшення втрат і дуже сильно залежить від топології ЕМ.

2. При роботі ВДЕ на 30% із  $\cos\varphi = 1$ , активні та реактивні втрати помітно зменшуються (1,354 МВт → 1,1928 МВт, 2,087 МВАр → 1,8426 МВАр). Це

підтверджує, що розташування генерації активної потужності ВДЕ ближче до споживачів зменшує навантаження на ЛЕП і, відповідно, втрати.

При роботі ВДЕ з номіральними показниками генерації,  $\cos\varphi = 1$ , втрати в ЛЕП ще більше знижуються, активні до 0,8881 МВт, а реактивні – до 1,376 МВАр. Тобто, збільшення частки ВДЕ в балансі електричної системи позитивно впливає на енергоефективність, також зменшується величина падіння напруги.

3. Залучення ВДЕ до КРП, шляхом зміни  $\cos\varphi$  ВДЕ з 1 на 0,9 індуктивний при роботі ВДЕ на 100% дозволяє ще більше знизити втрати в ЛЕП, активні з 0,8881 МВт  $\rightarrow$  0,8091 МВт, реактивні з 1,376 МВАр  $\rightarrow$  1,2591 МВАр

4. Аналіз графіка втрат у ЛЕП демонструє, що, хоча робота ВДЕ з індуктивним коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi = 0,9$  і сприяє зниженню реактивних втрат у мережі, цей ефект є меншим у порівнянні з інтеграцією окремих 4 КУ. Встановлення 4 КУ дозволяє більш ефективно компенсувати реактивну потужність, що забезпечує суттєве зменшення як активних, так і реактивних втрат у ЛЕП. Таким чином, поєднання ВДЕ з  $\cos\varphi = 1$  з локальними засобами компенсації, зокрема КУ, є найбільш ефективним підходом до підвищення енергоефективності ЕМ. Активні втрати знижуються до 0,7351 МВт, а реактивні – до 1,1483 МВАр. Це демонструє, що комбіноване використання ВДЕ та КУ є найефективнішою стратегією з точки зору мінімізації втрат у ЛЕП. Отриманий графік на рис. 5.2 схожий на графік з рис. 5.1., отже практичні результати підтверджують теоретичні положення.

### 5.3 Висновки до розділу 5

1. У п'ятому розділі сформовано поетапну та систематизовану стратегію модернізації електричних мереж на основі результатів, отриманих у попередніх розділах дослідження. Стратегія об'єднує ключові аспекти - оптимізацію топології, врахування впливу ВДЕ та раціональне розміщення КУ - у цілісну концепцію технічного розвитку ЕМ.

2. Запропонована послідовність дій дозволяє забезпечити ефективне впровадження модернізаційних рішень з урахуванням актуальних викликів енергосистеми. Практичне значення підходів підтверджує доцільність їх узгодженого застосування в рамках єдиної стратегії.

3. Особливу увагу приділено формуванню багатокритеріальної цільової функції для комплексної оптимізації, яка враховує взаємний вплив вище зазначених факторів.

4. В дослідженому прикладі ЕМ застосування удосконаленого методу систематичного аналізу топологічних конфігурацій ЕМ забезпечило відносно помірне зниження активних втрат ( $\sim 1,5\%$ ) та покращення рівня напруги ( $\sim 1\%$ ), але запропонований підхід зберігає високу практичну значущість. Ефективність досягнутих результатів значною мірою залежить від топології конкретної електричної мережі, і в інших ЕМ можливе суттєвіше покращення показників. Водночас, визначення оптимальних місць розмикання мережі є обов'язковим згідно з чинними нормативними документами, що додатково підкреслює актуальність і необхідність використання подібних методів у практиці планування та експлуатації електричних мереж.

5. Використання удосконаленої методики вибору місць встановлення ВДЕ дозволяє знизити активні втрати в ЛЕП ЕМ на  $34\%$ , реактивні на  $34,06\%$ , враховуючи технічні обмеження системи. Навіть при зниженій генерації ВДЕ, втрати залишаються на рівні, нижчому за початкові значення, активні – на  $11,9\%$ , реактивні – на  $11,71\%$ , а моделювання варіантів роботи ВДЕ з різними значеннями коефіцієнта потужності показало, доцільність та актуальність даного напрямку досліджень, щодо підвищення енергоефективності ЕМ з ВДЕ.

6. Моделювання варіантів роботи ВДЕ з різними значеннями коефіцієнта потужності показало, що найбільш ефективним з точки зору мінімізації втрат є режим з  $\cos\phi = 0,9$ . У цьому випадку активні втрати знижуються на  $8,9\%$ , а реактивні – на

8,5% у порівнянні з роботою ВДЕ при  $\cos\varphi = 1$ . Зазначений режим є досяжним у разі, якщо управління ВДЕ здійснюється енергопостачальною організацією.

7. Застосування розробленої методики визначення місць розміщення КУ в ЕМ на основі використання методу динамічного програмування та комп'ютерного моделювання, забезпечує зниження активних втрат на 17,2% та реактивних – на 16,5%.

8. Результати чисельного моделювання (див. рис. 5.2) підтверджують ефективність запропонованої поетапної методики модернізації ЕМ. Застосування комбінованого підходу, що включає оптимізацію топології, цілеспрямовану інтеграцію ВДЕ та КУ, дозволяє досягти істотного підвищення енергоефективності мережі при збереженні її технічної надійності. Загальне зниження активних втрат становить 46,3%, а реактивних 44,9%.

## ВИСНОВКИ

У роботі проведено комплексне дослідження напрямів підвищення енергоефективності електричних мереж за рахунок зниження технологічних втрат електроенергії, зокрема в умовах інтеграції ВДЕ та КУ. За результатами виконаних теоретичних та практичних досліджень сформульовано такі узагальнені висновки:

Виконані дослідження дозволяють зробити наступні висновки:

1. Проведено детальний аналіз проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах. Розглянуто структуру втрат електроенергії, що включає навантажувальні втрати та умовно-постійні технічні втрати, а також проаналізовано основні методи їх розрахунку. Приділено увагу аналізу різних підходів до розрахунку втрат. Досліджено широкий спектр організаційних та технічних заходів щодо зниження технологічних втрат. Незважаючи на значну кількість наукових досліджень, присвячених проблемі зниження втрат електроенергії в електричних мережах, це питання залишається актуальним. Динамічні умови експлуатації, зростання енергоспоживання, інтеграція відновлюваних джерел енергії та цифровізація енергетичних систем вимагають подальшого вдосконалення методів оптимізації режимів роботи електромереж.

2. Розглянуто розвиток ВДЕ в Україні, їх вплив на рівень втрат електроенергії, напругу та якість електропостачання. Визначено, що ВДЕ має 3 сценарії впливу на втрати електроенергії в ЕМ. Проведено аналіз можливих варіантів підключення ВДЕ до електричних мереж та особливостей їх режимів роботи. Визначено, що існує 4 режими роботи ВДЕ в ЕМ. Досліджено основні проблеми, пов'язані з підвищенням енергоефективності розподільних мереж за умов інтеграції ВДЕ, зокрема зниженням втрат та забезпеченням стабільності параметрів електроенергії.

3. На основі виконаного аналізу існуючих методів пошуку оптимального місця розмикання електричної мережі, з подальшим формуванням цільової функції для пошуку оптимальної топології ЕМ удосконалено метод систематичного аналізу

топологічних конфігурацій електричних мереж на основі використання зваженої функції цілі для інтегральної оцінки альтернативних конфігурацій мережі.

4. На основі аналізу існуючих методів інтеграції ВДЕ в ЕМ було сформовано індекс чутливості для пошуку оптимального місця підключення ВДЕ до ЕМ за критерієм мінімізації втрат та з обмеженнями щодо стійкості ЕМ.

5. Удосконалено метод послідовного перебору варіантів для вибору місць встановлення ВДЕ в розподільчих ЕМ, що відрізняється від існуючого використанням індексу чутливості, який ґрунтується на аналізі активних втрат у лініях електропередачі. Запропонований алгоритм передбачає двоетапний процес: спочатку визначаються лінії з найбільшими активними втратами, після чого аналізуються вузли (ПС) на їх кінцях як потенційні точки підключення ВДЕ. Відмінною особливістю є введення додаткових обмежень за рівнем напруги у вузлах підключення ВДЕ та пропускною здатністю ЛЕП, що дозволяє враховувати технічні обмеження мережі та забезпечує стабільність її режиму роботи.

6. З урахуванням проведеного аналізу існуючих методів пошуку місця для впровадження КУ в ЕМ, було обрано до застосування метод динамічного програмування, який на відміну від інших, є потужним інструментом для вирішення задач оптимізації, що мають характерні для комбінаторних задач структурні особливості. Удосконалено метод динамічного програмування для визначення оптимальних місць впровадження КУ в ЕМ, який відрізняється від існуючих підходів використанням комбінаторних задач для більш детальної оцінки можливих варіантів розміщення КУ.

7. Представлено систематизований та поетапний підхід до модернізації ЕМ з метою підвищення їх енергоефективності в умовах інтеграції ВДЕ. На основі результатів, отриманих у попередніх розділах, сформовано загальну концепцію, яка передбачає послідовну реалізацію трьох ключових етапів: оптимізація топології мережі, інтеграція ВДЕ та впровадження КУ. Сформовано узагальнену багатокритеріальну цільову функцію, яка об'єднує всі три етапи модернізації. Вона

враховує втрати електроенергії, стійкість режимів та технічні обмеження, що дозволяє розглядати задачу підвищення енергоефективності ЕМ як єдину комплексну оптимізаційну проблему.

8. Результати чисельного моделювання підтвердили ефективність запропонованої поетапної методики модернізації ЕМ. Застосування комбінованого підходу, що включає оптимізацію топології, цілеспрямовану інтеграцію ВДЕ та управління реактивною потужністю, дозволяє досягти істотного підвищення енергоефективності мережі при збереженні її технічної надійності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Оптимізація процесів електропостачання та енергозбереження : конспект лекцій / уклад.: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. І. Дяговченко, Т. М. Загородня. Суми : Сумський державний університет, 2023. 125 с.
2. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2006. 89 с.
3. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / В. Г. Бебко, С. Я. Меженний, В. Г. Стафійчук, В. Ф. Юрчук. Київ : Урожай, 1987.
4. Рогальський Б. С. Проблеми енергозбереження, зниження втрат електроенергії в електричних мережах : навч. посіб. Вінниця : ВДТУ, 1996. 112 с.
5. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Лутчин М. М. Електричні системи та мережі : навч. посіб. Київ : НТУУ «КПІ», 2012. 169 с.
6. Кирик В. В., Масалова Т. Б. Електричні системи та мережі. Режими роботи розімкнених мереж : навч. посіб. Київ : НТУУ «КПІ», 2015. 256 с.
7. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : навч. посіб. Вінниця : ВДТУ, 2002. 116 с.
8. Проскурня О. М., Ганус О. І. Економіка в енергетиці : навч. посіб. Харків : НТУ «ХПІ», 2012. 272 с.
9. Лежнюк П. Д., Добровольська Л. Н., Кулик В. В. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / за ред. П. Д. Лежнюка. Луцьк : ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.
10. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. [Чинний від 2014-01-01]. Київ : Міненерговугілля України, 2014.
11. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Сікорська О. В. Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2023. 195 с.

12. The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units / P. Lezhniuk, O. Rubanenko, V. Komar, O. Sikorska. *Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, 2020. P. 247–252.

13. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В., Котилко І. В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2019. Вип. 56, № 3. С. 99–106. DOI: 10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106.

14. Електрична частина станцій та підстанцій : навч.-метод. посіб. / уклад. В. В. Літвінов. Запоріжжя : ЗДІА, 2015. 96 с.

15. Гілевич К. М. Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 2. DOI: 10.20535/1813-5420.2.2024.303068.

16. Щербак І. Є. Оцінка вирівнювання графіків електричних навантажень. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2018. Вип. 51, № 1. С. 36–39.

17. Шашков С., Зубко В., Чепіжний А. Організаційно-економічні складові програм розвитку електричних мереж. *Herald of Khmelnytskyi National University. Economic Sciences*. 2023. Vol. 324, No. 6. P. 179–183.

18. Чижевський В. В., Баженов В. А. Методи оптимізації режимів енергосистем : навч. посіб. [Електронний ресурс]. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 48 с. URL: <https://ela.kpi.ua/items/0a9038a7-a6e2-4668-b8cb-86311644896e> (дата звернення: 12.12.2025).

19. Кулик В. В., Писклярова А. В. Технологічні витрати електроенергії в розподільних мережах 10–0,38 кВ : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2011. 180 с.

20. Лежнюк П. Д., Кравцов К. І. Реалізація контролю і керування функціонуванням трансформаторів в електроенергетичних системах. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2001. № 6. С. 84–86.

21. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією : навч. посіб. / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 163 с.
22. Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks / A. Kot, W. Nowak, W. Szpyra, R. Tarko. *Przeglad elektrotechniczny*. 2013. No. 6. Pp. 190–195.
23. Importance of reactive power for distributed generation / Akash, G. Shah, H. P. Singh, A. K. Chauhan. *International journal of emerging technology and advanced engineering*. 2014. No. 1. Pp. 84–88.
24. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Шляхи підвищення ефективності компенсації реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2025. Т. 25, № 3. С. 19–29. DOI: 10.32782/2078-0877-2025-25-3-2.
25. До питання компенсації реактивної потужності в електричних системах / I. V. Khomenko, M. F. Piskurev, I. V. Stasiuk et al. *Вісник НТУ «ХП»*. Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика. 2018. № 32 (1308). С. 71–76. DOI: 10.20998/2079-3944.2018.32.13.
26. Лежнюк П. Д., Нанака О. М. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2015. 148 с.
27. Frie Ayalew, Seada Hussen. Reactive power compensation: a review. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology*. 2019. Vol. 3, iss. 11. P. 1–7.
28. Основи електропостачання сільського господарства : навч. посіб. / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.

29. Практикум з обліку та аналізу технічного стану розподільних мереж напругою 0,38–20 кВ з повітряними лініями електропередачі : навч. посіб. / І. М. Трунова, О. А. Савченко, В. Г. Пазій. Харків : Фінарт, 2016. 112 с.
30. ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Чинний від 1997-01-01]. Київ : Держстандарт України, 1996.
31. ГКД 34.46.501-2003. Типова інструкція з експлуатації. Трансформатори силові. Київ : Мінпаливенерго України, 2003.
32. Автоматизація керування режимами міських електричних мереж : монографія / П. П. Говоров, В. Ф. Харченко, В. П. Говоров. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. 229 с.
33. Говоров П. П., Говоров В. П., Кіндінова А. К. Автоматизація керування режимами систем електропостачання та освітлення міст. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. № 5. С. 58–63. DOI: 10.31649/1997-9266-2021-158-5-58-63.
34. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ. *Наукові праці ВНТУ*. 2016. № 1. С. 1–4.
35. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ. *Гідроенергетика України*. 2016. № 3-4. С. 7–13.
36. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Лінгвістична модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ. *Вісник ВПІ*. 2016. Вип. 5. С. 58–67.
37. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.
38. Ципленков Д. В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2015. № 1. С. 77–82. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee\\_2015\\_1\\_15](http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15) (дата звернення: 12.12.2025).

39. Будзко І. А., Левін М. С. Електропостачання сільськогосподарських підприємств і населених пунктів. Харків : Техніка, 2018. 285 с.
40. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.
41. Кучанський В. В., Малахатка Д. О. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж : монографія. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 120 с.
42. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2006. 89 с.
43. Loss minimization techniques for optimal operation and planning of distribution systems: A review of different methodologies / K. S. Sambaiah, T. Jayabarathi. *John Wiley & Sons, Ltd*, 2019. P. 1–48. DOI: 10.1002/2050-7038.12230.
44. Smart Metering Systems Optimization for Non-Technical Losses Reduction and Consumption Recording Operation Improvement in Electricity Sector / I. Vlasa, A. Gligor, C. D. Dumitru, L. B. Iantovics. *Sensors*. 2020. Vol. 20, iss. 10. Art. 2947.
45. Power System Reconfiguration in Distribution System for Loss Minimization Using Optimization Techniques: A Review / P. Ushashree, K. S. Kumar. *Wireless Pers Commun*. 2023. Vol. 128. P. 1907–1940. DOI: 10.1007/s11277-022-10026-3.
46. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2017. 164 с.
47. Застосування інтелектуальних систем для підвищення надійності та ефективності функціонування електроенергетичних мереж / М. Стаднік, А. Штуць, М. Колісник, Н. Григоренко. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*. 2025. Vol. 347, no. 1. P. 291–299.
48. Кузнецов М. П. Забезпечення енергобалансу в комбінованих енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії. *Відновлювальна енергетика та*

*енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XX Міжн. наук.-практ. конф. (Київ, 15–16 трав. 2019 р.). Київ : Інтерсервіс, 2019. С. 48–52.

49. Мірошник Ю. В., Казанський С. В. Моделювання режимів роботи електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії. *Відновлювальна енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XX Міжн. наук.-практ. конф. (Київ, 15–16 трав. 2019 р.). Київ : Інтерсервіс, 2019. С. 113–116.

50. Бурикін О. Б., Малогулко Ю. В. Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: Електротехніка і енергетика*. 2013. № 2 (15). С. 42–46.

51. Демов О. Д. Оптимізація процесу впровадження компенсувальних установок в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2016. 98 с.

52. Шестеренко В. Є., Ізволенький І. Є. Підвищення ефективності компенсації реактивної потужності в системах електропостачання. *Наукові праці Національного університету харчових технологій*. 2017. Т. 23, № 2. С. 140–146.

53. Comparative review of reactive power compensation technologies / F. O. Igbinoia et al. *2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. Kouty nad Desnou, 2015. P. 2–7. DOI: 10.1109/EPE.2015.7161066.

54. Шестеренко В. Є., Ізволенький І. Є. Компенсація реактивної потужності як ефективний засіб зниження втрат електроенергії. *Наукові праці Національного університету харчових технологій*. 2015. Т. 21, № 5. С. 169–178.

55. Use of Capacitor Batteries to Improve the Quality of Electrical Energy / S. Shevchenko et al. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, 2021. P. 666–669.

56. Distribution system reconfiguration using genetic algorithm based on connected graphs / B. Tomoiagă et al. *Electric Power Systems Research*. 2013. Vol. 104. P. 216–225. DOI: 10.1016/j.epsr.2013.06.021.

57. Застосування багатоцільової оптимізації для симетрування та зменшення відхилень напруг в електричних мережах / М. Й. Бурбело, А. М. Волоцький, О. В. Бабенко, О. В. Салій. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2005. № 6. С. 76–79.
58. Брила А. Ю. Задача лексикографічної оптимізації з альтеративними критеріями та інтервальними обмеженнями допустимості. *Науковий вісник Ужгородського університету. Серія: Математика і інформатика*. 2023. Т. 1, вип. 42. С. 148–153.
59. Александров О. І., Домніков С. В., Іванько Д. О. Оптимізація режиму енергосистеми методом нечіткої логіки. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 2. С. 20–28.
60. Зінзура В. В. Методи розв'язку задачі багатокритеріальної оптимізації регулювання напруги в електричних мережах. *Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету*. 2012. Вип. 25(1). С. 350–360.
61. Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm / E. M. Carreno, N. Moreira, R. Romero. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Tampa, 2007. P. 1–6. DOI: 10.1109/PES.2007.385648.
62. Tolabi H. B., Moradi M. H. A new combination of simulated annealing, genetic algorithm, and graph theory techniques for multiobjective reconfiguration of distribution system. *J Basic Appl Sci Res*. 2013. No. 3. P. 505–514.
63. Tolabi H. B., Ali M. H., Rizwan M. Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2015. Vol. 6, no. 1. P. 210–218.
64. Nodushan M. M., Ghadimi A., Salami A. Voltage sag improvement in radial distribution networks using reconfiguration simultaneous with DG placement. *Indian J Sci Technol*. 2013. Vol. 6, no. 7. P. 4862–4869.

65. Srinivasa Rao R., Narasimham S. V. L., Ramalingaraju M. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2008. Vol. 2. P. 1964–1970.
66. Kashem M., Jasmon G., Ganapathy V. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2000. Vol. 22. P. 269–276. DOI: 10.1016/S0142-0615(99)00057-5.
67. DIgSILENT PowerFactory 2017 : посібник користувача. Німеччина : DIgSILENT GmbH, 2017. 2160 с.
68. Моделювання в енергетиці : метод. вказівки до викон. практ. робіт «Основи роботи в DigSilent Power Factory» / упоряд. В. Г. Пазій. Харків : ДБТУ, 2023. 26 с.
69. Wies R. W., Johnson R. A., Aspnes J. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and 98 smart grid technology. *Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2010. P. 1–8.
70. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2009. Вип. 24. С. 3–7.
71. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.
72. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році : Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 440. URL: [https://www.nerc.gov.ua/index.php/map\\_9/data/filearch/Materialy\\_zasidan/2018/?id=3967](https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=3967) 8 (дата звернення: 12.12.2025).
73. Рубаненко О. О. Підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії : монографія. Вінниця : Влавке, 2024. 428 с.

74. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії вдвічі. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zroslana-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/> (дата звернення: 20.12.2025).
75. Dolezal J., Sautarius P., Tlusty J. The effect of dispersed generation on power quality in distribution system. *Quality and Security of Electric Power Delivery Systems : CIGRE/IEEE PES Int. Symposium*. 2003. P. 204–207.
76. Impact of Embedded Generation on the Voltage Quality of Distribution Networks / G. Esposito, N. Golovanov, C. Lazaroiu, D. Zaninelli. *Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*. 2007. Vol. 3, no. 1.
77. Baggini A. B. Handbook of Power Quality. Chichester, England : John Wiley & Sons, 2008. 642 p.
78. Яндульський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії : монографія. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 191 с.
79. Kiprakis A. E., Wallace A. R. Maximising energy capture from distributed generators in weak networks. *IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution*. 2004. Vol. 151, no. 5. P. 611–618.
80. Gaonkar D. N., Rao P. C., Patel R. N. Hybrid Method for Voltage Regulation of Distribution System with Maximum Utilization of Connected Distributed Generation Source. *2006 IEEE Power India Conference*. New Delhi, 2006. P. 1–5.
81. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators / K. Turitsyn et al. *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. Gaithersburg, 2010. P. 79–84.
82. Intelligent voltage control in distribution network with distributed generation / T. Tran-Quoc et al. *19th International Conference on Electricity Distribution*. Vienna, 2007. P. 1–4.

83. Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators / K. Turitsyn et al. *Proceedings of the IEEE*. 2011. Vol. 99, no. 6. P. 1063–1073.
84. Adaptive Voltage Control With Distributed Energy Resources: Algorithm, Theoretical Analysis, Simulation, and Field Test Verification / H. Li et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25, no. 3. P. 1638–1647.
85. Sansawatt T., Ochoa L. F., Harrison G. P. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Pittsburgh, 2010. P. 1–6.
86. Zhou Q., Bialek J. W. Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol. 1, no. 3. P. 492–498.
87. Control Strategy of Distributed Generation for Voltage Support in Distribution Systems / A. T. Le et al. *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*. New Delhi, 2006. P. 1–6.
88. Mogos F., Guillaud X. A voltage regulation system for distributed generation. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*. 2004. Vol. 2. P. 787–794.
89. DG Demo Net-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration / F. Kupzog et al. *5th IEEE International Conference on Industrial Informatics*. Vienna, 2007. P. 1197–1202.
90. Пуцентейло П. Р. Концепція smart grid: технологічні, організаційні та економічні аспекти розвитку енергетичної сфери. *Інноваційна економіка*. 2023. № 1. С. 137–150. DOI: 10.37332/2309-1533.2023.1.19.
91. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / за заг. ред. О. В. Кириленка. Київ : Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
92. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, О. Я. Яндульський, А. О. Стелюк. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 4. С. 52–57.

93. Абакумов В. Г. Оптимізація електровитрат підприємства на основі вибору тарифних планів. *Електрика*. 2001. № 3. С. 15–19.
94. Herman D. Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid-Based Power Systems : Final Report. 2001. 107 p.
95. Якименко Ю. І. та ін. Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах. Київ : ІВЦ «Політехніка», 2001. 114 с.
96. Zang H., Chandorkar M., Venkataramanan G. Development of Static Switchgear for Utility Interconnection in a Microgrid. *Power and Energy Systems PES*. Palm Springs, 2003. P. 25–26.
97. Lasseter R. MicroGrids. *IEEE PES Winter Meeting*. 2002. P. 25–26.
98. Праховник А. В., Денисюк С. П., Коцар О. В. Принципи організації взаємодії компонент смарт мереж. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 51–52.
99. Optimal Placement and Sizing of Renewable Distributed Generators for Power Loss Reduction in Microgrid using Swarm Intelligence and Bio-inspired Algorithms / N. Mezhoud et al. *Sci. Eng. Technol.* 2025. Vol. 5, no. 1. P. 163–176. DOI: 10.54327/set2025/v5.i1.208.
100. Рогоза В. С., Іщенко Г. В. Інтелектуальні платформи розподілених інформаційних середовищ : монографія / Нац. техн. ун-т України «Київ. політехн. ін-т». Київ : НТУУ «КПІ», 2009. 358 с.
101. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів. Київ, 2006. 129 с.
102. Стогній Б. С., Сопель М. Ф. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 1. С. 62–68.
103. State of the Art Monte Carlo Method Applied to Power System Analysis with Distributed Generation / T. P. Abud et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 1. Art. 394. DOI: 10.3390/en16010394.

104. Фотоелектричні станції як засіб регулювання перетоків реактивної потужності в електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. О. Бандура. *Наукові нотатки*. Луцьк, 2019. Вип. 65.

105. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії : Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.2018 № 87.

106. ДСТУ 8635:2016. Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи. [Чинний від 2017-01-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.

107. Мацкевич Ю. М. Багатоцільова компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах міст : магістер. дисертація. Київ : КПІ, 2018. 150 с.

108. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом невизначених множників Лагранжа : [рукопис].

109. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом покоординатного спуску : [рукопис].

110. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом динамічного програмування : [рукопис].

## ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВПРОВАДЖЕННЯ 4 КУ В ЕМ

Таблиця А.1 - Результати розрахунків впровадження 4 КУ в ЕМ

Назва варіанту	Сумарні активні втрати в ЛЕП, МВт, $\Delta P_{\text{втр}}$	Сумарні реактивні втрати в ЛЕП, МВАр, $\Delta Q_{\text{втр}}$
1. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т) - Сума: 6.3 МВАр	0,73806	1,147319
2. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т) Сума: 6.2 МВАр	0,75726	1,173834
3. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т) Сума: 6.1 МВАр	0,74228	1,153174
4. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т) Сума: 6.0 МВАр	0,73821	1,149339
5. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 6.0 МВАр	0,75402	1,169215
6. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т) Сума: 5.9 МВАр	0,76066	1,178522
7. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.8 МВАр	0,74488	1,156793
8. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.7 МВАр	0,74126	1,15354
9. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.7 МВАр	0,75742	1,173895
10. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.9 МВАр	0,74665	1,159638
11. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т) Сума: 5.6 МВАр	0,74992	1,164136
12. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Люботин (2Т) Сума: 5.7 МВАр	0,73519	1,148348
13. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Люботин (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,73859	1,153039
14. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.8 МВАр	0,74395	1,146093
15. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,74735	1,150784
16. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.6 МВАр	0,76683	1,187019
17. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,76654	1,188075
18. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,78581	1,212832
19. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,77673	1,200831
20. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,74686	1,161219

## Продовження таблиці А.1

21. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,76358	1,18238
22. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,75587	1,172314
23. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,74476	1,161541
24. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,75352	1,159287
25. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,76333	1,183511
26. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,75719	1,175234
27. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,74444	1,162564
28. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,75321	1,16031
29. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,77348	1,196196
30. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,76309	1,186456
31. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,77186	1,184201
32. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,75466	1,175352
33. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,76342	1,173098
34. Пісочин (3Т), Мерефа (1Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,75307	1,163426
35. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т) Сума: 5.8 МВАр	0,77941	1,199284
36. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.7 МВАр	0,76721	1,182159
37. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.6 МВАр	0,75297	1,166248
38. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.6 МВАр	0,77608	1,194532
39. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,76598	1,181773
40. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Люботин (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,75737	1,173857
41. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,76614	1,171603
42. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.5 МВАр	0,78456	1,206469
43. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,77375	1,195008

## Продовження таблиці А.1

44. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,79996	1,227665
45. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78828	1,21267
46. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,78063	1,206154
47. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,78939	1,203899
48. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,75755	1,172622
49. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78122	1,201704
50. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,77091	1,188641
51. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,76252	1,181048
52. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77128	1,178794
53. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77046	1,190316
54. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,76167	1,178983
55. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,75169	1,169555
56. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,76045	1,167301
57. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,78495	1,207908
58. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,77727	1,201346
59. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78604	1,199092
60. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,76624	1,187248
61. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77501	1,184994
62. Пісочин (3Т), В. Селище (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,76737	1,178498
63. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.5 МВАр	0,78772	1,210874
64. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,77736	1,199999
65. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,8039	1,233121
66. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,7921	1,217948

## Продовження таблиці А.1

67. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,78458	1,211621
68. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,79334	1,209366
69. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,76037	1,176548
70. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78438	1,206102
71. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,77394	1,192859
72. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,76568	1,185457
73. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77445	1,183203
74. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77407	1,195299
75. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,76515	1,183785
76. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,7553	1,174549
77. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,76407	1,172295
78. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,78877	1,213179
79. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78122	1,206806
80. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78998	1,204551
81. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77006	1,19253
82. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77883	1,190276
83. Пісочин (3Т), В. Селище (3Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77132	1,183969
84. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78389	1,209004
85. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,81097	1,242909
86. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,79897	1,227437
87. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,79166	1,221427
88. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,80043	1,219173
89. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,80401	1,236437

## Продовження таблиці А.1

90. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,79352	1,222692
91. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,78463	1,214849
92. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,79339	1,212595
93. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,82019	1,256408
94. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,81359	1,251409
95. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,82235	1,249155
96. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,80088	1,234921
97. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,80964	1,232666
98. Пісочин (3Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,80307	1,227734
99. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,78059	1,204292
100. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,77146	1,192475
101. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,76183	1,18356
102. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,7706	1,181306
103. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,79563	1,222656
104. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78829	1,2166
105. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,79706	1,214345
106. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77693	1,202025
107. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,7857	1,19977
108. Пісочин (3Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,7784	1,193781
109. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,79023	1,217984
110. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78131	1,210094
111. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,79007	1,20784
112. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77146	1,197247

## Продовження таблиці А.1

113. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,78023	1,194992
114. Пісочин (3Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77135	1,18717
115. Пісочин (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,79751	1,230097
116. Пісочин (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,80628	1,227842
117. Пісочин (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,79968	1,222864
118. Пісочин (3Т), Буди (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,78762	1,207273
119. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т) Сума: 5.7 МВАр	0,77899	1,230015
120. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.6 МВАр	0,76997	1,217416
121. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,76251	1,209183
122. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.5 МВАр	0,77577	1,225453
123. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,76935	1,217244
124. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Люботин (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,7569	1,204503
125. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (3Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,75994	1,19085
126. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.5 МВАр	0,7832	1,235864
127. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,77915	1,232062
128. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.4 МВАр	0,79559	1,252803
129. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78757	1,242329
130. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,7761	1,231017
131. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Н. Володага (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,77914	1,217365
132. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,76613	1,214198
133. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,77998	1,231289
134. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,77334	1,222769
135. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,76111	1,210358

## Продовження таблиці А.1

136. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,76415	1,196705
137. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77598	1,227562
138. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,77091	1,220832
139. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,75704	1,206522
140. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,76008	1,192869
141. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,78436	1,237757
142. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,77286	1,226399
143. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,77589	1,212746
144. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,76548	1,216822
145. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,76852	1,203169
146. Мерефа (1Т), В. Селище (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,75706	1,191878
147. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т) Сума: 5.4 МВАр	0,78581	1,239479
148. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,78221	1,23626
149. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.3 МВАр	0,79898	1,25748
150. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,79084	1,246824
151. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,7795	1,235705
152. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Н. Володага (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,78254	1,222052
153. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,76839	1,21732
154. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,78258	1,234897
155. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,77581	1,226192
156. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,76372	1,213977
157. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,76676	1,200324
158. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,77903	1,231752

## Продовження таблиці А.1

159. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,77383	1,224837
160. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,7601	1,210723
161. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,76314	1,19707
162. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,78762	1,242244
163. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77625	1,231079
164. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,77929	1,217426
165. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,76875	1,22132
166. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77179	1,207667
167. Мерефа (1Т), В. Селище (3Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,76046	1,196569
168. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Мерефа (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,7878	1,243933
169. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.2 МВАр	0,80514	1,265958
170. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т) Сума: 5.1 МВАр	0,79679	1,254996
171. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,78567	1,244202
172. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), В. Селище (1Т), Пісочин (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,7887	1,230549
173. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,80492	1,267124
174. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,79813	1,25795
175. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,78537	1,245259
176. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Мерефа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,78841	1,231606
177. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,81505	1,279776
178. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,80465	1,270015
179. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,80768	1,256362
180. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,79557	1,258015
181. Мерефа (1Т), Н. Володага (1Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,7986	1,244362

## Закінчення таблиці А.1

182. Мерєфа (1Т), Н. Володага (1Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,78824	1,234669
183. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Мерєфа (2Т), Новосельський ГОК (2Т) Сума: 5.0 МВАр	0,78462	1,239412
184. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Мерєфа (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.9 МВАр	0,7792	1,232187
185. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Мерєфа (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,76569	1,218402
186. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Мерєфа (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.8 МВАр	0,76873	1,204749
187. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,79356	1,250404
188. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,78241	1,239563
189. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,78545	1,22591
190. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,7747	1,229498
191. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77774	1,215845
192. Мерєфа (1Т), В. Селище (1Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,76663	1,205072
193. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т) Сума: 4.7 МВАр	0,79495	1,253433
194. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,78217	1,240695
195. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Новосельський ГОК (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.6 МВАр	0,78521	1,227042
196. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77602	1,232418
197. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,77906	1,218765
198. Мерєфа (1Т), Мерєфа (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,76632	1,206095
199. Мерєфа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т), Люботин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,79232	1,253379
200. Мерєфа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Буди (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.5 МВАр	0,79536	1,239726
201. Мерєфа (1Т), Новосельський ГОК (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.4 МВАр	0,78496	1,229987
202. Мерєфа (1Т), Буди (2Т), Люботин (2Т), Пісочин (2Т) Сума: 4.3 МВАр	0,77653	1,218883

Наукове видання

ШЕВЧЕНКО Сергій Юрійович  
ДАНИЛЬЧЕНКО Дмитро Олексійович  
КУЗНЕЦОВ Дмитро Сергійович

***ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З  
ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЖИВЛЕННЯ ЗА РАХУНОК  
ВИКОРИСТАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ***

Відповідальний за випуск Кузнецов Д.С.

В авторській редакції

---

Видавничий центр НТУ «ХП». 61002, Харків, вул. Кирпичова, 2

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.

---

Електронне видання