

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

« _____ » _____ 2019р.

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ З ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ
110-35 КВ**

08-13.МКР.018.00.101 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,
групи ЕСМ-18м

спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

освітня програма «Електричні системи і
мережі»

Поліщук Максим Андрійович

Керівник: д.т.н., доц., проф каф. ЕСС

Кулик В.В.

«_____» _____ 2019 р.

Рецензент:

«_____» _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ABSTRACT.....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	12
1.1 Теоретичні засади компенсації реактивної потужності	12
1.2 Засоби компенсації реактивної потужності	17
1.2.1 Синхронні генератори	17
1.2.2 Конденсаторні батареї.....	21
1.2.3 Реактори	21
1.2.4 Статичні тиристорні компенсатори	24
1.2.5 Статичні вентильні джерела реактивної потужності.....	26
1.3 Компенсація реактивної потужності у зарубіжних країнах.	30
1.4 Висновки до розділу 1.....	34
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РОЗВ’ЯЗАННЯ ЗАДАЧ ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	36
2.1 Оптимізація режимів електричних мереж на основі принципу найменшої дії.....	38
2.3 Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі на основі моделювання її ідеальних режимів	41
2.3.1 Визначення економічних опорів ДРП для розв’язання експлуатаційних задач	43
2.3.2 Визначення економічних опорів ДРП для розв’язання проектних задач.....	47
2.4 Висновки до розділу 2.....	52

РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМ ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	56
3.1 Визначення оптимального рівня компенсації реактивних навантажень для електромереж на основі принципу найменшої дії	54
3.1.1 Оптимізація рівнів компенсації реактивної потужності в ЕМ за результатами імітації ідеальних режимів	55
3.1.2 Оптимізація розміщення ДРП в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності.....	59
3.2 Висновки до розділу 3	64
РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНІ РОЗРАХУНКИ З ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ТА НАПРУГОЮ	66
4.1 Оцінювання обґрунтованої ефективності встановлення ДРП на прикладі електричних мереж 110-35 кВ ПАТ "Вінницяобленерго"	67
4.1.1 Постановка оптимізаційної задачі, формування обмежень	67
4.1.2 Порівняння оптимальних рішень за різними критеріями	70
4.1.3 Визначення оптимальної послідовності розміщення ДРП.....	77
4.2 Вплив надійності електромереж та якості інформаційного забезпечення та результати оптимізації розміщення ДРП.....	75
4.3 Висновки до розділу 4.....	84
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	86
5.1 Задачі розділу.....	86
5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням мереж 35-110кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України	88
5.2.1 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою мережі 35 кВ. .	91
5.3 Дослідження стійкості роботи розподільних електричних мереж 35-110кВ в умовах дії загрозливих чинників НС.	95
5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільних електричних мереж в умовах дії іонізуючого випромінювання	94

5.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільної електричної мережі в умовах дії ЕМІ.....	96
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи розподільної електричної мережі від дії загрозливих чинників НС....	98
5.4 Висновки до розділу.	100
ВИСНОВКИ	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105
ДОДАТОК А	110
ДОДАТОК Б.....	114
ДОДАТОК В	121
ДОДАТОК Г	124
ДОДАТОК Д.....	128

АНОТАЦІЯ

Поліщук Максим Андрійович «Розроблення заходів з оптимізації перетікань реактивної потужності у розподільних мережах 110-35 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019. – 142 с. Бібліогр. : 38. Рис. : 27. Табл. : 23.

Досліджено структуру витрат енергопостачальної компанії, пов'язаних з обслуговуванням реактивних перетікань. Врахування витрат, пов'язаних з транспортуванням реактивної потужності для потреб технологічного процесу ЕМ, а також більш адекватне моделювання витрат, які виникають за рахунок транспортування реактивної потужності від РДЕ забезпечує можливість використання сукупних витрат в якості цільової функції для розв'язання ряду актуальних задач, пов'язаних з компенсацією реактивної потужності.

Запропоновано алгоритми оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ на основі розрахунку економічного поточкорозподілу. Ефективність алгоритмів перевірено на прикладах електромереж 110-35 кВ.

Запропоновано заходи з забезпечення охорони праці та безпеки життєдіяльності.

Ключові слова: електрична мережа, реактивна потужність, втрати електроенергії, батареї конденсаторів

ABSTRACT

Polishchuk Maksym "Development of measures for optimization of jet power flows in 110-35kv distribution networks". Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 142 pp. Bibliography. : 38. Fig. : 27. Tab. : 23.

The cost structure of a power company related to jet service is investigated. Taking into account the costs associated with transporting reactive power for the needs of the EM process, as well as more adequate modeling of costs arising from the transportation of reactive power from RED provides the opportunity to use aggregate costs as a target function to solve a number of pressing problems reactive power compensation.

The algorithms for optimization of reactive power flow in EM based on the calculation of economic flow distribution are proposed. The efficiency of the algorithms was tested on the examples of 110-35 kV power grids.

Measures to ensure occupational health and safety have been proposed.

Key words: electric network, reactive power, electric power losses, capacitor batteries.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	– асинхронний генератор;
АСК	– асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком;
АС ЕМПЧ	– асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти;
БК	– батарея конденсаторів;
ВФТ	– фазо оборотний трансформатор;
ЕК	– енергопостачальна компанія;
ЕС	– електрична система;
КРН	– компенсація реактивних навантажень;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КУ	– компенсувальна установка;
ОРПШ	– об'єднаний регулятор потоків потужності;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– район електричних мереж;
СГ	– синхронний генератор;
СТАТКОМ	– синхронний статичний компенсатор;
ФПУ	– фазо поворотний пристрій;
СТК	– статичні тиристорні компенсатори.

ВСТУП

Актуальність теми. Питання енергоефективності та енергозбереження сьогодні надзвичайно актуальні для України: попит на енергоресурси зростає, тоді як запаси традиційних видів палива щороку зменшуються. З огляду на це, проблеми – застосування енергоефективних та енергозберігаючих технологій, використання відновлюваних і альтернативних джерел енергії залишаються одними з пріоритетних в розвитку електроенергетики нашої країни, недостатня увага до них спричиняє як відчутні економічні, так і негативні екологічні наслідки.

Для раціонального використання електроенергії необхідно забезпечити економічні засоби її передачі, розподілу й споживання з мінімальними втратами. Реактивна незбалансованість електроустановок відокремлених технологічних, виробничих, рекреаційних та інших об'єктів призводить до понаднормативних втрат електроенергії в мережах електропередавальної організації та погіршення якості електроенергії. Внаслідок цього важливе значення має компенсація реактивних навантажень й підвищення коефіцієнта потужності в системах електропостачання підприємств.

Реактивна потужність є невід'ємним елементом виробництва, передачі і споживання електроенергії. Транспортування її електричними мережами викликає низку негативних явищ, які виявляються в погіршенні якості напруги та в збільшенні втрат електроенергії. Вона також впливає на стійкість вузлів навантаження, зменшує пропускну здатність мережі. Основними негативними факторами, що пов'язані з передачею реактивної потужності електричними мережами є збільшення струмових навантажень, зростання спадів напруги, збільшення втрат активної потужності та витрат енергоресурсів на виробництво енергії та ін. Особливе місце втрат електроенергії, як критерію оптимальності компенсації реактивної потужності (КРП) зумовлене відносною простотою його оцінювання в грошовому вигляді, на відміну від

інших. Тому на основі виділення додаткових втрат електроенергії від потоків реактивної потужності й мінімізації останніх побудовано чинну методику КРП [10].

Вона має низку недоліків, які потребують доопрацювання. Це відсутність взаємопов'язаних рішень для енергопостачальних компаній, споживачів та власників РДЕ, приєднаних до їх електромереж; не врахування низки важливих економічних аспектів, що стосуються функціонування розосереджених джерел у мережах енергопостачальних компаній; низька ефективність врахування реверсивних перетікань реактивної потужності в розподільних електричних мережах (ЕМ) тощо.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних електромереж за рахунок оптимізації перетікань реактивної потужності.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз існуючих засобів компенсації реактивної потужності;
- вдосконалення методу оптимізації розміщення засобів КРП з імітацією «ідеального» струморозподілу в електромережах;
- вдосконалення методу оптимізації розміщення засобів компенсації реактивної потужності за критерієм максимуму рентабельності з урахуванням допустимих відхилень напруги.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з джерелами компенсації реактивної потужності.

Предмет дослідження – методи і засоби аналізу та оптимізації перетікань реактивної потужності в розподільних електричних мережах з джерелами КРП.

Методи досліджень. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Усталені режими ЕМ моделюються і аналізуються на базі методу середніх навантажень. Для розроблення алгоритмів аналізу перетікань реактивної потужності в

розподільних електромережах з РДЕ використовувались матрична алгебра, теорія графів та декомпозиція.

Наукова новизна одержаних результатів. Показано доцільність використання економічного струморозподілу для визначення оптимальних рівнів компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в визначенні складової втрат електроенергії від перетікань реактивної потужності у розподільних мережах з РДЕ, а також розрахунку оптимальних рівнів компенсації реактивної потужності споживачів в електричних мережах з РДЕ з урахуванням їх впливу на структуру втрат електроенергії.

Особистий внесок здобувача. Основні результати, наведені у роботі, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Сьогодні проблему реактивної потужності особливо гостро обговорюють як енергетики, так і споживачі електроенергії. Оpubліковано багато наукових статей і нормативних документів щодо цієї проблеми. Проте спостерігається певна односторонність у розгляді місця й ролі реактивної потужності в електричних мережах. Серед задач, які виникають із генеруванням, передачею і споживанням реактивної потужності, найбільше приділяють увагу впливу її на втрати активної потужності (електроенергії) в електричних мережах. Наприклад, методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, іншими словами, компенсації реактивної потужності, розробляють, виходячи практично з урахування тільки цього чинника. Разом із тим реактивна потужність суттєво впливає й на інші параметри режимів та параметри електричних мереж.

1.1 Теоретичні засади компенсації реактивної потужності

Електрична потужність – це фізична величина, що характеризує швидкість генерації, передачі або споживання електричної енергії в одиницю часу. Чим більша потужність, тим більшу роботу може зробити електроустановка в одиницю часу. Миттєва потужність – це добуток миттєвих значень напруги і сили струму на якійсь ділянці електричного кола.

У колах постійного струму значення миттєвої і середньої потужності за якийсь проміжок часу збігаються, а поняття реактивної потужності відсутнє. У колах змінного струму так відбувається тільки в тому випадку, якщо навантаження чисто активне. Це, наприклад, електронагрівач або лампа розжарювання. При такому навантаженні в колі змінного струму фаза напруги і фаза струму збігаються і вся потужність передається в навантаження. Якщо навантаження індуктивне (трансформатори, електродвигуни), то струм відстає

по фазі від напруги, якщо навантаження ємнісне (різні електронні пристрої), то струм по фазі випереджає напругу. Оскільки струм і напруга не збігаються по фазі, то в навантаження передається тільки частина потужності, яка могла б бути передана в навантаження, якби зсув фаз дорівнював нулю.

Реактивна потужність в електричній мережі, яка містить активні опори R , індуктивність L і ємність C , забезпечує (супроводжує) передачу до споживачів активної потужності, що генерується на електричних станціях. Повна потужність, яка передається, може бути подана як комплексний вектор Пойтинга $\vec{S} = [\dot{E}\hat{H}]$ і визначена як:

$$-\oint_V \vec{S} ds = \int_V \gamma E^2 dV + j2\omega \int_V \left(\frac{\mu H^2}{2} - \frac{\varepsilon E^2}{2} \right) dV \quad (1.1)$$

Де:

S – вектор повної потужності;

E – вектор напруженості електричного поля;

H – спряжений вектор напруженості магнітного поля;

μ – магнітна проникність середовища об'ємом V ;

ε – діелектрична проникність;

γ – електрична провідність.

В (1.1) перший складник є активною потужністю P , а другий – реактивною потужністю Q . Отже, теорема Умова-Пойтинга може бути записана ще й так:

$$-\oint_V S ds = P + jQ \quad (1.2)$$

У кожному елементі електричної системи, у якому здійснюється перетворення електричної енергії (генерування, споживання, передача), обов'язково наявне магнітне, електричне або електромагнітне поле. Це – технологічна необхідність. З (1.1) видно, що за наявності в кожному елементі

електричної системи магнітної або електричної енергії за певних умов при передачі їхня різниця, тобто реактивна потужність, може мінімізуватися або навіть може бути зведена до нуля. За таких умов, які прийнято називати компенсацією реактивної потужності під час її передачі, мінімізується вплив реактивної потужності на техніко-економічні показники електричної мережі. Під час переходу до ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми угодами чинники впливу реактивної потужності на техніко-економічні показники електричних мереж повинні отримувати економічну оцінку (рис. 1.1)[2].



Рисунок 1.1 – Наслідки транспортування реактивної потужності

Необхідність передачі реактивної потужності від електростанцій до споживачів впливає на конструктивні параметри електричної мережі, оскільки призводить до збільшення струму і, відповідно, до збільшення перерізу проводів, здорожчання опор повітряних ЛЕП і т. д. У випадку, коли лінії вже в експлуатації, компенсація реактивної потужності дозволяє збільшити ними на відповідну величину передачу активної потужності. Передбачивши

встановлення компенсувальних установок (КУ) в електричних мережах на стадії їхнього проектування, можна зменшити витрати, зменшивши переріз проводів і потужність трансформаторів на частину, необхідну для передачі реактивної потужності.

Передача реактивної потужності елементами електричної мережі викликає додаткові втрати активної потужності (електроенергії) та втрати напруги. Для покриття додаткових утрат електроенергії повинна бути передбачена додаткова установка потужності на електростанціях, а для підтримання напруги в допустимому діапазоні в електричних мережах повинні бути передбачені додаткові засоби регулювання напруги. Це, очевидно, вимагає додаткових капіталовкладень. Реактивна потужність, яку видають електростанції системи, пов'язана з напругою на шинах навантаження U_N збудженням генераторів E . Для радіальної мережі, сумарний опір якої x , справедлива залежність:

$$U_N^2 = \left(E - \frac{(Q_n + \Delta Q)x}{E} \right)^2 - \left(\frac{Px}{E} \right)^2 \quad (1.3)$$

де P – активна потужність електропередачі;

P_n, Q_n – активна і реактивна потужності навантаження;

$\Delta P, \Delta Q$ – втрати активної і реактивної потужностей в мережі й генераторі.

Отже, регулювання напруги на шинах навантаження забезпечується збудженням генераторів, що впливає на реактивну потужність генераторів. Рівень напруги пов'язаний із балансом реактивної потужності у мережі.

$$Q_G = Q_N + \Delta Q = \frac{E^2}{x} - \frac{EU}{x} \cos \delta, \quad (1.4)$$

де δ - кут між векторами E і U .

Увімкнення батарей конденсаторів (БК) на шини навантаження з метою компенсації реактивної потужності призводить не тільки до позитивних наслідків, тобто зменшення втрат електроенергії, а має й негативні наслідки – погіршує стійкість. На рис.1.2 показано залежності реактивної потужності й напруги до увімкнення БК (крива 1) і після включення БК (крива 2).

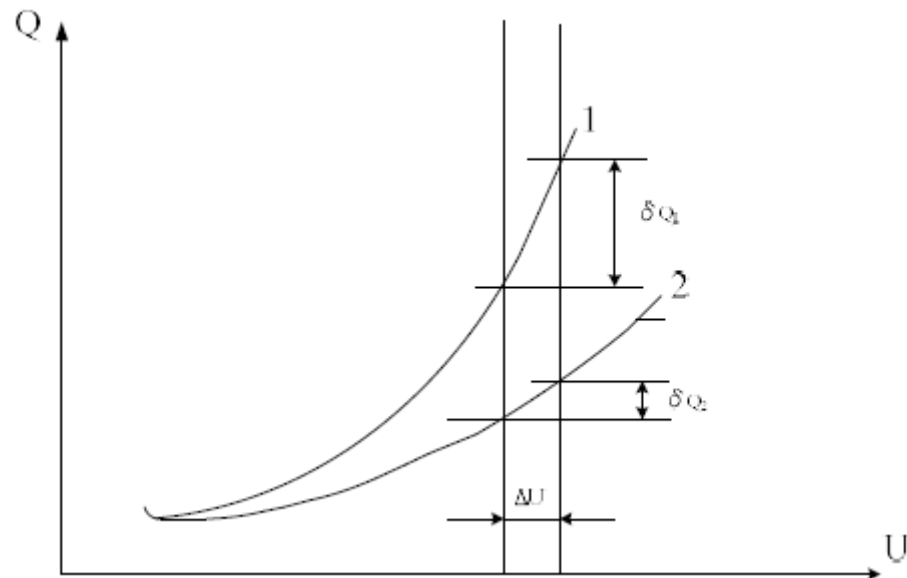


Рисунок 1.2 – Залежності реактивної потужності й напруги

Незадовільний стан засобів компенсації реактивної потужності в окремих вузлах електричної мережі призводить до того, що генератори електростанцій стають фактично єдиним ефективним засобом підтримки припустимих рівнів напруги в цих вузлах і прилеглих до них ділянок мережі. Будучи основним джерелом реактивної потужності в ЕЕС, генератори електростанцій водночас є важливим засобом регулювання напруги. У ринкових умовах регулювання напруги й реактивної потужності складають суть послуг, які надають для створення нормальних умов електропостачання .

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії», підпункту 2 пункту 4 Положення про Міністерство енергетики та вугільної

промисловості України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 29 березня 2017 року № 208, було затверджено Методику обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії. Ця Методика визначає умови розрахунку і аналізу режимів електричних мереж електроенергетичних систем, енергопостачальників і побутових споживачів, а також встановлює порядок обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії [3].

1.2 Засоби компенсації реактивної потужності

1.2.1 Синхронні генератори

В наш час більшість електричної енергії змінного струму виробляється з допомогою синхронних генераторів. Генератори, що приводяться в обертання гідротурбінами, називаються гідрогенераторами. На теплових станціях з допомогою парових турбін приводять в обертання турбогенератори. На промислових установках можна зустріти синхронні генератори, які приводяться в обертання двигунами внутрішнього згорання. В усіх перерахованих випадках механічна енергія турбін або двигунів перетворюється в електричну енергію змінного струму.

Частота f_1 енергії змінного струму, що виробляється синхронними генераторами, залежить від частоти обертання ротора n_1 і кількості пар полюсів p :

$$f_1 = \frac{pn_1}{60} \quad (1.5)$$

Але в сучасній техніці синхронні машини використовують не тільки в якості генераторів. В силовому електроприводі, в пристроях автоматики, в пристроях звукозапису використовують велику кількість синхронних машин, які працюють в режимі двигуна, — синхронних двигунів. Головна особливість

синхронного двигуна — при постійній частоті струму живлячої мережі його ротор обертається з чітко постійною (синхронною) частотою обертання.

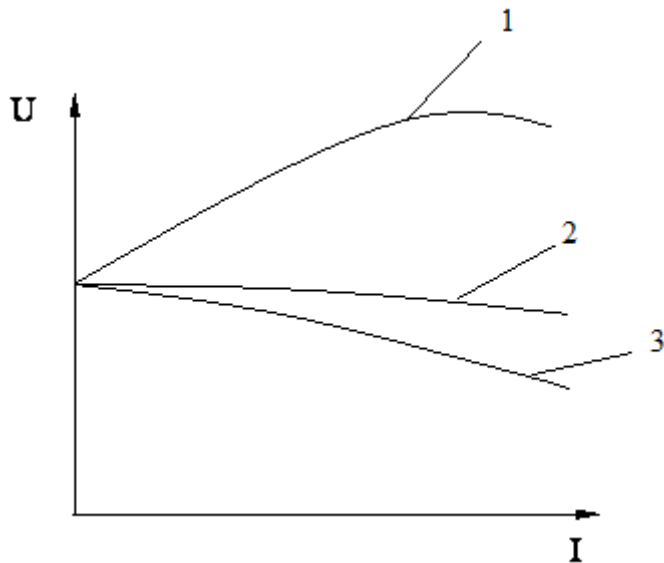


Рисунок 1.3 – Зовнішні характеристики: 1 – $\cos\varphi=0.8(\varphi<0)$; 2 – $\cos\varphi=1(\varphi=0)$; 3 – $\cos\varphi=0.8(\varphi>0)$

Зовнішні характеристики можуть зніматися за незмінного струму збудження (за холостого ходу $E_0=U_{ном}$) або за номінального струму збудження, коли номінальному навантаженню відповідає номінальна напруга.

Основними джерелами реактивної потужності в системі є синхронні генератори (СГ) електростанцій. У номінальному режимі генератор, працюючи з номінальним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_{ном}$, виробляє номінальну активну та реактивну потужності.

Регулювання реактивної потужності СГ здійснюють шляхом зміни струму збудження. Зменшуючи струм збудження, можна зменшити реактивну потужність генератора і, навпаки, - при збільшенні струму збудження потужність СГ збільшується. Для того, щоб збільшити реактивну потужність, яку виробляє генератор, потрібно зменшити активну потужність навантаження. Таке збільшення реактивної потужності обмежується номінальними значеннями струмів статора і ротора СГ.

1.2.2 Конденсаторні батареї

Батареї статичних конденсаторів (БСК) використовуються для наступних цілей: компенсація реактивної потужності в мережі, регулювання рівня напруги на шинах, вирівнювання форми кривої напруги в схемах управління з тиристорним регулюванням. Передача реактивної потужності по лінії електропередачі призводить до зниження напруги, особливо помітного на повітряних лініях електропередачі, що мають великий реактивний опір. Крім того, додатковий струм, що протікає по лінії, призводить до зростання втрат електроенергії. Якщо активну потужність потрібно передавати саме такої величини, яка потрібна споживачеві, то реактивну можна згенерувати на місці споживання. Для цього і служать конденсаторні батареї. Найбільше споживання реактивної потужності мають асинхронні двигуни. Тому при видачі технічних умов споживачеві, що має в складі навантаження значну частку асинхронних двигунів, зазвичай пропонується звести $\cos\varphi$ до величини 0.95. При цьому знижуються втрати активної потужності в мережі і падіння напруги на лінії електропередачі. У ряді випадків питання можна вирішити застосуванням синхронних двигунів [2].

Однак більш простим і дешевим способом отримання такого результату є застосування БСК.

Частка технологічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах напругою 6-10 кВ в середньому становить 8-12 % від величини електроенергії, відпущеної в мережу даної напруги. Величина втрат електроенергії визначається параметрами електричної схеми, конструкцією мереж і режимом навантаження. Як показали розрахунки для реальних мереж 10 кВ, втрати електроенергії істотно залежать від величини реактивної потужності, що передається споживачам за елементами мережі. Наприклад, при зміні коефіцієнта потужності від 0,5 до 0,8 втрати електроенергії збільшуються приблизно на 20 %.

Аналіз показань лічильників активної та реактивної електроенергії показав, що значення коефіцієнтів потужності на шинах 10 кВ джерел

живлення і на підстанціях 35-110/10 кВ змінюються в процесі експлуатації і досягають значень 0,77-0,85. Тобто втрати електроенергії при передачі реактивної потужності стають істотними. Ефективним способом зниження втрат електричної енергії в мережах 10 кВ є установка батарей статичних конденсаторів. Вибір потужності і місць установки компенсуючих пристроїв проводиться за умовою мінімуму приведених витрат з урахуванням вартості компенсуючих пристроїв і очікуваної економії від зниження втрат електричної енергії.

При мінімальних навантаженнях системи, може створитися положення, коли конденсаторна батарея створює надлишок реактивної потужності. У цьому випадку зайва реактивна потужність направляється назад до джерела живлення, при цьому лінія знову завантажується додатковим реактивним струмом, що збільшує втрати активної потужності. Напруга на шинах зростає і може виявитися небезпечним для обладнання. Тому дуже важливо мати можливість регулювання потужності батареї конденсаторів.

Батареї статичних конденсаторів на напруги 6, 10, 35, 110 і 220 кВ потужністю від 5 до 200 МВАр виробляються на базі косинусних однофазних конденсаторів шляхом паралельно-послідовного з'єднання їх в зірку або трикутник, залежно від режиму роботи нейтралі.

Впровадження батарей статичних конденсаторів дозволяє збільшити напругу на шинах підстанцій на 3-4% , знизити втрати в мережах 6-110 кВ, скорегувати перетоки енергії і врегулювати напругу в енергосистемі. Крім того, при перевазі тягового навантаження, внаслідок його нерівномірності і обумовленою тим самим нерівномірного завантаження ліній, виникає необхідність регулювати показники якості переданої електроенергії застосуванням компенсуючих пристроїв (БСК або реакторів , залежно від режиму).

1.2.3 Реактори

Шунтуючі реактори використовуються для компенсації ємнісної реактивної потужності, що генерується протяжними слабо завантаженими лініями передач. Увімкнення та вимкнення шунтуючих реакторів виконується вимикачами, а підключення зазвичай виконується до третинної обмотки трансформатора.

Керовані шунтуючі реактори відносяться до класу пристроїв, зміна індуктивності в яких здійснюється насиченням магнітного ланцюга потоками підмагнічування [2,5].

Реактори призначені для автоматичної стабілізації напруги у вузлах навантаження, компенсації надлишкової зарядної потужності і зниження втрат електроенергії в електричній мережі, що дозволяє:

- нормалізувати рівні напруг до 1-2%, обмежити коливання напруги в електричній мережі;
- на 15-20% знизити втрати при транспортуванні і розподілі електроенергії споживачам;
- в десятки разів зменшити інтенсивність експлуатації комутаційного обладнання.

В основі їх створення покладені дві оригінальні ідеї: збудження і управління потоками підмагнічування шляхом послідовного, періодично повторюваного замикання частини витків обмоток реактора напівпровідниковими ключами; сильне насичення магнітного ланцюга реактора в номінальному режимі, коли робоча точка магнітного потоку не менше половини періоду частоти мережі, знаходиться в області технічного насичення кривої намагнічування.

У тих випадках, коли в мережах або лініях електропередачі потрібна компенсація ємнісних струмів, використовують компенсатор індуктивної-реактивної потужності у вигляді реактора, регульованого зустрічно-паралельними тиристорами. Схема такого компенсатора зображена на рис. 1.12. При регулюванні кута α плавно, але нелінійно від α , змінюється величина

першої гармоніки струму компенсатора, але з'являються вищі гармоніки струму непарного порядку.

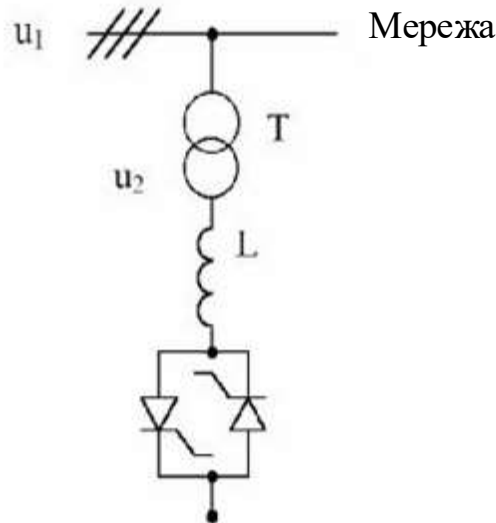


Рисунок 1.4 – Реактор керований тиристорами

На основі викладених принципів, протягом більше 10 років розроблявся і виготовлявся на різних електротехнічних фірмах широкий ряд конструкцій керованих реакторів магнітно-вентильного типу, а саме:

- керовані дугогасильного реактори типу РУОМ для мереж 6-10 кВ з ізольованою нейтраллю;
- шунтуючі керовані реактори типу РТУ для розподільних мереж 35-220 кВ;
- шунтуючі керовані реактори типу РУОДЦ для ліній передач СВН і УВН.

Для всіх варіантів виконання реакторів характерне застосування плоскошихтованої магнітної системи і циліндричних обмоток трансформаторного типу. У результаті за конструкцією і експлуатаційними характеристиками вони мало чим відрізняються від звичайних силових трансформаторів загального призначення. У той же час у функціональному відношенні керовані підмагнічуючі реактори є потужними малоінерційними

індуктивностями електронного типу з широким діапазоном регулювання, за сукупністю технічних характеристик не мають аналогів у вітчизняному і світовому електромашинобудуванні.

Керовані дугогасильного реактори РУОМ з 1995 року виробляються Раменським електротехнічним заводом “Енергія”. Реактори цього типу забезпечують безперервне безінерційне автоматичне налаштування у режимі компенсації ємнісних струмів при замикання на землю мережі з ізольованою нейтраллю. По ефективності експлуатації в багато разів перевершують відомі дугогасильного реактори електромеханічного типу, принаймні втричі зменшують кількість замикань на землю і запобігають їх перехід у короткі замикання мережі.

Шунтуючі керовані реактори для розподільних електричних мереж 35-220 кВ потужністю від 25 до 100 МВА виробляються ВАТ “Запоріжтрансформатор” і ВАТ “Раменський електротехнічний завод” “Енергія”. Головний зразок номінальною потужністю 25000 кВ-А, напругою 110 кВ і діапазоном зміни потужності від 250 до 30000 кВ-А виготовлений в 1997 р. Введення в експлуатацію реактора забезпечує автоматичну стабілізацію напруги на шинах підстанції й в прилеглий мережі, зменшує втрати від перетоків реактивної потужності між центром живлення й підстанцією (до 2,5 МВт), виключає необхідність оперативних перемикачів, пов’язаних з регулюванням напруги .

Також було розроблено алгоритм оптимізації компенсації реактивної потужності в електропостачальних системах промислових об’єктів, що містять електроприймачі зі змінним навантаженням. Особливістю алгоритму є те, що математична модель розрахунку втрат електричної енергії враховує дію регуляторів реактивної потужності, за заданих графіків електричних навантажень електроприймачів і параметрів компенсуючих установок. Це дозволяє неявно враховувати міру використання установок під час експлуатації та формалізувати операції вибору режиму й типу компенсації реактивної потужності. Застосування алгоритму забезпечує визначення для

кожної компенсуючого пристрою потужності, кількості секцій регулювання та місця встановлення в електропостачальній системі. Для оптимізації цільової функції дискретних змінних із дотриманням обмежень був застосований генетичний алгоритм (ГА). Результати програмної реалізації запропонованого алгоритму для різних конфігурацій структури ЕПС підтвердили ефективність його використання. Зазначимо, що цього разу було виконано не комплексне, а вужче завдання КРП, яке можна застосовувати в ЕПС із складною структурою й одним ступенем напруги [6].

1.2.4 Статичні тиристорні компенсатори

Перспективними є статичні джерела з плавним регулюванням реактивної потужності – статичні тиристорні компенсатори (СТК). Однією з можливих принципових схем СТК є схема, в якій паралельно з нерегульованою БСК увімкнений керований реактор (рис. 1.5). Струм у колі реактора регулюється за допомогою зустрічно-паралельно сполучених тиристорів, при цьому змінюється сумарна реактивна потужність СТК. Тому СТК може генерувати або споживати реактивну потужність. При цьому регулювання потужності СТК здійснюється з високою швидкістю. Недоліком СТК є генерація ним вищих гармонік у мережу.

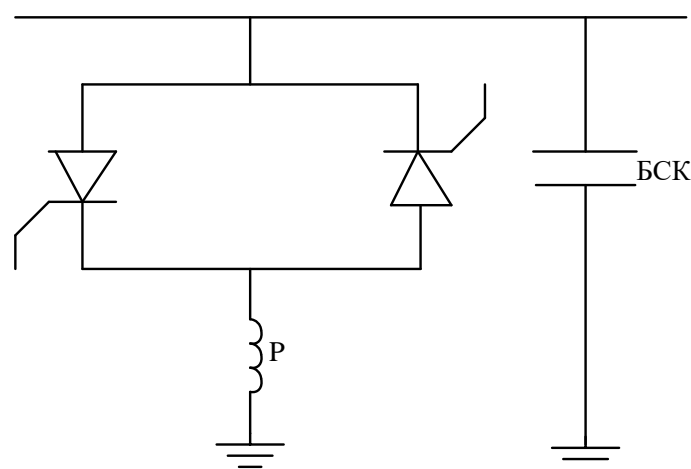


Рисунок 1.5 – Принципова схема СТК

Однією з основних причин порушення стійкості роботи електричних двигунів у вузлах навантаження є дефіцит реактивної потужності в перехідних режимах роботи розподільних електромереж. Для покриття цього дефіциту потрібні джерела реактивної потужності з можливістю швидкодіяного плавного їх форсування в режимах тимчасового зниження чи провалу напруги живлення. Особливо актуальною є дана проблема для електричних мереж в режимах зі зниженим рівнем струмів коротких замикань, тобто для електрично віддалених споживачів, якими в значній мірі є споживачі електроенергії АПК.

СТК є джерелами реактивної потужності, побудованими на принципі непрямого регулювання конденсаторних батарей без можливості форсування. Плавність та швидкодіяність регулювання в них досягається шляхом тиристорного регулювання шунтових реакторів в складі СТК. В режимах з заниженими рівнями чи провалами напруги під час електромеханічних перехідних процесів можна перевести ТРКБ в режим форсування генерованої реактивної потужності за рахунок зміни режимів провідності тиристорів. Для цього системою управління тиристири переводять в режим відкриття керуючими імпульсами за кутів α_B , які запізнюються відносно природних моментів часу вступу їх в роботу $\alpha_{OB} = -\frac{\pi}{2}$, а закриваються під час проходження струму через нульове значення (рис. 1.6).

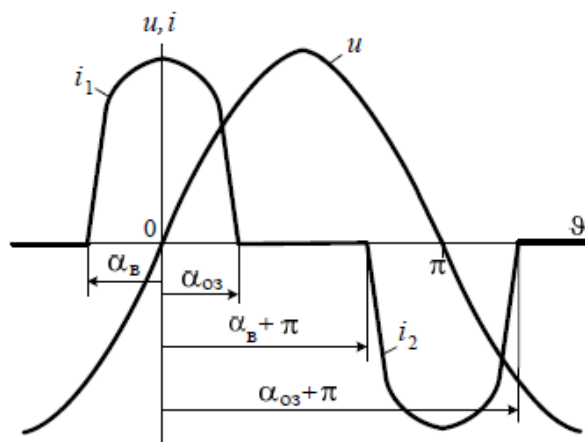


Рисунок 1.6 – Часові діаграми для однієї фази ТРКБ в режимі форсування реактивної потужності

Пряме тиристорного регулювання шунтової конденсаторної батареї дозволяє перевести її в режим форсування реактивної потужності засобами фазового управління блоком двоопераційних тиристорів. Для ТРКБ без можливості форсування реактивної потужності придатні 28дно операційні тиристири, але керовані на закривання. Функція керування моментами закривання тиристорів, реалізована в двоопераційних тиристорах, надає можливість форсування КБ, що підвищує надійність електропостачання споживачів у віддалених вузлах навантаження.

Практична реалізація ТРКБ стає реальною з появою на ринку силових закриваючих тиристорів з малими втратами на керування (тиристири серії IGCT) та потужних обмежувальних TVS-діодів (супресорів) для захисту обладнання від комутаційних перенапруг.

1.2.5 Статичні вентильні джерела реактивної потужності

Традиційні компенсаційні пристрої, що володіють низькою швидкістю та точністю відтворення керуючих впливів, не дозволяють швидко й точно розвантажити живильну мережу від неактивних складових повної потужності. Внаслідок цього збільшуються втрати в мережі, погіршується ефективність передачі й споживання електроенергії через необхідність пропорційного зниження споживання активної потужності, а також електромагнітна сумісність різних споживачів. При складному характері амплітудного спектру гармонік, коли з'являються дробові гармоніки, застосування фільтрокомпенсуючих пристроїв стає неефективним.

Одним із ефективних та перспективних напрямів компенсації неактивних складових повної потужності в нелінійних і несиметричних системах зі швидкозмінним реактивним навантаженням є застосування вентильних компенсаторів.

Найбільш простими пристроями для компенсації реактивної потужності є конденсатори, що комутуються тиристорами (ККТ), і реактори, керовані тиристорами (РКТ). У тому випадку, коли компенсатор повинен додати в

живильну мережу тільки ємнісний реактивний струм, використовують комутацію груп конденсаторів за допомогою паралельно з'єднаних тиристорів, як це показано на рис. 1.7. Переваги такого компенсатора — простота, недоліки — дискретність регулювання величини реактивної потужності, що видається в живильну мережу, і певна затримка підключення чергових ступенів, що можливо не раніше найближчого максимуму напруги мережі.

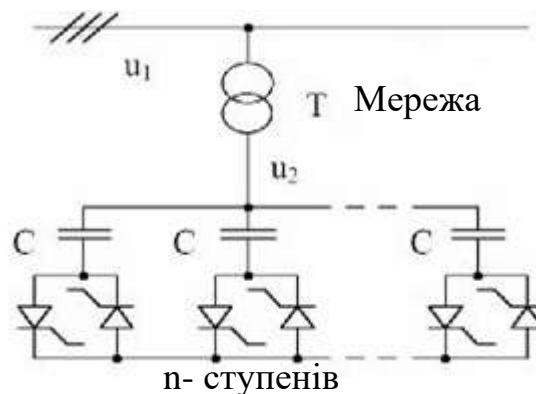


Рисунок 1.7 – Конденсатори, що комутуються тиристорами (ККТ)

Для виключення гармонік у струмі, кратних трьом у трифазних мережах, зазначені компенсатори з'єднують у зірку без нульового проводу. Тоді форма струму компенсатора стає в кожній на півхвилі двоімпульсною. При цьому зникає можливість роздільного регулювання реактивних потужностей за кожною фазою живильної мережі, тобто компенсатор втрачає здатність компенсувати реактивні потужності несиметрії у кожній фазі (по перших гармоніках).

Компенсатори типу ККТ компенсують відстаючий реактивний струм мережі, а типу РКТ — випереджаючий реактивний струм мережі. При необхідності компенсації кожного із цих струмів в одному пристрої застосовують конденсаторно-реакторні компенсатори (КРК). При цьому регулювання величини й виду вхідної реактивної потужності можна

забезпечувати за рахунок виконання регульованих (конденсаторної або реакторної) частин компенсатора.

У компенсаторах з вентильним джерелом реактивної напруги трифазний паралельний інвертор струму виконаний на GTO-тиристорах, а трифазний інвертор напруги – на IGBT-транзисторах (рис. 1.8). Оскільки обидва інвертори працюють у режимі з вихідними струмами, зсунутими на кут у 90° щодо своєї напруги, тобто в режимі джерел реактивної напруги, то у колі постійної напруги (струму) джерело живлення не потрібне [2].

У випадку виконання розглянутих схем компенсаторів реактивної потужності для трифазних мереж за однофазними схемами при самостійному керуванні кожним з реакторів можна використовувати їх і для компенсації реактивної потужності несиметрії.

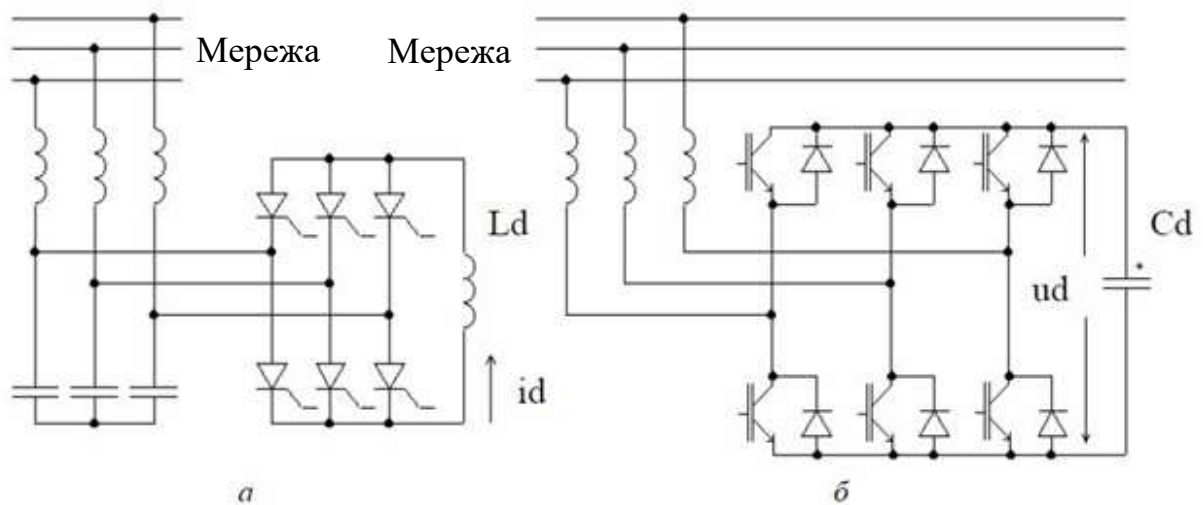


Рисунок 1.8 – Статичний автономний інвертор струму і напруги (а, б)

Ідея компенсації спотворень напруг і струмів у мережі, тобто *активна фільтрація*, основана на введенні в мережу послідовно джерела напруги з керованим спотворенням або паралельно джерела струму з керованим спотворенням, причому внесені спотворення перебувають у протифазі з наявними спотвореннями та компенсують їх у результуючій кривій напруги

або струму. Компенсуюче джерело спотворення напруги мережі (зі збалансування навантаження) вводиться послідовно, звичайно через трансформатор.

Якщо напруга мережі несинусоїдальна, а напруга на навантаженні повинна бути синусоїдальною, то джерело компенсуючої напруги повинне повторювати у протифазі різницю миттєвої кривої напруги мережі та її першої гармоніки. Аналогічно працює й активний фільтр струму. Якщо нелінійне навантаження споживає несинусоїдальний струм, то компенсатор генерує струм, який у протифазі дорівнює різниці миттєвої кривої струму нелінійного навантаження та її першої гармоніки. Схеми активних фільтрів напруги й струму звичайно виконують на базі інверторів напруги із ШІМ. З огляду на лінійність регулювальної характеристики ШІП, можна відтворити на виході інвертора будь-яку криву завдання струму або напруги шляхом апроксимації її середніми значеннями за інтервалами тактів комутації при ШІМ. Більш радикальним способом поліпшення якості електропостачання та усунення зворотного впливу нелінійного споживача на живильну мережу є сумісне використання активного фільтра напруги й струму. Можливі два варіанти їхнього об'єднання: паралельно-послідовне й послідовно-паралельне включення (рис. 1.9). Якщо на таку структуру покласти ще й функцію регулювання величини реактивної потужності та її знака, то можна буде підтримувати синусоїдальну напругу стабільної величини при коливаннях напруги в мережі, викликаних, насамперед, коливаннями навантаження. Якщо в графіку споживання реактивної потужності є не тільки динамічна, але й статична складова, то її можна компенсувати пасивними реактивними елементами, які зможуть фільтрувати і частину гармонік струму. У цих випадках використовують якби комбінований фільтр, що складається із сукупності активного й пасивного фільтрів.

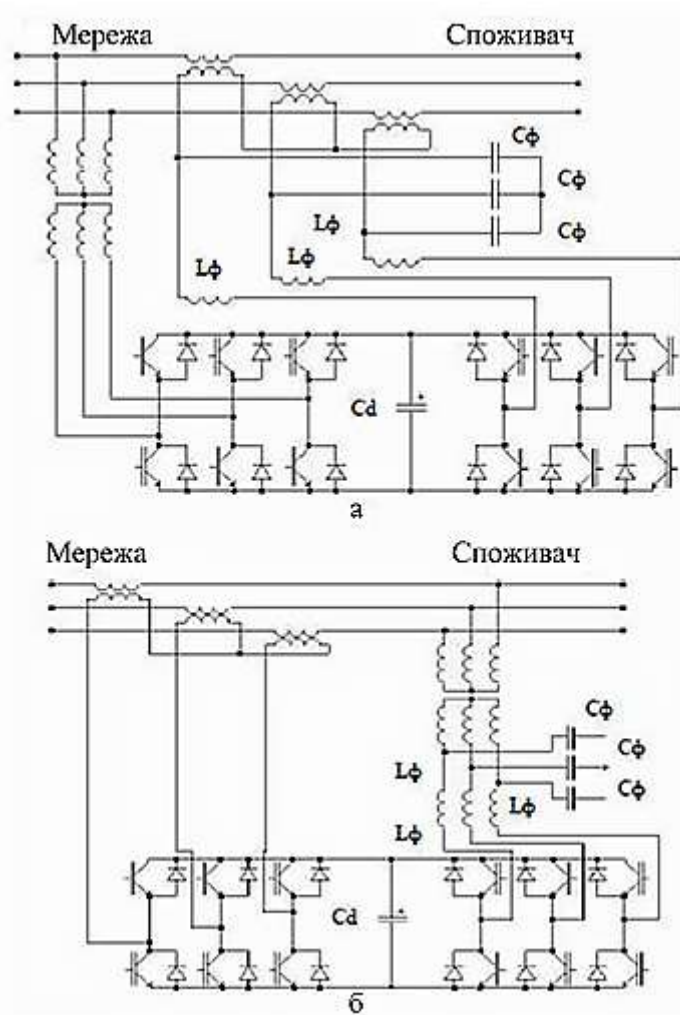


Рисунок 1.9 – Паралельно-послідовне (а) і послідовно-паралельне (б) вмикання активних фільтрів напруги і струму

1.3 Компенсація реактивної потужності у зарубіжних країнах

У світовій енергетичній практиці останнім часом продовжується пошук напрямів розв'язання проблем підвищення надійності та ефективності розподільної генерації, у тому числі мінімізації втрат при передаванні електроенергії, особливо в умовах широкого впровадження вітрової та сонячної генерації.

З метою підвищення керованості енергосистем, підвищення пропускної спроможності електропередавання та зменшення втрат електроенергії під час

транспортування в електричних мережах у розвинених країнах ведуться інтенсивні роботи зі створення та впровадження пристроїв гнучкого управління перетіканнями реактивної та активної потужності та регулюванням напруги на високовольтних лініях змінного струму (FACTS) із застосуванням статичних компенсаторів, статичних синхронних поздовжніх компенсаторів та інших пристроїв [7].

FACTS (Flexible AC Transmission System) - системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму. Робочою групою IEEE дається таке визначення FACTS: «системи передачі змінного струму, що поєднують в собі силову електроніку та інші статичні регулятори для підвищення керованості і збільшення пропускної спроможності». Пристрої FACTS вирішують завдання перетворення електричної мережі з пасивного пристрою транспортування електроенергії в пристрій, активно бере участь в управлінні режимами роботи електричних мереж, і застосовуються для корекції коефіцієнта потужності, мінімізації втрат та ін.

До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS-1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності) і необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивної потужності СТР, реактор з тиристорним управлінням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним керуванням, фазозсувний трансформатор і ін.).

До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносяться пристрої, що забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів силової електроніки: біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT), замикаються тиристори з інтегральним драйвером IGCT і ін. До них належать такі пристрої: синхронний статичний компенсатор (СТАТКОМ), синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги (ССПК), об'єднаний регулятор потоків потужності (ОРПП), фазо поворотний пристрій (ФПУ), асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком (АСК),

асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти (АС ЕМПЧ), фазо оборотний трансформатор (ВФТ). Пристрої другого покоління здатні здійснювати обмін активної і реактивної потужності з енергосистемою, а також генерувати або поглинати реактивну потужність після обміну з системою. Статичні тиристорні компенсатори (СТК) і статичні 35 синхронні компенсатори (СТАТКОМ) є найбільш популярними пристроями FACTS.

Статичні тиристорні компенсатори - це комплексні пристрої паралельного включення, які за рахунок тиристорного управління мають виняткову швидкодію, широким робочим діапазоном і високою надійністю. Основною функцією СТК є регулювання напруги в розглянутому вузлі шляхом управління введенням реактивної потужності в місці свого приєднання, таким чином СТК постійно підтримує напругу в мережі на заданому рівні. Управління СТК ґрунтується на застосуванні частково керованих тиристорів. Поява замикаючих тиристорів (IGCT) і керованих біполярних транзисторів (IGBT) привело до створення повністю керованих напівпровідникових перетворювачів - інверторів напруги, і на їх базі - пристрої нового покоління - СТАТКОМ. Компенсатор створює трифазну систему напруг в фазі з напругою мережі аналогічно синхронного компенсатора (СК). СТАТКОМ здатний здійснювати як індуктивну, так і ємнісну компенсацію реактивної потужності. Слід зробити висновок: відсутність контрольованого балансу потужностей в енергосистемі може привести до негативних наслідків, запобігання яких має здійснюватися в темпі процесів, що відбуваються в енергосистемі. Керовані системи змінного струму FACTS в поєднанні з сучасними інформаційними і комп'ютерними технологіями дозволяють вирішити ці завдання і сприяють створенню інтелектуальних систем електропостачання [8].

Основними перевагами впровадження технологій FACTS у електроенергетику є:

- підвищення економічної ефективності;
- збільшення пропускної спроможності існуючих мереж;

- поліпшення статичної та динамічної стійкості;
- демпфірування низькочастотних коливань потужності;
- ефективне регулювання рівня напруги, управління потоками активної і реактивної потужностей згідно з транзакціями енергоринку та програмами експорту-імпорту електроенергії;
- підвищення надійності та зниження втрат електроенергії.

В окремих випадках їх впровадження пропускна спроможність систем передавання електроенергії може бути подвоєна. Слід додати, що статичний синхронний компенсатор (STATCOM) також широко використовується як один з ключових конверторів.

Компенсатори, які зазвичай базуються на інверторі джерела напруги (VSI) або струмі інвертор джерела (CSI). На відміну від SVC, STATCOM контролює вихідний струм незалежно від напруги змінного струму, тоді як напруга на стороні постійного струму автоматично підтримується як джерело напруги [9].

Покращення ефективності компенсації реактивної потужності в розподільній мережі розглянуто в роботі [10], викладено ідею підвищення економічної ефективності компенсації реактивної потужності у розподільних мережах. Це ідея заснована на встановленні низьковольтних конденсаторів з вищою номінальною потужністю на обраних підстанціях, замість встановлення нової середньої напруги та конденсатори для компенсації потужності намагнічування трансформаторі. В статті наведена схема підключення цих конденсаторів та приклад розрахунку для реальної розподільної мережі. Результати випробувань показують, що конденсатори встановлені на станціях, а також у більшості випадків конденсатори до компенсації намагнічування реактивної потужності трансформаторів не є ефективними з економічної точки зору. Тим не менш, поки що встановлені конденсатори слід використовувати для поліпшення балансу реактивної потужності в мережі. Номінальна потужність та вибір станції для встановлення нових конденсаторів повинні бути узгоджені з оператором

системи передачі. Установка конденсаторів на обраних станціях може бути ефективним способом зменшення втрат енергії в розподільній мережі і для інших країн. Це, однак, вимагає встановлення конденсаторів набагато вищої номінальної потужності. На цих станціях можуть періодично мати надлишок реактивної потужності. Проте результати досліджень вказують на періодичну перекомпенсацію реактивної потужності трансформаторів але це не спричинило технічних проблем. У багатьох схемах мереж середньої напруги конденсатори можуть бути постійно включені, а загальна потужність конденсаторів не повинна перевищувати мінімум реактивної потужності, що подається трансформаторами від мережі 110 кВ. Конденсатори з контакторами допоможуть відключити конденсатор, щоб відключити потік реактивної потужності в мережі 110 кВ.

1.4 Висновки до розділу 1

Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах є однією з основних задач енергопостачальних компаній. В значній мірі цього зниження можна досягти за рахунок встановлення конденсаторних установок в цих мережах.

Впровадження конденсаторних установок (КУ) в електричних мережах промислових підприємств дозволяє суттєво знизити втрати електричної енергії, тому досить актуальною проблемою є підвищення ефективності використання КУ для дотримання нормативів по режимним параметрам розподільних електричних мереж 35-110 кВ.

Ефективне використання КУ в мережах підприємств досягається лише за умови врахування всіх можливостей цих установок щодо зниження втрат електроенергії. Але засоби автоматичного керування потужностями КУ, що існують, неповною мірою враховують ці можливості, що знижує ефективність їх використання. У зв'язку з цим виникає завдання підвищення ефективності керування КУ з метою додаткового зниження втрат електричної енергії.

Для досягнення зазначеної мети поставлені і вирішені такі завдання:

- підвищення ефективності використання КУ при забезпеченні нормативного значення втрат активної потужності в електричній мережі;
- вирішення задач компенсації реактивної потужності для радіальних електричних мереж з спільним опором;
- розрахунок втрат активної потужності від перетоків реактивної енергії на прикладі діючої схеми електричної мережі.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Для розв'язання задач, пов'язаних з оптимізацією рівнів компенсації реактивної потужності у електричних мережах за комплексним критерієм, традиційно знайшли застосування методи декомпозиції, лінійного та нелінійного програмування [11], [12]. Однак такі методи через використання припущень та спрощень можуть скеровувати процес розв'язку до локальних екстремумів.

У низці робіт, зокрема [11], [12], обґрунтовано доцільність переходу від задачі комплексної оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ, до комплексу задач оптимізації окремих етапів впровадження джерел реактивної потужності (ДРП). Показано, що це дає можливість застосування класичних методів оптимізації практично без погіршення адекватності. Однак такий підхід супроводжується необхідністю прийняття додаткових припущень на етапі декомпозиції. Крім того, узгодження розв'язків часткових задач для складної системи з розподіленим генеруванням перетворюється на достатньо складну оптимізаційну задачу [13]. Це знижує надійність та швидкодію отримання розв'язку, наближеного до глобального оптимуму, погіршуючи ефективність проектних рішень та оперативного керування [13].

Сучасний розвиток інформаційних технологій та обчислювальних засобів формує передумови для застосування інших підходів до розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної енергії, зорієнтованих, зокрема, на автоматизацію функціонування ЕМ. Виходячи з цього, останнім часом активно застосовуються елементи штучного інтелекту [14]–[16], зокрема штучні нейронні мережі [14], експертні системи, генетичні алгоритми [15] та еволюційне програмування [16]. Проте надмірне споживання часу у випадку застосування еволюційних та генетичних алгоритмів пошуку оптимальних

розв'язків обмежує їх застосування в енергетичних системах, особливо для задач реального часу [13].

Через насичення сучасних розподільних мереж засобами розосередженого генерування, вони можуть розглядатися, як локальні електричні системи, що поступово зменшують навантаження на системи централізованого електропостачання й, у перспективі, можуть протягом визначеного часу експлуатуватися автономно. Одною з проблем функціонування подібних систем є забезпечення балансу реактивної потужності. Так, в [18] на прикладі ізольованою електричної мережі (енергетичного острова) з розподіленим генеруванням, що приєднане на постійному струмі високої напруги, запропоновано модель багатофакторної оптимізації реактивної потужності. У постановці задачі враховано втрати електроенергії в мережі, а також запас реактивної потужності для забезпечення роботи джерел розподіленого генерування. Максимізація запасу реактивної потужності для РДЕ, як одна з цілей оптимізації, дозволила підвищити ефективність регулювання н-пруги в мережі. Для вирішення задачі було використано метод рою часток. Результати моделювання показують, що застосування запропонованого підходу до оптимізації реактивної потужності може сприяти зниженню втрат електроенергії в мережі, збільшенню запасу реактивної потужності для ЛЕС та підвищенню якості напруги. Однак його реалізація у розподільних мережах енергосистем потребує відповідних засобів оперативного керування.

Цільова функція задачі оптимізації перетікань реактивної потужності за критерієм мінімуму втрат електроенергії переважно є опуклою та не має розривів в області визначення оптимізованих змінних. Однак задачі оптимізації економічного ефекту від впровадження заходів з керування ДРП є істотно складнішими. Виходячи з цього, описані вище методи часто не можуть гарантувати їх розв'язання протягом прийняттого часу для оперативного керування.

Тому для розв'язання задач оптимізації перетікань електроенергії в електричних мережах, на противагу оптимізованому перебору варіантів, доцільно застосовувати комплексний підхід, що базується на використанні принципу найменшої дії. Зокрема, у [20] показано, що застосування ПНД дозволяє усунути проблему низьких надійності та швидкодії процесу пошуку оптимальних розв'язків. Позитивний результат дає зміна напрямку пошуку, який розпочинається не з довільного початкового наближення, а з екстремального значення, що відповідає «ідеальному» режиму системи за енергетичним критерієм. Однак для аналітичного визначення координат режиму, що відповідає рівнянням Ейлера-Лагранжа [20] у просторі станів за заданих незалежних змінних, необхідно певним чином коригувати розрахункову модель системи залежно від переліку оптимізованих змінних та критерію оптимальності.

2.1 Оптимізація режимів електричних мереж на основі принципу найменшої дії

Під самоорганізацією систем розуміють природну автоматику, властивість систем та їх частин самоналагоджуватися таким чином, що забезпечується підвищення їх рівня з переходом до найбільш енергетично вигідного стану, або найбільш вигідного режиму функціонування. Перехід системи з одного стану в інший підпорядкований ПНД, який може бути сформульований наступним чином [21]. Після відхилення від оптимального режиму функціонування в системі виникає зустрічна, протилежно скерована дія, тобто протидія, яка намагається повернути систему до оптимального стану.

У світлі сучасних уявлень про ПНД, перехід будь-якої системи з одного стану для моменту часу t_1 до іншого стану для моменту часу t_2 здійснюється таким чином, що мінімізується дія S [22], [23]:

$$S = \int_{t_1}^{t_2} L dt \Rightarrow \min , \quad (2.1)$$

де $L(x_1, x_2, \dots, x_n; \dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n; t)$ – деяка функція узагальнених координат x_i , їх похідних \dot{x}_i і часу t .

Необхідні і достатні умови стаціонарності цього функціоналу («інтеграла дії»), що визначаються методами варіаційного числення, полягають у виконанні диференційного рівняння Ейлера-Лагранжа [78]

$$\frac{\partial L}{\partial x} - \frac{d}{dt} \cdot \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{x}} \right) = 0. \quad (2.2)$$

Перенесення закономірностей довільних систем на електроенергетичну систему дозволяє стверджувати, що у будь-який момент часу функціонування для поточної сукупності параметрів системи та незалежних параметрів режиму вона знаходиться в оптимальному стані з точки зору втрат енергії, але глибина даного оптимуму зумовлена мірою ідеальності самої системи. Підвищення міри її ідеальності, дозволяє завдяки механізмам самоорганізації забезпечувати зниження втрат енергії, незалежно від її навантаження. Саме це є суттєвою перевагою даного підходу порівняно з класичною оптимізацією [24].

Підвищення міри ідеальності ЕМ забезпечується розвитком її у двох напрямках: оптимізація конструктивних параметрів та впровадження систем автоматичного керування (від'ємних зворотних зв'язків). Обидва напрямки є взаємопов'язаними і для забезпечення максимального системного ефекту мають розглядатися в комплексі.

Однією з проблем електроенергетичної системи України є низький рівень оснащеності засобами компенсації реактивної потужності, особливо з автоматичним керуванням. На даний час розроблено низку методів і засобів оптимізації конструктивних та режимних заходів з компенсації реактивної

потужності та регулювання напруги. Однак їх ефективність обмежена через застосування спрощених математичних моделей електричних мереж.

Підвищення рівня КРП, як конструктивного параметра електричних мереж, та коригування потоків реактивної потужності в процесі експлуатації мереж з метою наближення їх режимів до «ідеальних», є взаємопов'язаними напрямками забезпечення умов оптимальності нормальних режимів ЕМ. Їх запровадження повинне виконуватися на єдиній концептуальній базі.

Для вибору підходу щодо оптимізації КРП проаналізовано математичні методи та підходи з пошуку оптимальних рішень, які застосовуються для електроенергетичних задач. Важливою особливістю методів нелінійної багатомірної оптимізації є необхідність вибору початкового наближення $\mathbf{x}^{(0)} [x_1^{(0)}, x_2^{(0)}]$, достатньо близького до розв'язку в області допустимих значень \mathbf{D} [20], [24]. Далі, за певною обчислювальною процедурою здійснюється варіювання незалежних параметрів $\mathbf{x}^{(i)}$ та переміщення режиму в область оптимальності. Недолік підходу полягає у неможливості гарантованого визначення достатньо близьких до розв'язку початкових умов.

Застосування принципу найменшої дії дозволяє усунути вказану проблему, завдяки введенню поняття «ідеального» стану системи та визначення способу його аналітичної ідентифікації для динамічних систем з енергетичним критерієм якості, до яких можна віднести ЕМ. Для визначення незалежних параметрів «ідеального» стану системи використовуються аналітичні умови оптимальності, які можна отримати з рівнянь Коші, як необхідної умови руху технічної системи у просторі станів за екстремальною траєкторією.

Таким чином, згідно ПНД пошук оптимального режиму для ЕЕС (рис. 1.1) полягає у визначенні «ідеального» режиму $\mathbf{x}_e [x_{1e}, x_{2e}]$, який забезпечує мінімально можливі втрати електроенергії за умов руху в просторі заданих незалежних параметрів режиму. Далі накладанням активних обмежень на залежні та незалежні параметри отримують режим $\mathbf{x}_o [x_{1o}, x_{2o}]$, що відповідає допустимій області \mathbf{D} . За наявності хоча б одного активного обмеження втрати

електроенергії для оптимальної траєкторії є вищими ніж для ідеальної.

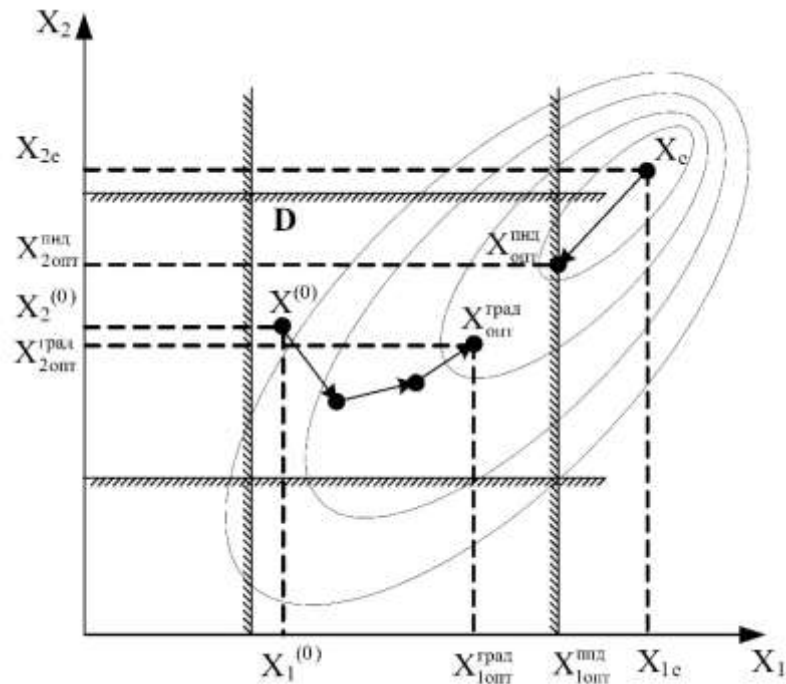


Рисунок 2.1 – Пошук оптимального режиму динамічної системи у просторі двох незалежних параметрів для заданого моменту часу за градієнтним методом $X_{\text{опт}}^{\text{град}}$ та згідно принципу найменшої дії $X_{\text{опт}}^{\text{пнд}}$

Прикладом застосування принципу найменшої дії для оптимізації режимів енергосистем є розроблення та впровадження адаптивних САК для примусового коригування поточкорозподілу шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів з пристроєм регулювання під навантаженням (РПН).

2.3 Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі на основі моделювання її ідеальних режимів

Одним з проблемних місць експлуатації ЕМ є забезпечення їх енергоефективності в умовах постійної зміни споживання та генерування електроенергії. Відомо, що найбільш дієвим заходом для зменшення втрат електроенергії в ЕМ є запровадження заходів з оптимізації перетікань

реактивної енергії. Однак для оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності необхідно розв'язувати задачі нелінійної багатофакторної оптимізації, що пов'язано з низкою проблем.

За результатами досліджень показано, що для оптимізації розміщення ДРП доцільно використовувати результати моделювання «ідеальних» режимів ЕМ за реактивною потужністю з використанням заступних схем з активними опорами. Економічні витрати, пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП, запропоновано перераховувати у відповідні економічні опори заступної схеми ЕМ. Розроблено математичні співвідношення для економічних опорів встановлених ДРП, а також таких, що підлягають встановленню за результатами розв'язання оптимізаційної задачі.

Застосування такого підходу, на відміну від класичних методів, істотно скорочує тривалість розрахунків та дозволяє отримати розв'язок, наближений до глобального мінімуму виробничих витрат. Обчислювальна ефективність та надійність підходу забезпечується зведенням задачі багатофакторної оптимізації перетікань реактивної енергії у проектній постановці до ітеративного розрахунку «ідеального» режиму ЕМ за відповідними заступними схемами та навантаженнями.

Згідно принципу найменшої дії (ПНД) пошук оптимального режиму для ЕЕС полягає у визначенні «ідеального» режиму, який відповідає мінімально можливим втратам електроенергії для заданої сукупності незалежних параметрів системи. Далі накладанням активних обмежень на параметри режиму, він зводиться до оптимального з допустимої області значень. Активні обмеження завжди спричиняють збільшення втрат електроенергії у оптимальних режимах ЕЕС, порівняно з «ідеальними» [20].

З [25] відомо, що задача оптимізації розподілу навантаження між ДРП в електричних мережах за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути зведена до розрахунку «ідеального», або економічного струморозподілу в ЕМ з використанням заступної r -схеми.

Аналогічний підхід можна застосувати для оптимізації розміщення та

потужностей ДРП в електричних мережах за комплексним техніко-економічним критерієм. Для цього до заступної r -схеми вводяться додаткові економічні опори (рис. 2.5), що відтворюють вплив економічних факторів, зокрема вартість ДРП та витрати на їх експлуатацію. Введення встановлених потужностей додаткових ДРП до переліку залежних параметрів режиму ЕМ дозволяє розрахувати їх оптимальні значення. Оптимальні значення відповідають мінімуму втрат активної потужності в розрахунковій схемі з економічними опорами, а отже й мінімуму витрат, що пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП.

Особливість пропонованого підходу полягає у алгоритмі визначення економічних опорів для представлення ДРП, що вводяться до заступної r -схеми ЕМ для врахування їх техніко-економічних показників.

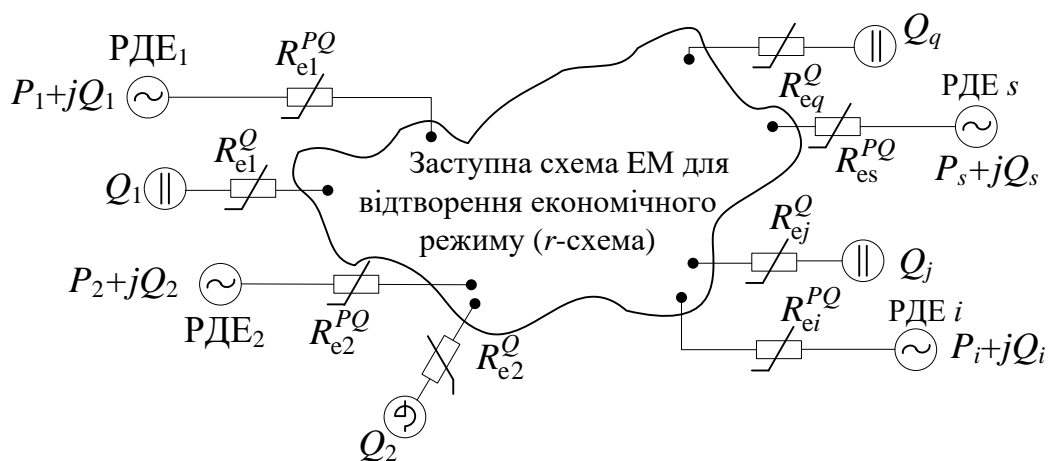


Рисунок 2.5 – Заступна схема електричної мережі для розрахунку «ідеального» режиму за економічним критерієм

2.3.1 Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання експлуатаційних задач

У найпростішому випадку [20] за допущення, що генерування реактивної потужності в ЕМ не пов'язане з будь-якими витратами $\beta_i(Q_i) = 0$, метою розміщення додаткових ДРП та оптимального коригування їх реактивної потужності може бути зменшення втрат електроенергії в ЕМ. Якщо

вважати, що активні потужності P_i для даного моменту часу задані та незмінні, то втрати залежать тільки від перетікань реактивної потужності. Задача оптимізації режиму ЕМ за реактивною потужністю може бути подана як задача мінімізації втрат активної потужності [26]:

$$V_Q = f(Q, U) \rightarrow \min, \quad (2.10)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі:

$$G = \sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j + \sum_{i=1}^{n_q} Q_i - \sum Q_n - \Delta Q(Q_i) = 0, \quad (2.11)$$

де $\sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j$, $\sum_{i=1}^{n_q} Q_i$ – сумарне генерування реактивної потужності джерелами

електроенергії ЕМ у кількості n_{pq} та РДЕ у кількості n_q , відповідно;

$\sum Q_n$ – сумарне навантаження, значення якого є заданим;

$\Delta Q(Q_i)$ – втрати реактивної потужності в елементах ЕМ.

Класичну умову оптимальності потужностей ДРП можна отримати за методом Лагранжа [26]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (2.12)$$

Аналогічний результат можна отримати, мінімізуючи втрати активної потужності для заданого режиму ЕМ, в якій витрати на експлуатацію ДРП враховані відповідними економічними опорами [24].

Якщо подати питомі витрати на експлуатацію ДРП у вигляді вартісної характеристики $\beta_i(Q_i)$, що приведена до 1 квар реактивної потужності, то

сумарні витрати за період T :

$$B_{Q_i} = \beta_i(Q_i)Q_iT. \quad (2.13)$$

Для перерахунку витрат (2.13) до економічного опору означені витрати прирівнюються до вартості втрат електроенергії від потоків реактивної потужності в вітці ЕМ з опором R_{ei}^Q на відрізок часу T з умовно-постійним навантаженням:

$$B_{Q_i} = V_{Q_i}Tc = \frac{Q_i^2}{U_i^2}R_{ei}^Q Tc, \quad (2.14)$$

де Q_i та U_i – відповідно, перетікання реактивної потужності та напруга на початку вітки;

c – вартість втрат електроенергії. Звідки

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_i(Q_i)U_i^2}{Q_i \cdot c}. \quad (2.15)$$

Якщо джерела реактивної потужності розмістити за економічними опорами R_{ei}^Q (рис. 2.5), то можна замінити визначення експлуатаційних витрат розрахунком струморозподілу та втрат електроенергії в заступній r -схемі ЕМ. Розрахований струморозподіл буде відповідати мінімуму витрат на генерування реактивної потужності ДРП та компенсацію втрат електроенергії в ЕМ протягом періоду T .

Для підтвердження задачу оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат можна подати так:

$$V_{Q\Sigma} = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} 3R_{ei}^Q I_i^2 \rightarrow \min, \quad (2.16)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі (2.11).

Функція Лагранжа для (2.16) після підстановки значень економічних опорів згідно (2.15) матиме вигляд:

$$L = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} \frac{\beta_i}{c} Q_i + \lambda G.$$

Після диференціювання отримано класичну умову оптимального розподілу навантаження між ДРП за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат :

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i + \beta_i / c}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (2.17)$$

Умова оптимальності навантаження ДРП отримана з урахуванням експлуатаційних витрат β_i у припущенні, що останні разом з вартістю втрат електроенергії c є постійними на інтервалі часу T , тобто, $\beta_i/c = const$. Виходячи з цього, оптимальні потужності ДРП, що визначені за (2.17) та (2.12), природно відрізняються. Якщо ж витрати на експлуатацію ДРП не враховувати ($\beta_i=0$), то умови (2.12) та (2.17) співпадають. Таким чином показано, що задача оптимізації генерування ДРП в електромережах за економічними критеріями може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕМ за заступною r -схемою. В ній витрати на експлуатацію ДРП подані нелінійними економічними опорами. Значення останніх залежить від критерію оптимальності та переліку незалежних оптимізованих змінних.

2.3.2 Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання проектних задач

Згідно нормативного документу [27], основним критерієм ефективності проектних рішень у електроенергетиці вважається рентабельність капіталовкладень:

$$R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}, \quad (2.18)$$

де $\Pi_p = \Pi_6 - H_{\Pi} - B_{кр}$ – поточний річний прибуток;

$\Pi_6 = D - B_e - B_{втр} - A_p$ – балансовий прибуток за рік;

$D = (V_{Q0} - V_Q) \tau c$ – додатковий річний дохід, обумовлений зменшенням втрат електроенергії завдяки встановленню ДРП;

$B_e = \alpha_e K$ – річні експлуатаційні видатки для ДРП;

$B_{втр} = \alpha_{втр} \tau c \sum_{i=1}^{n_q} Q_i$ – вартість втрат електроенергії в ДРП;

$A_p = \alpha_p K$ – додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію;

$H_{\Pi} = \alpha_{\Pi} \Pi_6$ – податок на прибуток;

$B_{кр} = \alpha_{кр} K$ – річні витрати на обслуговування кредиту;

$K = \sum_{i=1}^{n_q} K_i$ – капіталовкладення для впровадження ДРП;

V_{Q0} – втрати потужності в характерному режимі ЕМ до встановлення додаткових ДРП;

τ – час максимальних втрат.

Після підстановки та нескладних перетворень вираз (2.18) можна подати у вигляді [28]:

$$R_i = V_{Q0} \tau \frac{c}{K} - V_Q \tau (1 - \alpha_{\Pi}) \frac{c}{K} - \left(\alpha_e + \alpha_{\text{втр}} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_{\Pi}) - \alpha_{\text{кр}} - \alpha_p. \quad (2.19)$$

Якщо на окремій ітерації розрахунку, штучно обмеживши прирости потужностей Q_i , капіталовкладення у ДРП умовно прийняти сталими, то перша складова виразу (2.19) практично не буде впливати на оптимальні значення потужностей ДРП для даної ітерації. Отже, задачу пошуку максимуму рентабельності R_i можна звести до ітеративного пошуку мінімуму функції відносних експлуатаційних витрат в ЕМ з обмеженням приростів потужностей додаткових ДРП:

$$B_* = V_Q \tau (1 - \alpha_{\Pi}) \frac{c}{K} + \left(\alpha_e + \alpha_{\text{втр}} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_{\Pi}) + \alpha_{\text{кр}} + \alpha_p \rightarrow \min. \quad (2.20)$$

З урахуванням прийнятого припущення вираз (2.20) можна розділити на умовно постійний коефіцієнт $b_{\text{втр}} = \tau (1 - \alpha_{\Pi}) \frac{c}{K}$, що практично не вплине на розв'язок задачі. Таким чином, отримано функцію еквівалентних витрат потужності у ЕМ після встановлення додаткових ДРП. Її мінімізація у полі балансових обмежень (2.11) та обмежень на параметри з послідовним уточненням капіталовкладень K дозволить отримати значення потужностей Q_i , близькі до розв'язків задачі максимізації рентабельності (2.18):

$$V_{Q_{\text{екв}}} = V_Q + \alpha_{\text{втр}} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i + \sum_{i=1}^{n_q} K_i \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_{\text{п}}) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{\tau c (1 - \alpha_{\text{п}})} \rightarrow \min. \quad (2.21)$$

Для врахування у заступній схемі «ідеального» режиму ЕМ додаткових витрат $V_{\text{дод}} = V_{Q_{\text{екв}}} - V_Q$, еквівалентних витратам, що пов'язані зі встановленням та експлуатацією ДРП, по аналогії з (2.14), (2.15) було визначено відповідні економічні опори [17]:

$$R_{ei}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{втр}} + \frac{K_i (\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_{\text{п}}) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{Q_i \tau c (1 - \alpha_{\text{п}})} \right], \quad (2.22)$$

Співвідношення для визначення економічних опорів R_{ei}^Q містять незалежні (Q_i) та залежні (U_i) параметри оптимізаційної задачі, а також економічні показники (K_i), що будуть змінюватися в процесі пошуку розв'язку. Отже ці опори не є постійними (рис. 2.6) й потребують уточнення на кожній ітерації.

З наведених графіків (рис. 2.6) видно, що значення економічних опорів співмірні зі значеннями опорів ліній електропередачі та трансформаторів розподільних мереж. Чутливість економічних опорів до відхилень напруги, які виникають в наслідок функціонування ДРП, значно знижується за зростання встановленої потужності останніх Q_i . Разом з тим зменшуються й значення R_{ei}^Q . Це сприяє подальшому нарощуванню встановлених потужностей ДРП, а у підсумку – зменшенню кількості встановлених пристроїв, а отже, скороченню капітальних витрат та експлуатаційних видатків. Таким чином, розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у постановці (2.16) з використанням економічних опорів (2.22) забезпечує досягнення максимальної рентабельності (2.18).

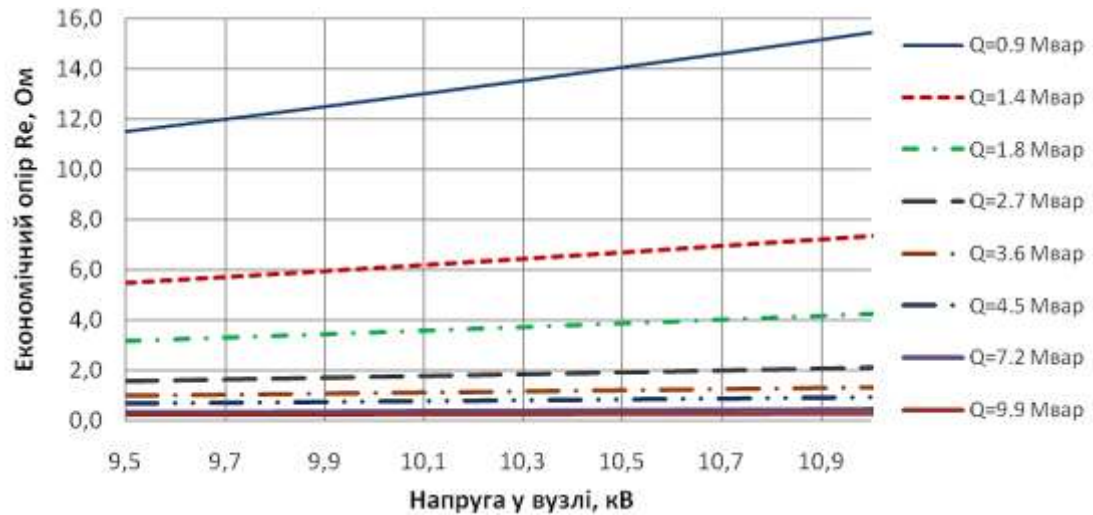


Рисунок 2.6 – Значення економічних опорів, розраховані для установок компенсації реактивної потужності номінальною напругою 10 кВ

Розв'язуючи задачу оптимізації розподілу реактивних навантажень ЕМ між джерелами реактивної енергії слід враховувати, що в якості таких джерел можуть розглядатися електричні станції (ЕС), зокрема розосереджені джерела енергії. Останні, разом з виробленням активної потужності P_i виконують для енергосистеми системну послугу з забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги. У цьому випадку електрична станція буде зменшувати виробництво електроенергії через генерування надлишкової, порівняно з технологічною необхідністю, реактивної потужності, тобто нести збитки. Їх вартість можна оцінити так [20]:

$$B_{Qi} = \beta_{Pi} P_{нвi}(Q_i) T, \quad (2.23)$$

де β_{Pi} – ціна електроенергії i -го джерела, тобто вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин за заданої потужності P_i ;

$P_{нвi}(Q_i)$ – недовироблена активна потужність i -ої ЕС на інтервалі часу T , що зумовлена генеруванням додаткової реактивної потужності Q_i .

За аналогією між (2.14) та (2.23) економічний опір, вартість втрат

електроенергії в якому еквівалентна збиткам ЕС, що пов'язані з виробництвом реактивної потужності на станції, може бути визначений за формулою:

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_{Pi} P_{нвi}(Q_i) U_i^2}{Q_i^2 c}.$$

Враховуючи, що недовироблення енергії електростанцією буде спостерігатися лише за перевищення реактивною потужністю граничних значень $Q_{i\max}$, вираз для економічного опору набуде вигляду:

$$R_{ei}^Q = \begin{cases} 0, \text{ якщо } Q_i \leq Q_{i\max}; \\ \frac{\beta_{Pi} P_{нвi}(Q_i) U_i^2}{Q_i^2 c}, \text{ якщо } Q_i > Q_{i\max}. \end{cases} \quad (2.24)$$

У виразі (2.24) відсутні коефіцієнти, що характеризують амортизаційні відрахування, податки на прибуток та інші економічні чинники, оскільки вони віднесені на основну діяльність, а задача оптимізації генерування реактивної потужності розглядається, як допоміжна послуга. Виходячи з (2.24) електричні станції, зокрема РДЕ, генеруючи реактивну потужність для формування балансу в ЕМ, можуть збільшувати свій прибуток, особливо коли через вплив незалежних факторів, що обмежують потік первинної енергії, обсяг вироблення електроенергії зменшується.

Якщо електрична станція виконує, крім виробництва електроенергії, системну функцію забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги, то отримує за видачу додаткової реактивної потужності $Q_{ди}$ відповідну компенсацію $\beta_{Qi} Q_{ди} T$. Тоді економічний опір для представлення додаткових витрат у заступній схемі (рис. 2.5) можна визначити з виразу:

$$\beta_{Q_i} Q_{Di} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{ei}^{PQ} c.$$

Економічний опір для i -ої ЕС, з урахуванням генерування нею активної потужності матиме вигляд:

$$R_{ei}^{PQ} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{Q_i} Q_{Di}}{c}. \quad (2.25)$$

Таке представлення економічного опору для джерел електроенергії, що можуть бути задіяні для генерування реактивної потужності в ЕМ є найбільш загальним. Воно дозволяє враховувати в оптимізаційних розрахунках сукупності джерел активної та реактивної потужності, як еквівалентні джерела (віртуальні електростанції).

Якщо розмістити в заступній схемі (рис. 2.5) електричні станції за опорами, що розраховані за (2.25), то буде забезпечено мінімізацію витрат на генерування контрактної реактивної потужності. На відміну від попередніх випадків тут буде враховано, як видачу реактивної потужності, так і генерування електроенергії в мережу. Якщо при цьому в розрахунковій моделі ЕМ електричні мережі представлені заступною r -схемою, то оптимізуються також втрати електроенергії в ЕМ.

2.4 Висновки до розділу 2

За результатами аналізу попередніх досліджень встановлено, що зі зміною структури електроспоживання та розвитком РДЕ зростає важливість вдосконалення методів та засобів оптимізації режимів електричних мереж енергопостачальних компаній за реактивною потужністю та напругою. Крім того, через зростання складності задачі класичні методи оптимізації

виявляються неефективними за надійністю та швидкодією.

За результатами досліджень отримано нове вирішення задачі підвищення ефективності компенсації реактивної потужності у ЕМ, що полягає у розробленні на основі принципу найменшої дії алгоритмів оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності.

Обґрунтовано доцільність використання принципу найменшої дії для підвищення надійності та швидкодії розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у електричних мережах з РДЕ за критерієм максимуму рентабельності капіталовкладень. Використання моделі «ідеального» режиму ЕМ дозволило звести означену задачу нелінійної оптимізації до задачі пошуку екстремального струморозподілу в заступній r-схемі мережі, що є принципово простішою.

Для врахування економічних факторів задачі пошуку оптимального розміщення джерел реактивної потужності схему «ідеального» режиму мережі доповнено їх економічними опорами. Метод визначення та коригування останніх базується на зіставленні додаткових експлуатаційних витрат та вартості втрат потужності у них. Моделі економічних опорів отримано для різних постановок задачі оптимізації параметрів та умов функціонування ДРП в електромережах.

РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМ ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Розрахунок оптимальних рівнів компенсації реактивних навантажень – задача не стільки економічна, скільки технічна. Всі суб'єкти оптового ринку об'єктивно зацікавлені у зниженні технологічних витрат електроенергії за рахунок КРП в електричних мережах. Відомо, що в даний час нормовані втрати в мережах ЕК встановлюються на рівні 10 – 14%, що в 2 – 4 рази більше за середні фактичні втрати у передових країнах за розвитком енергетичної галузі [29], [30]. Розрахунки показують, що тільки за рахунок додаткової компенсації реактивної потужності в мережах ЕК можливе зниження технологічних втрат на 5 – 8% [31], [32]. Рівень зниження втрат, очевидно, залежить не тільки від параметрів мереж, потужностей навантажень, рівнів напруги, але й від наявного рівня КРН в електромережах.

3.1 Визначення оптимального рівня компенсації реактивних навантажень для електромереж на основі принципу найменшої дії

Використовуючи моделювання ідеальних режимів, як було показано вище, можна підібрати вузли розподільної електричної мережі для яких встановлення ДРП буде максимально ефективним та підібрати потужність КУ, що забезпечить максимальний ефект зменшення втрат електроенергії за певний проміжок часу. Визначальною умовою у даному випадку є відсутність суттєвих змін схеми ЕМ протягом певного проміжку часу. Неможливість останнього у реальних умовах експлуатації розподільних ЕМ призводить певних ускладнень у методі вибору місць встановлення та оптимальних потужностей ДРП і вимагає проведення низки імітаційних розрахунків з можливими змінами нормальної схеми ЕМ.

Виходячи з наведеного вище, для вибору місць встановлення ДРП доцільно розглядати три підходи:

– розстановка компенсувальних пристроїв за принципом мінімального ризику, коли потужність і місце встановлення додаткових джерел реактивної потужності обирається лише для компенсації реактивного споживання окремих трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ. При цьому незалежно від комутацій у електричних мережах буде забезпечено постійний ефект зменшення втрат та підвищення рівнів напруги;

– розстановка компенсувальних пристроїв за принципом максимального ефекту, коли потужність і місця встановлення підбираються згідно (2.22), тобто з урахуванням ефекту компенсації не лише власного навантаження ТП 10/0.4 кВ, але й суміжних ТП. При цьому ефект зменшення втрат електроенергії є вищим, але залежить від комутацій у схемі електричних мереж, тобто для досягнення стійкого ефекту вимагається оснащення КУ засобами автоматичного керування;

– розстановка компенсувальних пристроїв на мінімальній кількості ТП 10/0,4 кВ з забезпеченням максимального ефекту зменшення втрат електроенергії. При цьому зменшується не лише видаткова складова на компенсацію втрат електроенергії, а й складова, пов'язана витратами на облаштування ДРП, а також їх ремонт та обслуговування.

3.1.1 Оптимізація рівнів компенсації реактивної потужності в ЕМ за результатами імітації ідеальних режимів

Визначення оптимальних потужностей ДРП у заданих вузлах розподільних мереж виконується у такій послідовності (рис. 3.1).

Для оцінювання потенційної можливості впровадження засобів компенсації реактивної потужності у електричні мережі з обґрунтованим позитивним ефектом виконується попереднє оцінювання структурної надійності електромережі та якості інформаційного забезпечення задачі визначення відпуску та втрат електроенергії. За результатами розрахунку визначаються параметри E_* , E'_* – за виразом (2.2), та δ_w та $\delta_{\Delta W}$ – за методикою, описаною в [33].

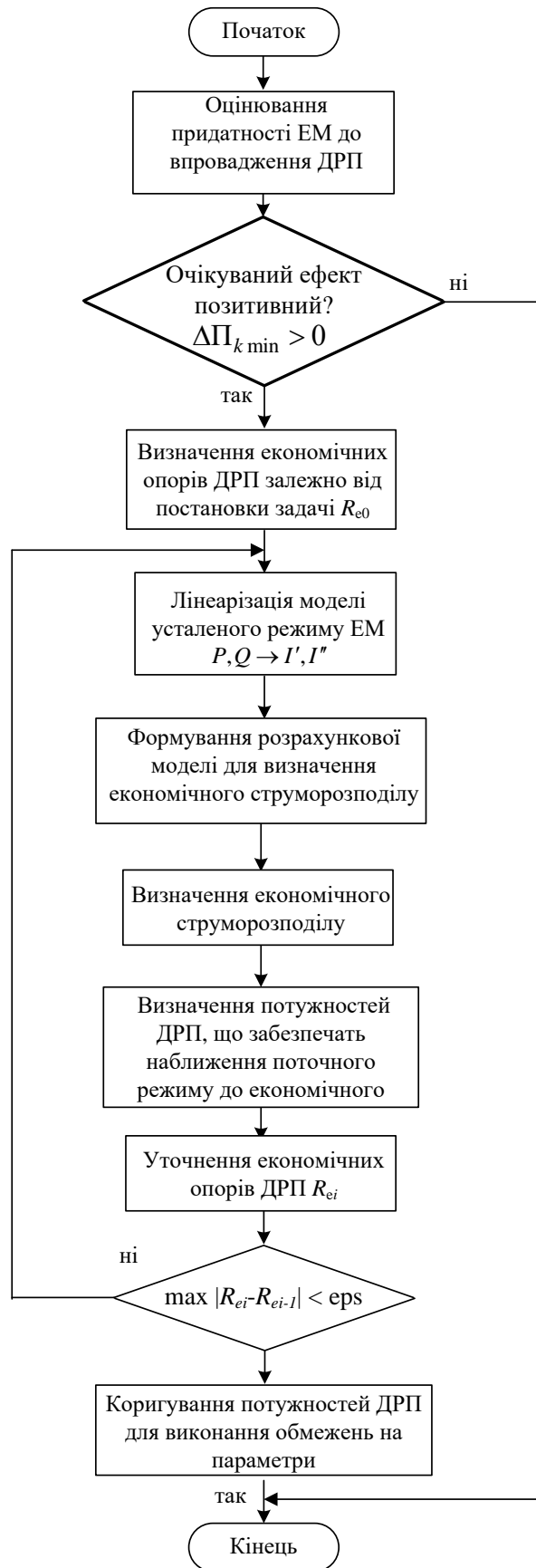


Рисунок 3.1 – Алгоритм оптимізації розміщення ДРП в електромережах з використанням моделі ідеального режиму

Далі, використовуючи вираз (2.8) оцінюється обґрунтований ефект (див. п. 2.2) від впровадження у вузлі електромережі з найнижчою напругою додаткового ДРП, яке б повністю компенсувало його реактивне споживання. Якщо розрахункове значення додаткових надходжень виявляється додатним, то виконуються розрахунки з оптимізації розміщення засобів групової компенсації, інакше впровадження КРП вважається необґрунтованим, оскільки реальний ефект не може бути оцінений.

Використовуючи отримані у п. 2.3 економічні опори ДРП, є можливість прямого отримання ідеального струморозподілу в розподільній мережі. Перед моделюванням ідеального її стану виконується перехід від потужностей генерування та навантажень до відповідних комплексних струмів. Розрахована за таких перетворень, лінеаризована модель нормального режиму ЕМ є еквівалентною вихідній нелінійній моделі для поточного часового зрізу у полі прийнятих допущень.

Для врахування постановки оптимізаційної задачі, зокрема критерію оптимальності, виконується відповідне коригування розрахункової моделі електричних мереж.

Для формування математичної моделі стану ЕМ, «ідеального» з огляду на розподіл реактивної потужності споживачів між ДРП та основним центром живлення, до її заступної r -схеми вводяться відповідні економічні опори у вузлах приєднання компенсувальних установок. Модель нормального режиму ЕМ, «ідеального» за втратами електроенергії, не потребує введення економічних опорів. Якщо критерій оптимальності задачі відмінний від мінімуму втрат електроенергії, то для врахування впливу на оптимальний розподіл реактивних потужностей техніко-економічних чинників, до заступної r -схеми вводяться економічні опори, що визначаються за (2.15), (2.22), (2.24) чи (2.25).

Економічний струморозподіл визначається, як зазначалося вище, на підставі лінеаризованої моделі ідеального стану ЕМ з використанням методу Гауса. Для цього попередньо формується система лінійних рівнянь за методом

вузлових напруг. Особливістю її формування є наявність базисного (центр живлення) та кількох балансувальних (вузли приєднання ДРП) вузлів, а також форма представлення напруг вузлів – у вигляді модулів U_i та фаз δ_i – з метою адекватного врахування балансування за реактивною потужністю.

Визначені напруги незалежних вузлів перераховуються у струми віток I_{ij} , які відповідають оптимальному струморозподілу ЕМ.

Розрахунок контурних е.р.с., що необхідні для оцінювання рівня недосконалості нормальної схеми ЕМ та оптимізації місць її розмикання, виконується з використанням системи контурних рівнянь, складеної для системи незалежних базисних контурів заступної z -схеми ЕМ. Фіксуючи в лівій частині суму добутків ідеальних контурних струмів (для заступної r -схеми) на власні та взаємні контурні опори для заступної z -схеми ЕМ, в правій частині маємо контурні е.р.с., значення яких вказують на необхідність розроблення заходів з оптимізації схеми ЕМ для наближення струморозподілу до ідеального.

Використовуючи результати моделювання «ідеального» режиму ЕМ коригуються потужності ДРП відповідно до задачі, що розв'язується. Отримані таким чином незалежні параметри є екстремальними, тобто такими, що забезпечують «ідеальний» за заданим критерієм оптимальності режим ЕМ. Для визначення екстремальних параметрів джерел реактивних Q_i^{ext} потужностей використовують значення «ідеальних» струмів у вітках з відповідними економічними опорами.

Враховуючи, що вирази для визначення та коригування економічних опорів ДРП залежать від режимних параметрів, які у свою чергу залежать від оптимальних потужностей ДРП, опори необхідно уточнювати на кожній ітерації. Критерієм завершення процесу оптимізації розміщення ДРП в електромережах є відсутність суттєвих змін економічних опорів ДРП, оскільки це означає відсутність змін режимних параметрів та оптимальних потужностей ДРП.

У випадку, якщо визначені таким чином потужності ДРП не відповідають технічним або експлуатаційним обмеженням, їх коригують. Для цього розв'язується додаткова оптимізаційна задача з використанням симплекс-методу. Визначаються зміни до потужностей ДРП, які забезпечують виконання обмежень за напругою мінімально відхиляючи оптимальний режим ЕМ від ідеального.

Використовуючи запропонований підхід до оптимізації режимів неоднорідних електричних мереж з РДЕ на основі принципу найменшої дії, запропоновано алгоритми формування й оцінювання ефективності типових електроощадних заходів для таких мереж. Вони покладені в основу програмного комплексу аналізу та оптимізації втрат електроенергії в розподільних мережах «ВТРАТИ» [34], [35]. Комплекс впроваджено в обласних енергопостачальних компаніях, де він успішно експлуатується. Реалізація заходів щодо зменшення втрат створює умови для підвищення ефективності експлуатації таких мереж.

3.1.2 Оптимізація розміщення ДРП в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності

На рис. 3.2 наведено структурну схему програмного модулю оптимізації розміщення додаткових ДРП в електричних мережах, призначеного для розв'язання таких задач: аналіз та введення режиму ЕМ у допустиму область; оцінювання доцільності встановлення ДРП; оптимізація режиму за реактивною. Означені задачі є функціонально пов'язаними та містять низку спільних процедур та дозволяють ефективно вирішувати питання техніко-економічного обґрунтування компенсації реактивної потужності.

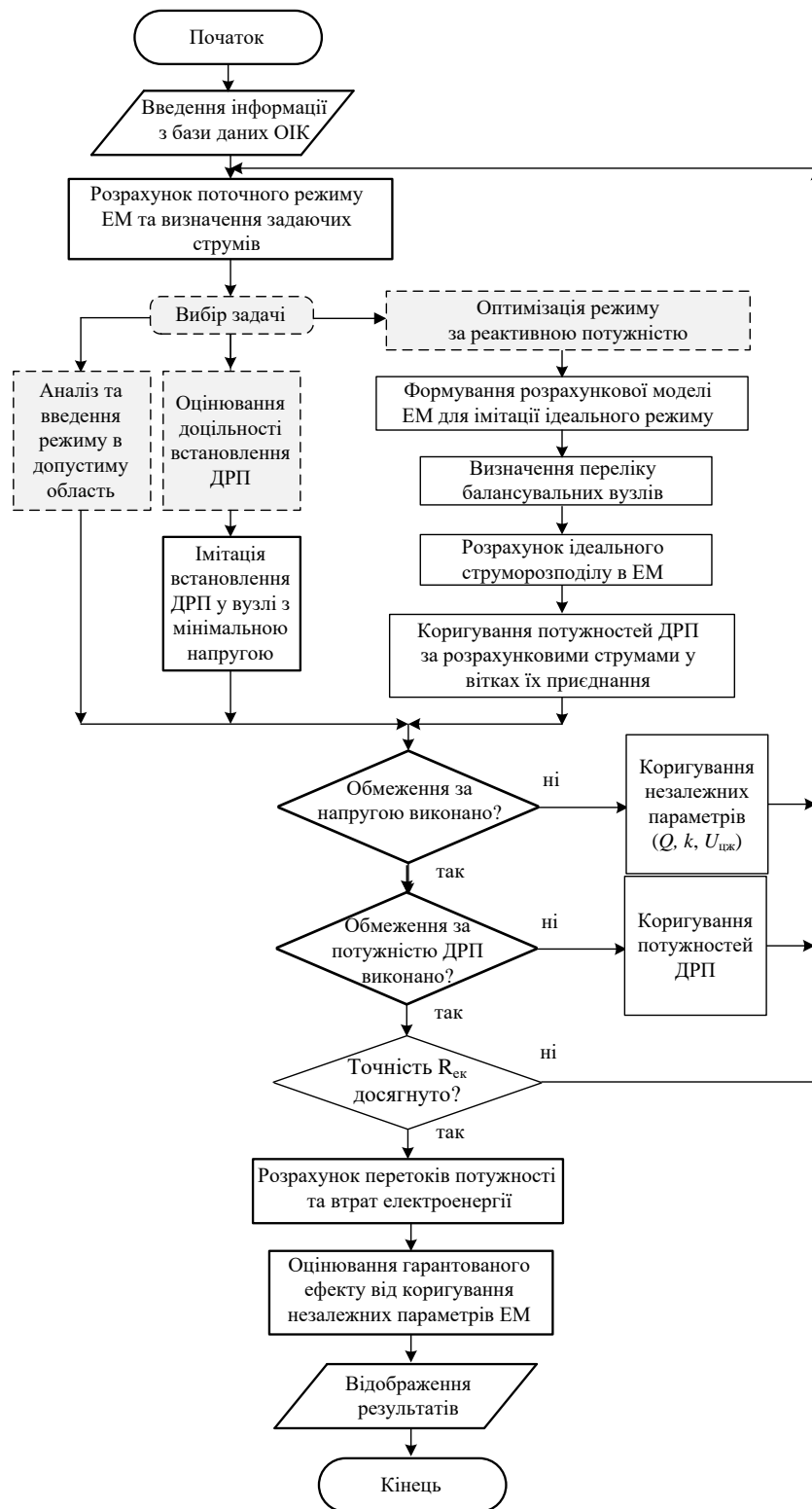


Рисунок 3.2 – Структура модулю оптимізації розміщення ДРП в електричних мережах

Вихідними даними для визначення оптимальних місць приєднання та потужностей ДРП в електромережах є пасивні параметри ЕМ, параметри характерних режимів, а також конструктивні параметри КУ, що можуть бути

використані для оптимізації перетікань реактивної потужності.

Інформація про пасивні параметри надходить з корпоративних баз даних енергопідприємства, архівів служби ліній, підстанцій, диспетчерської служби тощо, залежно від функціональної структури підприємства.

Інформація про режимні параметри визначається розрахунковим шляхом, використовуючи інформацію технічного та комерційного моніторингу енергопідприємства (на рис. 3.2 позначено, як база даних ОІК).

Розрахункам з оптимізації розміщення ДРП мають передувати аналітичні розрахунки для оцінювання критичних режимів ЕМ з огляду на регулювання напруги та реактивної потужності, зокрема, режиму мінімальних та максимальних навантажень, а також післяаварійних режимів. За результатами оцінюється необхідність застосування КРП, основна задача, що розв'язується впровадженням КУ (обмеження струмів ЛЕП, регулювання напруги, зменшення втрат), а також надійність ЕМ та якість наявного інформаційного забезпечення.

Після конкретизації проблеми, що має бути вирішена запровадженням ДРП, необхідно виконати оцінювання обґрунтованого ефекту, який, крім споживання реактивної потужності в ЕМ, залежить від надійності мереж, точності оцінювання відпуску електроенергії споживачам та точності визначення втрат і режимних параметрів. Якщо обґрунтований ефект від компенсації реактивної потужності у найбільш електрично-віддаленому вузлі виявляється додатним, то розміщення засобів групової КРП вважається доцільним.

Визначення оптимальних місць приєднання та потужностей ДРП за критерієм максимуму рентабельності виконується у такій послідовності.

1. Використовуючи наявне інформаційне забезпечення формуються вихідні дані для розрахунку усталеного режиму ЕМ для визначення рівнів напруг у її вузлах. Заданими вважаються активні й реактивні потужності у вузлах (окрім базисного), зокрема потужності ДРП, що були впроваджені раніше та потужності РДЕ. За результатами розрахунку визначаються задаючі

струми у вузлах, завдяки чому вдається перейти до лінеаризованої модулі поточного режиму, еквівалентної початковій.

2. Формується розрахункова модель ЕМ для відтворення її ідеального струморозподілу за втратами потужності. Для цього ЕМ подається заступною r -схемою. Наявні ДРП подаються фіксованими задаючими струмами. Нові ДРП, розміщення яких виконується для забезпечення максимальної рентабельності компенсації реактивної потужності з урахуванням обмежень за напругою та потужністю установки, подаються економічними опорами, що визначаються за виразом:

$$R_{ei}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{втр}} + \frac{K_i (\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{tc(1 - \alpha_n)} \right].$$

Вузлам приєднання ДРП присвоюють ознаку балансувальних за реактивною потужністю, що дає змогу вивести їх потужності з переліку незалежних змінних та визначити екстремальні значення, розраховуючи економічний режим ЕМ.

3. Використовуючи лінеаризовану модель у координатах вузлових напруг за методом Гауса розраховується режим ЕМ, ідеальний за втратами потужності та визначається економічний струморозподіл. Він відповідає мінімуму втрат активної потужності в заступній схемі ЕМ з економічними опорами, а отже максимуму рентабельності впровадження ДРП.

4. Розрахункові струми у вітках з економічними опорами окремих ДРП, перераховують у екстремальні значення встановлених реактивних потужностей, тобто таких, що забезпечують максимум рентабельності їх встановлення.

5. На наступному етапі виконується перевірка обмежень за відхиленнями напруги у вузлах ЕМ. Якщо для окремих вузлів обмеження не виконуються, то імітується регулювання напруги на підстанціях зміною

коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів у межах їх регульовального діапазону. Якщо вказаний захід виявляється не ефективним, то здійснюється примусове зниження розрахункових потужностей ДРП за результатами розв'язання допоміжної оптимізаційної задачі (2.32). Після чого вузол приєднання ДРП втрачає ознаку балансувального вузла і виводиться з області пошуку оптимального розв'язку. Для оцінювання ефекту від дій щодо оптимізації режиму за реактивною потужністю та введення його в допустиму область виконується уточнення розрахункової моделі та повторний розрахунок режиму.

6. Враховуючи, що розрахункові потужності ДРП можуть відрізняються від каталожних параметрів реальних КУ, виконується процедура заокруглення цих значень. Якщо потужність ДРП, що встановлене у певному вузлі, була зменшена для забезпечення обмежень за напругою, то напрямок заокруглення потужності до стандартного значення має відповідати цій корекції. Таким чином, для даного вузла потужність заокруглюється до найближчого меншого значення.

У інших випадках, враховуючи, що будь-яке відхилення розрахункових потужностей ДРП від економічних значень, призводить до зниження рентабельності їх впровадження, вибір напрямку заокруглення виконується з урахуванням їх впливу на критерій оптимальності.

Якщо ДРП, що підлягають встановленню для групової компенсації реактивної потужності, оснащені засобами автоматичного регулювання, то розрахункова встановлена потужність заокруглюється до ближчого більшого стандартного значення. Таким чином враховується перспективний розвиток електроспоживання, а тимчасове перевищення генерування ДРП обмежується налаштуваннями САК.

Якщо для встановлення пропонуються пристрої без САК, то, враховуючи, що будь-яка зміна потужності ДРП призводить до зниження рентабельності, необхідно заокруглювати розрахункові потужності до найближчих стандартних у бік збільшення, або зменшення.

Якщо обмеження на параметри виконано, то поточний режим є умовно оптимальним, однак потребує уточнення. Так, якщо точність визначення економічних опорів ДРП не досягнуто, тобто максимальне відхилення між значеннями R_{ei}^Q на суміжних ітераціях перевищує задану точність, то відбувається їх повторне коригування (перехід на п. 1). Інакше розв'язок вважається оптимальним, а розрахунковий модуль переходить до завершальних процедур.

7. За розрахованими параметрами режиму ЕМ, оптимальними встановленими потужностями ДРП та коефіцієнтами трансформації трансформаторів на підстанціях уточнюються перетікання потужності по вітках мереж та визначаються втрати потужності.

8. Оцінюється обґрунтований ефект від впровадження ДРП в електромережі з урахуванням надійності мереж, якості напруги та точності інформаційного забезпечення.

9. Результати розрахунку виводяться для реалізації. Оскільки розглядається проектна задача, то результати видаються у вигляді рекомендацій для інженерного персоналу. Якщо комплекс використовується для налаштування ДРП, встановлених раніше, то результати подаються оперативному персоналу у вигляді рекомендованих налаштувань САК компенсувальних установок.

Таким чином, запропонований алгоритм дозволяє розв'язувати широке коло задач щодо уточнення постановки задачі, визначення оптимальних параметрів та оцінювання обґрунтованої ефективності впровадження КРП у розподільних мережах.

3.2 Висновки до розділу 3

Процес оптимізації режимів електричної мережі за реактивною потужністю та напругою може здійснюватися з використанням принципу найменшої дії. При цьому джерела реактивної потужності в розрахунковій

моделі ЕМ представляються економічними опорами. Значення опорів, якими моделюється фіктивні втрати потужності, визначаються у відповідності до вибраного критерію оптимальності функціонування окремих ДРП і в залежності від того, чи є джерело реактивної потужності на балансі енергопостачальної компанії.

Визначення оптимального навантаження джерел реактивної енергії зводиться до розрахунку усталеного режиму ЕМ за її заступною r -схемою. Для забезпечення обмежень за напругою у вузлах мережі розраховуються відповідні значення коефіцієнтів трансформації та уточнюються потужності ДРП. Оптимальні значення потужностей ДРП та коефіцієнтів трансформації визначаються за результатами розв'язання системи вузлових рівнянь, що формується за результатами розрахунку економічного струморозподілу.

Проведені дослідження дозволили вирішити задачу підвищення ефективності керування перетіканнями реактивної потужності у РЕМ з розосередженим генеруванням шляхом розроблення на основі принципу найменшої дії методів та засобів їх оптимізації, а також формування умов оптимальності функціонування ДРП за критерієм мінімуму витрат на експлуатацію електромереж.

РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНІ РОЗРАХУНКИ З ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ТА НАПРУГОЮ

У попередніх розділах було розроблено математичні моделі та алгоритми для вирішення задач, пов'язаних з оптимізацією перетікань реактивної потужності електричними мережами з метою з підвищення ефективності їх експлуатації. Запропоновано алгоритми, що дозволяють обґрунтовано оцінювати ефект від запровадження КРП, розробляти якісніші проектні рішення щодо розміщення додаткових ДРП у мережах та підбору їх встановленої потужності, а також впроваджувати системи оперативного керування потоками потужності та напругою в ЕМ.

Для практичної реалізації запропонованих підходів розроблено алгоритми та вдосконалено програмні засоби інформаційної підтримки проектувальника щодо розроблення заходів з компенсації реактивної потужності, а також керування наявними пристроями. Однак адекватність та ефективність запропонованих алгоритмів можна підтвердити лише практичним впровадженням або обчислювальними експериментами.

Тому у даному розділі на прикладі реальних ЕМ показано працездатність, ефективність та адекватність розроблених алгоритмів і алгоритмів. Визначено показники обґрунтованої ефективності КРП та проаналізовано вплив на них надійності електромереж та точності інформаційного забезпечення. Розраховано оптимальні потужності ДРП, що підлягають встановленню на підстанціях електромереж з використанням різних критеріїв оптимальності, зокрема, максимуму рентабельності та мінімуму витрат на експлуатацію. Використовуючи методи визначення та коригування економічних опорів ДРП розв'язано задачу багатокритеріальної оптимізації та визначено оптимальні графіки роботи джерел для електромереж 110/35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго». Розрахунки щодо оптимізації розташування ДРП за критеріями мінімуму втрат електроенергії та

максимальної рентабельності капіталовкладень, виконано за допомогою модифікованого програмного комплексу «ВТРАТИ».

Крім того, для підтвердження ефективності запропонованого алгоритму визначення налагоджувальних параметрів САК джерелами реактивної потужності виконано розрахунки на прикладі засобів компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням у Вінницьких міських електричних мережах 10 кВ. Проведено натурний експеримент з оптимізації перетікань реактивної потужності засобами автоматичного керування. Досліджено кореляцію між графіками оптимального генерування ДРП за критерієм мінімуму втрат у мережах та локального споживання реактивної потужності на підстанції приєднання конденсаторних установок. За результатами визначено налагоджувальні параметри локальних систем керування ДРП. Показано, що впровадження розроблених засобів оптимізації перетікань реактивної потужності дозволить зменшити втрати електроенергії у мережах на 2-5%.

4.1 Оцінювання обґрунтованої ефективності встановлення ДРП на прикладі електричних мереж 110-35 кВ ПАТ "Вінницяобленерго"

4.1.1 Постановка оптимізаційної задачі, формування обмежень

Для оцінювання адекватності запропонованих алгоритмів оптимізації розміщення ДРП з використанням економічного струморозподілу було проведено розрахунки з визначення місць встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК) з автоматичним регулюванням в мережах 110-35 кВ ПАТ "Вінницяобленерго".

Основними джерелами живлення електромереж ПАТ «Вінницяобленерго» є Ладизинська ТЕС, Дністровська ГЕС, підстанція 330/110 кВ "Вінницька", підстанція 750/330/110 кВ "Вінницька", підстанція 330/110 кВ "Козятин" та підстанція 330/110 кВ "Бар".

Електричні мережі 110-35 кВ ПАТ "Вінницяобленерго" містять 109

підстанцій з вищою напругою 35 кВ та 82 підстанції з вищою напругою 110 кВ. Сумарна потужність силових трансформаторів 110/35/10 кВ та 110(35)/10(6) кВ на зазначених підстанціях складає 2050 МВА. Протяжність ліній 110 та 35 кВ, якими з'єднуються зазначені підстанції складає 4300 км.

Станом на 2017 рік в електричних мережах ПАТ "Вінницяобленерго" відсутні засоби компенсації реактивної потужності. В якості місцевих джерел реактивної потужності використовуються Вінницькі ТЕЦ-1 та ТЕЦ-4 з сумарною реактивною потужністю (яку можливо задіяти для компенсації) 9,3 Мвар та малі ГЕС (11 станцій) – 6,6 Мвар. Крім того, від мереж ПАТ "Вінницяобленерго" отримують живлення електроприводи газокompресорної станції ГКС "Іллінці", які можуть за необхідності видавати до 35 Мвар реактивної потужності в мережі 110 кВ енергопостачальної компанії.

Таким чином, рівень компенсації реактивної потужності є вкрай низьким. Реактивне навантаження споживачів покривається основними джерелами живлення, що спричиняє додаткові втрати активної енергії в мережах 110-35 кВ (табл. 4.1). Крім того, з наведеного видно, що споживання реактивної потужності покривається електроустановками, що мають різних власників. Оптимізацію їх функціонування для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності в електромережах доцільно здійснювати за різних критеріїв оптимальності, тобто оптимізаційна задача, як зазначалося вище, виявляється багатокритеріальною.

Таблиця 4.1 – Ретроспектива технологічних витрат електроенергії в мережах 110-0,4 кВ ПАТ "Вінницяобленерго"

Технологічні витрати електроенергії, (по роках)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Звітні (%)	17,6	15,6	14,3	15,8	14,9	14,6	14,9	14,9	15,0	14,0	13,8
Нормативні (%)	16,2	16,4	16,3	17,7	16,4	17,3	17,1	17,4	16,9	16,9	16,9
Понаднорм. (%)	1,3	-0,8	-2,1	-1,9	-1,5	-2,7	-2,3	-2,5	-1,9	-2,9	-3,2

Для встановлення було прийнято БСК з автоматичним дискретним регулюванням з кількістю ступенів 3 та більше, в залежності від номінальної потужності (табл. Б.2). Вартісні показники були визначені за результатами роботи з електротехнічними підприємствами, що постачали БСК на ринок України, зокрема: ПАТ "Компанія Міркон" (м. Запоріжжя), ПАТ НВП «Нафтаенергопром» (м. Харків), ПАТ «Енергомир» (м. Одеса), ЧП «ЕЛЕКТРОФАРФОР 2000» (м. Київ).

Для оцінювання економічної ефективності оснащення підстанцій 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» для кожного пристрою КРП було визначено укрупнені вартісні показники K_0 та K_1 , що склалися з вартості БСК (табл. Б.1), вартості комірки 10 кВ для приєднання БСК [36], вартості проектних робіт щодо БСК та їх приєднання [36], а також вартості будівельних робіт [36]. Результати розрахунку укрупнених вартостей подано в табл. Б.3.

За результатами статистичного аналізу укрупнених вартостей БСК (табл. Б.3) було визначено постійні та змінні складові їх вартості (рис. Б.1, Б.2). Останні були використані для визначення та уточнення економічних опорів БСК, що підлягали встановленню на підстанціях 110-35 кВ.

Аналізуючи результати табл. Б.3 та рис. А.1 видно, що для встановлення БСК номінальних потужностей до 0,9 Мвар постійна складова витрат є визначальною. Таким чином, питомі капіталовкладення для таких установок виявляються істотно вищими, а їх встановлення на підстанціях буде призводити до збільшення терміну окупності проекту. Виходячи з цього було прийнято рішення у подальших розрахунках оцінювати встановлення БСК з номінальною потужністю 0,9 Мвар та вище.

Для формування цільових функцій і, відповідно, економічних опорів ДРП було використано такі техніко-економічні показники. Експлуатаційні витрати на пристрої компенсації реактивної потужності V_{et} склали 4,8% від вартості основних фондів. Амортизаційні відрахування на реновацію A_{pt} склали 10% від капітальних витрат. Податок на прибуток $H_{пт}$ прийнято на рівні 16%. Відшкодування відсотків по кредитах не враховувалося, оскільки

джерелом капіталовкладень прийнято кошти споживачів за перетікання реактивної потужності.

Враховуючи, що зміни перетікань реактивної потужності істотно впливають на рівні напруги в електромережах 110-35 кВ, і особливо на шинах 10 кВ підстанцій, де планується встановлення БСК, визначати оптимальні потужності БСК неможливо без урахування засобів регулювання напруги, що встановлені на підстанціях. Виходячи з цього для підстанцій, що належали до області пошуку оптимального розміщення ДРП, було залучено дані щодо номінальних потужностей трансформаторів та засобів регулювання напруги (табл. А.1).

4.1.2 Порівняння оптимальних рішень за різними критеріями

Оптимальний перелік та потужності БСК для встановлення в ЕМ 35-110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» визначалися по роках, з 2018 по 2022. Таким чином було визначено оптимальну послідовність їх впровадження для забезпечення максимального обґрунтованого ефекту на період до 2027 року. Пошук оптимального варіанту розміщення ДРП для кожного року прогнозного періоду виконувався згідно запропонованого алгоритму з урахуванням обмежень за напругою. Враховуючи обсяг задачі, розрахунки виконувалися за допомогою вдосконаленого програмного комплексу «ВТРАТИ».

У табл. 4.1 наведено результати визначення оптимальних місць приєднання та потужностей БСК станом на 2022 рік за критерієм максимальної рентабельності. Для оцінювання ефективності оптимального варіанту крім номінальних потужностей БСК наведено значення економічних опорів на останній ітерації розрахунку, відносного зменшення втрат та відносного приросту прибутку, що пов'язаний з встановленням БСК.

У табл. 4.2 наведено техніко-економічні показники для поданого варіанту розстановки БСК, що підтверджують достатню його ефективність.

Таблиця 4.1 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм максимальної рентабельності

Назва вузла	U _{мод.} , кВ	R _с ⁰ , Ом	ΔΔP/ΔQ, МВт/Мвар	ΔП/ΔQ, тис.грн/ Мвар	Q _{ку} , Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
4С-ПС 110 кВ Північна	10,6	3,320	0,0136	40,28	2	2	4
1С-ПС 110 кВ Промислова	10,7	1,692	0,0135	39,82	3	2	9
1С-ПС 110 кВ Південна	10,7	0,271	0,0134	39,27	10	3	9
2С-ПС 110 кВ Південна	10,7	0,371	0,0135	39,89	8	2	9
2С-ПС 110 кВ Дашів	10,8	0,656	0,0083	15,65	5,5	4	4
1С-ПС 110 кВ Бершадь	10,6	0,266	0,0115	30,36	10	4	4
2С-ПС 110 кВ Тростянець	10,7	3,383	0,0128	36,35	2	3	9
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	10,7	0,450	0,013	37,52	7	3	9
2С-ПС 110 кВ Томашпіль	10,3	5,223	0,0056	5,68	1,5	5	9
2С-ПС 110 кВ Немирів	10,7	5,636	0,0136	42,94	1,5	3	9
1С-ПС 110 кВ Хмільник	10,7	5,636	0,0129	39,44	1,5	1	4
2С-ПС 110 кВ Хмільник	10,6	3,320	0,0144	43,71	2	2	4
ПС 110 кВ Моївка	10,8	3,446	0,0129	36,68	2	2	9
1С-ПС 110 кВ Жмеринка	10,7	1,692	0,0133	38,86	3	2	9
1С-ПС 110 кВ Шаргород	10	0,297	0,0017	-15,1	8,5	7	9
1С-ПС 110 кВ Літин	10,8	8,612	0,0191	68,44	1,2	2	2
ПС 110 кВ Курортна	10,5	5,428	0,0156	52,35	1,5	4	4
ПС 110 кВ Ямпіль	10,5	1,264	0,0092	19,46	3,5	1	9
ПС 110 кВ Чечельник	10,7	3,383	0,0124	34,42	2	1	9
1С-ПС 110 кВ Західна	10,6	1,288	0,0135	39,86	3,5	2	4
2С-ПС 110 кВ Західна	10,6	1,661	0,0132	38,5	3	3	9
2С-ПС 110 кВ Нова	10,6	2,258	0,0135	39,67	2,5	2	9
ПС 35 кВ Слобода-Підліс.	10,5	8,140	0,0024	-9,33	1,2	4	4
1С-ПС 35 кВ Тиврів	10,6	5,532	0,0048	1,63	1,5	4	4
2С-ПС 35 кВ Тиврів	10,7	5,636	0,0058	6,71	1,5	4	4
2С-ПС 35 кВ Оратів	10,7	3,383	0,0176	58,86	2	4	4
1С-ПС 35 кВ Гайсин	10,6	2,258	0,0139	41,33	2,5	1	4
2С-ПС 35 кВ Гайсин	10,5	5,428	0,015	49,25	1,5	1	4
1С-ПС 35 кВ Шпиків	10,7	7,303	0,0042	-1,13	1,3	1	6
2С-ПС 35 кВ Красне	10,5	9,552	0,0031	-6,15	1,1	2	2
2С-ПС 35 кВ Чернівці	10,6	2,258	0,011	28,24	2,5	2	4
ПС 35 кВ Городківка	10,5	5,428	0,0222	80,16	1,5	2	2
2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	10,6	8,296	0,0074	13,81	1,2	2	2
ПС 35 кВ Чорномин	10,7	9,919	0,0112	31,6	1,1	2	6
1С-ПС 35 кВ Ободівка	10,8	8,612	0,0082	17,8	1,2	7	9
2С-ПС 35 кВ Ободівка	10,7	8,453	0,007	11,91	1,2	4	6
1С-ПС 35 кВ Баланівка	10,8	7,440	0,0143	45,95	1,3	2	2
1С-ПС 35 кВ Осіївка	10,8	12,054	0,0026	-8,25	1	4	6
ПС 35 кВ Кирнасівка	10,8	6,504	0,0045	0,26	1,4	2	2
1С-ПС 35 кВ Уладівка	10,8	8,612	0,0013	-14,55	1,2	4	4
2С-ПС 35 кВ Уладівка	10,8	8,612	0,0014	-14,15	1,2	4	4
1С-ПС 35 кВ Лаврівка	10,8	3,446	0,0018	-14,69	2	4	4
2С-ПС 35 кВ Лаврівка	10,7	6,384	0,0033	-5,19	1,4	4	4
2С-ПС 35 кВ Центральна	10,7	0,745	0,0122	33,5	5	6	9

Таблиця 4.2 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	120,5
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	235574
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	215350,9
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	1049,5
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	20223,1
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	78099,5
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	25987,9
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	3748,8
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	7810
Податок на прибуток (тис. грн):	2308,7
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	12120,5
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,26
Термін окупності капіталовкладень (рік):	3,9
Обґрунтований ефект (тис.грн):	90903,7

З результатів розрахунку видно, що отриманий варіант розміщення БСК, передбачає встановлення 44 пристроїв сумарною потужністю 120,5 Мвар, забезпечує швидку окупність капіталовкладень та високий обґрунтований ефект. Однак враховуючи обраний критерій оптимальності вказаний варіант розміщення БСК не відповідає мінімуму втрат електроенергії в ЕМ 110-35 кВ.

Виходячи з цього прийнявши економічні опори ДРП рівними нулю було виконано оптимізацію розміщення БСК за критерієм мінімуму втрат електроенергії в мережах 110-35 кВ станом на 2022 рік. Результати подано у табл. 4.3. Результати оцінювання техніко-економічних показників подано в табл. 4.4.

Таблиця 4.3 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_{e}^Q , Ом	$\Delta\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/ Мвар	$Q_{\text{кв}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
ПС 110 кВ Вапнярка	10,7	0,0	0,0078	15,92	0,7	2	9
ПС 110 кВ Дзигівка	10,7	0,0	0,0057	6,03	1,5		4
ПС 110 кВ Чернятка	10,6	0,0	0,0079	16,27	1,5	3	9
4С-ПС 110 кВ Північна	10,7	0,0	0,0079	13,55	4,5	3	4
3С-ПС 110 кВ Північна	10,7	0,0	0,0079	13,55	2,5	3	4
2С-ПС 110 кВ Промислова	10,7	0,0	0,0076	12,41	2,5	3	9

Продовження таблиці 4.3

Назва вузла	U _{мод} , кВ	R _с ⁰ , Ом	ΔΔP/ΔQ, МВт/Мвар	ΔП/ΔQ, тис.грн/ Мвар	Q _{ку} , Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
1С-ПС 110 кВ Промислова	10,8	0,0	0,0076	12,35	4,5	3	9
1С-ПС 110 кВ Південна	10,6	0,0	0,0078	13,11	14	5	9
2С-ПС 110 кВ Південна	10,7	0,0	0,0078	13,11	8,5	4	9
2С-ПС 110 кВ Дашів	10,8	0,0	0,0073	11	5	4	4
2С-ПС 110 кВ Бершадь	10,6	0,0	0,008	16,73	0,9	2	9
1С-ПС 110 кВ Бершадь	10,6	0,0	0,0086	17,07	10,5	4	4
2С-ПС 110 кВ Тростянець-110	10,8	0,0	0,0081	14,72	3,5	4	9
2С-ПС 110 кВ Тульчин	10,7	0,0	0,0081	14,7	1,5	4	9
1С-ПС 110 кВ Тульчин	10,8	0,0	0,008	16,73	1,5	3	4
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	10,6	0,0	0,0086	16,69	8	4	9
1С-ПС 110 кВ Крижопіль	10,8	0,0	0,0077	15,24	1,4	3	4
2С-ПС 110 кВ Піщанка	10,7	0,0	0,0072	12,84	1,2	2	9
1С-ПС 110 кВ Піщанка	10,7	0,0	0,0079	16,37	0,7	2	9
1С-ПС 110 кВ Томашпіль	10,6	0,0	0,0071	12,8	1,3	2	9
2С-ПС 110 кВ Немирів	10,8	0,0	0,0079	13,58	3	4	9
1С-ПС 110 кВ Хмільник	10,7	0,0	0,0061	5,2	2,5	2	4
2С-ПС 110 кВ Хмільник	10,7	0,0	0,0071	9,99	2	2	4
ПС 110 кВ Моївка	10,6	0,0	0,0091	19,26	2	3	9
1С-ПС 110 кВ Жмеринка	10,6	0,0	0,008	14,04	5	4	9
1С-ПС 110 кВ Шаргород	10,8	0,0	0,0068	8,32	3,5	1	9
2С-ПС 110 кВ Літин	10,7	0,0	0,0054	4,88	1,2	4	9
1С-ПС 110 кВ Літин	10,8	0,0	0,0094	20,76	2	2	2
ПС 110 кВ Курортна	10,7	0,0	0,0074	11,29	2	4	4
ПС 110 кВ Ямпіль	10,7	0,0	0,0065	7,29	3,5		9
ПС 110 кВ Чечельник	10,6	0,0	0,0085	16,32	2	2	9
1С-ПС 110 кВ Західна	10,6	0,0	0,008	13,95	5,5	3	4
2С-ПС 110 кВ Західна	10,6	0,0	0,0077	12,71	4	4	9
2С-ПС 110 кВ Нова	10,7	0,0	0,008	13,85	4,5	3	9
1С-ПС 110 кВ Нова	10,7	0,0	0,0081	14,69	3,5	3	9
2С-ПС 35 кВ Копайгород	10,8	0,0	0,0055	4,94	0,9	1	1
ПС 35 кВ Котюжани	10,6	0,0	-0,0008	-24,15	0,8	2	2
2С-ПС 35 кВ Лучинець	10,6	0,0	0,0027	-7,82	0,6	2	2
1С-ПС 35 кВ Лучинець	10,6	0,0	0,0026	-8,57	0,6	2	2
ПС 35 кВ Качківка	10,7	0,0	0,0051	3,05	1	3	6
ПС 35 кВ Слобода-Підлісівська	10,6	0,0	0,0047	1,35	1	4	4
1С-ПС 35 кВ Жуківці	10,8	0,0	0,0085	19,14	0,9	6	6
1С-ПС 35 кВ Тиврів	10,6	0,0	0,0071	12,76	1,2	4	4
2С-ПС 35 кВ Тиврів	10,8	0,0	0,0051	3,31	1,3	4	4
1С-ПС 35 кВ Люлинці	10,7	0,0	0,0028	-7,48	0,6	2	2
2С-ПС 35 кВ Радівка	10,6	0,0	0,0051	3,14	0,5	2	2
1С-ПС 35 кВ Корделівка	10,8	0,0	0,0074	13,81	1	4	4
ПС 35 кВ Н.Гребля	10,7	0,0	0,0063	8,99	1	6	6
2С-ПС 35 кВ Оратів	10,8	0,0	0,0069	8,7	2	4	4
1С-ПС 35 кВ Оратів	10,8	0,0	0,008	16,61	0,8	2	2
1С-ПС 35 кВ Гайсин	10,8	0,0	0,0062	5,87	3	1	4

Продовження таблиці 4.3

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_c^0 , Ом	$\Delta\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/ Мвар	$Q_{\text{КУ}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
2С-ПС 35 кВ Гайсин	10,8	0,0	0,0063	5,98	2	1	4
ПС 35 кВ Мельниківці	10,8	0,0	0,0058	6,53	0,7	1	4
ПС 35 кВ Ковалівка	10,7	0,0	0,0067	10,68	0,7	2	2
1С-ПС 35 кВ Шпиків	10,7	0,0	0,006	7,53	1,1	2	6
2С-ПС 35 кВ Шпиків	10,7	0,0	0,0067	10,61	0,8	3	4
1С-ПС 35 кВ Рахни	10,4	0,0	0,0057	6,04	0,8	1	2
ПС 35 кВ Клекотина	10,7	0,0	0,0048	1,93	0,9	6	6
1С-ПС 35 кВ Красне	10,3	0,0	0,0075	14,27	0,9	2	2
2С-ПС 35 кВ Красне	10,5	0,0	0,003	-6,62	0,8	2	2
1С-ПС 35 кВ Джурин	10,7	0,0	0,0038	-2,96	1,2	4	4
2С-ПС 35 кВ Чернівці	10,7	0,0	0,0073	10,93	2,5	2	4
ПС 35 кВ Городківка	10,6	0,0	0,0177	59,16	1,5	2	2
1С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	10,7	0,0	0,0061	8,1	0,5	2	2
2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	10,7	0,0	0,0056	5,48	0,9	2	2
ПС 35 кВ Чорномин	10,7	0,0	0,0061	7,72	1,2	3	6
1С-ПС 35 кВ Ободівка	10,6	0,0	0,0066	10,09	1,2	9	9
2С-ПС 35 кВ Ободівка	10,7	0,0	0,0062	8,18	1	4	6
1С-ПС 35 кВ Ольгопіль	10,5	0,0	0,0047	1,37	0,6	2	2
1С-ПС 35 кВ Баланівка	10,8	0,0	0,0107	29,59	1,5	2	2
2С-ПС 35 кВ Баланівка	10,8	0,0	0,0122	36,48	0,7	2	2
1С-ПС 35 кВ Михайлівка	10,8	0,0	0,0143	46,28	0,6	6	6
1С-ПС 35 кВ Осіївка	10,7	0,0	0,0032	-5,66	0,8	5	6
ПС 35 кВ Джулинка	10,7	0,0	0,006	7,53	0,6	3	4
1С-ПС 35 кВ Соболівка	10,6	0,0	0,0058	6,42	0,6	4	4
ПС 35 кВ Олександрівка	10,8	0,0	0,0103	27,53	0,8	6	6
ПС 35 кВ Кирнасівка	10,8	0,0	0,0099	25,84	0,9	2	2
1С-ПС 35 кВ Уладівка	10,8	0,0	0,0056	5,58	0,9	4	4
2С-ПС 35 кВ Уладівка	10,8	0,0	0,0053	4,07	1	4	4
1С-ПС 35 кВ Лаврівка	10,7	0,0	0,0067	10,72	1,5	4	4
2С-ПС 35 кВ Лаврівка	10,7	0,0	0,007	12,15	1,2	4	4
2С-ПС 35 кВ Центральна	10,7	0,0	0,0069	8,94	5	8	9
ПС 35 кВ Ярошенка	10,7	0,0	0,0022	-10,04	0,7	6	6

З результатів розрахунку видно, що такий варіант розміщення БСК передбачає встановлення 83 пристроїв сумарною потужністю 175,2 Мвар. Порівняно з результатами оптимізації за максимумом рентабельності розміщення БСК згідно табл. 4.3 забезпечує додаткове зниження втрат електроенергії в електромережах на 5%, а також вирівнювання профілю напруги фактично по всіх мережах 110-35 кВ. Однак обсяги капіталовкладень тут виявляються на 77% вищими, а темпи окупності капіталовкладень суттєво

нижчі (термін окупності більше за 7 років), що призводить до зниження обґрунтованого ефекту на 47%.

Таблиця 4.4 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	175,2
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	235574
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	214377,3
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	1513,4
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	21196,7
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	138178
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	27239,1
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	6632,5
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	13817,8
Податок на прибуток (тис. грн):	1086,2
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	5702,5
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,14
Термін окупності капіталовкладень (рік):	7,1
Обґрунтований ефект (тис.грн):	48471,2

Слід зазначити, що непропорційне зниження обґрунтованого ефекту (порівняно з підвищенням капіталовкладень) зумовлене позитивним впливом зменшення втрат електроенергії та, в основному, покращенням якості напруги, оскільки це призводить до підвищення показника якості функціонування мереж E' .

4.2 Визначення оптимальної послідовності розміщення ДРП

Остаточний варіант розміщення БСК в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго» формувався з залученням фахівців служби підстанцій та диспетчерської служби енергопостачальної компанії. За результатами обговорень та обчислювальних експериментів було визначено такі умови для прийняття остаточного рішення щодо розміщення БСК:

1. Встановлення БСК можливе лише на підстанціях, що знаходяться на балансі ПАТ «Вінницяобленерго» та лише за наявності технічних умов;
2. Встановлення БСК на певній підстанції вважається обґрунтованим у

випадку стійкого збільшення їх розрахункових потужностей для періоду прогнозу, оскільки таким чином підвищується обґрунтований техніко-економічний ефект;

3. Якщо розрахункова встановлена потужність БСК не перевищує 0,9 Мвар то обґрунтований ефект від встановлення таких пристроїв визначити неможливо через вплив похибок прогнозування навантаження, а отже їх встановлення виявляється необґрунтованим.

4. Кількість типів БСК, що підлягають встановленню має бути мінімальною, що дозволить зменшити експлуатаційні видатки.

Виходячи з цього, для формування остаточного варіанту розміщення БСК в електромережах ПАТ «Вінницяобленерго» було виконано низку оптимізаційних розрахунків по роках прогнозного періоду (2018 – 2022 роки). Враховуючи подані вище умови ефективності рішення було сформовано оптимальний перелік підстанцій для розміщення ДРП (табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Остаточний варіант розміщення ДРП в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго»

Назва вузла	R_e^0 , Ом	$\Delta\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/Мвар	$Q_{ку}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
4С-ПС 110 кВ Північна	1,661	0,0136	40,28	3	2	4
3С-ПС 110 кВ Північна	3,320	0,0135	-	2	2	4
2С-ПС 110 кВ Промислова	1,692	0,0135	-	3	2	9
1С-ПС 110 кВ Промислова	1,692	0,0135	39,82	3	2	9
1С-ПС 110 кВ Південна	0,271	0,0134	39,27	10	3	9
2С-ПС 110 кВ Південна	0,371	0,0135	39,89	8	2	9
2С-ПС 110 кВ Дашів	0,759	0,0083	15,65	5	4	4
2С-ПС 110 кВ Бершадь	3,320	0,0127	-	2	1	9
1С-ПС 110 кВ Бершадь	0,364	0,0115	30,36	8	4	4
2С-ПС 110 кВ Тростянець-110	3,383	0,0128	36,35	2	3	9
2С-ПС 110 кВ Тульчин	3,383	0,0132	-	2	3	9
1С-ПС 110 кВ Тульчин	3,383	0,013	60,42	2	2	4
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	0,450	0,013	37,52	7	3	9
1С-ПС 110 кВ Крижопіль	3,320	0,0126	-	2	3	4
2С-ПС 110 кВ Томашпіль	5,223	0,0056	5,68	1,5	5	9
2С-ПС 110 кВ Немирів	3,383	0,0136	42,94	2	3	9
1С-ПС 110 кВ Немирів	3,446	0,011	51,47	2	2	9
1С-ПС 110 кВ Хмільник	3,383	0,0129	39,44	2	1	4
2С-ПС 110 кВ Хмільник	3,320	0,0144	43,71	2	2	4
ПС 110 кВ Моївка	3,446	0,0129	36,68	2	2	9

Продовження таблиці 4.5

Назва вузла	R_e^0 , Ом	$\Delta\Delta P/\Delta Q$, МВт/ Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/ Мвар	$Q_{ку}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
1С-ПС 110 кВ Жмеринка	1,692	0,0133	38,86	3	2	9
1С-ПС 110 кВ Шаргород	1,147	0,0017	-15,1	3,5	7	9
1С-ПС 110 кВ Літин	3,446	0,0191	68,44	2	2	2
ПС 110 кВ Курортна	5,428	0,0156	52,35	1,5	4	4
ПС 110 кВ Ямпіль	1,264	0,0092	19,46	3,5	1	9
ПС 110 кВ Чечельник	3,383	0,0124	34,42	2	1	9
1С-ПС 110 кВ Західна	1,288	0,0135	39,86	3,5	2	4
2С-ПС 110 кВ Західна	1,661	0,0132	38,5	3	3	9
2С-ПС 110 кВ Нова	1,039	0,0135	39,67	4	2	9
1С-ПС 110 кВ Нова	1,078	0,0135	-	4	1	9
ПС 35 кВ Слобода-Підлісівська	8,140	0,0024	-9,33	1,2	4	4
1С-ПС 35 кВ Жуківці	11,83	0,0126	-1590,46	1	5	6
1С-ПС 35 кВ Тиврів	5,532	0,0048	1,63	1,5	4	4
2С-ПС 35 кВ Тиврів	5,636	0,0058	6,71	1,5	4	4
2С-ПС 35 кВ Оратів	3,383	0,0176	58,86	2	4	4
1С-ПС 35 кВ Оратів	11,61	0,0202	-1554,9	1	2	2
1С-ПС 35 кВ Гайсин	2,258	0,0139	41,33	2,5	1	4
2С-ПС 35 кВ Гайсин	5,428	0,015	49,25	1,5	1	4
ПС 35 кВ Ковалівка	11,83	0,0126	-1590,49	1	1	2
1С-ПС 35 кВ Шпиків	3,383	0,0042	-1,13	2	1	6
1С-ПС 35 кВ Красне	11,83	0,0138	-1584,72	1		2
2С-ПС 35 кВ Красне	11,39	0,0031	-6,15	1	2	2
2С-ПС 35 кВ Чернівці	2,258	0,011	28,24	2,5	2	4
ПС 35 кВ Городківка	5,428	0,0222	80,16	1,5	2	2
2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	8,296	0,0074	13,81	1,2	2	2
ПС 35 кВ Чорномин	9,919	0,0112	31,6	1,1	2	6
1С-ПС 35 кВ Ободівка	8,612	0,0082	17,8	1,2	7	9
2С-ПС 35 кВ Ободівка	8,453	0,007	11,91	1,2	4	6
1С-ПС 35 кВ Баланівка	7,440	0,0143	45,95	1,3	2	2
1С-ПС 35 кВ Осіївка	12,05	0,0026	-8,25	1	4	6
ПС 35 кВ Кирнасівка	6,504	0,0045	0,26	1,4	2	2
1С-ПС 35 кВ Уладівка	12,05	0,0013	-14,55	1	4	4
2С-ПС 35 кВ Уладівка	12,05	0,0014	-14,15	1	4	4
1С-ПС 35 кВ Лаврівка	12,05	0,0018	-14,69	1	4	4
2С-ПС 35 кВ Лаврівка	11,83	0,0033	-5,19	1	4	4
2С-ПС 35 кВ Центральна	0,745	0,0122	33,5	5	6	9

У табл. 4.6 наведено результати попереднього оцінювання техніко-економічних показників остаточного варіанту розміщення БСК в електромережах ПАТ «Вінницяобленерго».

З результатів розрахунку видно, що такий варіант розміщення БСК

передбачає встановлення 56 пристроїв сумарною потужністю 139,1 Мвар та забезпечує суттєве зниження втрат електроенергії в електромережах (майже 21 млн. кВт*год/рік), а також вирівнювання профілю напруги у мережах 110-35 кВ.

Таблиця 4.6 – Попередні техніко-економічні показники остаточного варіанту розміщення ДРП в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго»

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	139,1
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	235574
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	214850,9
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	1211,5
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	20723,1
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	90154,7
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	26630,4
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	4327,5
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	9015,5
Податок на прибуток (тис. грн):	2126
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	11161,4
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,22
Термін окупності капіталовкладень (рік):	4,5
Обґрунтований ефект (тис.грн):	86558,9

Порівняно з результатами оптимізації за критерієм максимуму рентабельності (табл. 4.2), отримано додаткове зниження втрат електроенергії на 2%, однак обсяг капіталовкладень виявився на 15% вищим, що призвело до зниження обґрунтованого ефекту на 5%.

Порівняно з оптимізацією за мінімумом втрат електроенергії, очікувані втрати після встановлення ДРП зросли на 3%, однак обсяги капіталовкладень скоротилися на 35%, темпи окупності капіталовкладень зросли (термін окупності менше за 5 років), що призвело до збільшення обґрунтованого ефекту на 78%. Виходячи з цього, означений варіант розміщення БСК був прийнятий як остаточний. На його підставі було уточнено номінальні потужності та типи БСК, що підлягають встановленню, а також послідовність реалізації проекту.

Після узагальнення результатів розрахунків та оцінювання ефекту від впровадження БСК на окремих підстанціях було визначено послідовність оснащення електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» засобами

компенсації реактивної потужності для забезпечення максимального обґрунтованого ефекту. У табл. 4.7 подано послідовність впровадження БСК в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго» з урахуванням їх номенклатури (табл. А.1).

З результатів розрахунку видно, що врахування обмежень щодо встановленої потужності БСК призвело до зменшення сумарної встановленої потужності з 139,1 МВАр до 134,55 МВАр. Незважаючи на певне зниження рентабельності такий варіант розміщення БСК забезпечує високу ефективність капіталовкладень та малий час їх повернення, що підтверджено результатами техніко-економічних розрахунків (табл. 4.8).

Для визначення технічних та економічних показників, необхідних для розрахунку складових чистого прибутку та обґрунтованого ефекту від впровадження БСК, було виконано імітацію режимів максимальних навантажень по роках на період до 2027 року з урахуванням послідовності встановлення засобів компенсації реактивної потужності (табл. 4.7). Темпи зростання навантаження споживачів визначалися виходячи з схеми перспективного розвитку ПАТ «Вінницяобленерго».

Таблиця 4.7 – Оптимальна послідовність оснащення електромереж 35-110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» засобами КРП

Назва підстанції	2018	2019	2020	2021	2022	Тип конденсаторної установки
	Q _{кв} , Мвар	Q _{кв} , Мвар	Q _{кв} , Мвар	Q _{кв} , Мвар	Q _{кв} , Мвар	
1С-ПС 110 кВ Південна	9,9					УКРЛ56-10,5-9900-900 У3
2С-ПС 110 кВ Південна	8,1					УКРЛ56-10,5-8100-900 У3
1С-ПС 110 кВ Бершадь	8,1					УКРЛ56-10,5-8100-900 У3
2С-ПС 110 кВ Бершадь	1,8					УКРЛ56-10,5-1800-900 У3
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	7,2					УКРЛ56-10,5-7200-900 У3
1С-ПС 110 кВ Крижопіль	1,8					УКРЛ56-10,5-1800-900 У3
2С-ПС 110 кВ Нова	4,5					УКРЛ56-10,5-4500-900 У3
1С-ПС 110 кВ Нова	4,5					УКРЛ56-10,5-4500-900 У3
1С-ПС 110 кВ Західна	3,6					УКРЛ56-10,5-3600-900 У3
2С-ПС 110 кВ Західна	2,7					УКРЛ56-10,5-2700-900 У3
2С-ПС 110 кВ Промислова	2,7					УКРЛ56-10,5-2700-900 У3
1С-ПС 110 кВ Промислова	2,7					УКРЛ56-10,5-2700-900 У3
2С-ПС 35 кВ Центральна	4,5					УКРЛ56-10,5-4500-900 У3

Продовження таблиці 4.7

Назва підстанції	2018	2019	2020	2021	2022	Тип конденсаторної установки
	Q _{ку} , Мвар	Q _{ку} , Мвар	Q _{ку} , Мвар	Q _{ку} , Мвар	Q _{ку} , Мвар	
3С-ПС 110 кВ Північна		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
4С-ПС 110 кВ Північна		2,7				УКРЛ56-10,5-2700-900 УЗ
2С-ПС 110 кВ Дашів		4,5				УКРЛ56-10,5-4500-900 УЗ
2С-ПС 110 кВ Тульчин		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Тульчин		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
2С-ПС 110 кВ Немирів		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Немирів		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Хмільник		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
2С-ПС 110 кВ Хмільник		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 35 кВ Гайсин		2,7				УКРЛ56-10,5-2700-900 УЗ
2С-ПС 35 кВ Гайсин		1,8				УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Шаргород			3,6			УКРЛ56-10,5-3600-900 УЗ
ПС 110 кВ Ямпіль			3,6			УКРЛ56-10,5-3600-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Жмеринка			2,7			УКРЛ56-10,5-2700-900 УЗ
1С-ПС 35 кВ Тиврів			1,35			УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Тиврів			1,35			УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Чернівці			2,7			УКРЛ56-10,5-2700-900 УЗ
1С-ПС 35 кВ Ободівка			1,35			УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Ободівка			1,35			УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
2С-ПС 110 кВ Тростянець-110			1,8			УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
ПС 110 кВ Моївка			1,8			УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 110 кВ Літин			1,8			УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
ПС 110 кВ Чечельник				1,8		УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
2С-ПС 35 кВ Оратів				1,8		УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 35 кВ Шпиків				1,8		УКРЛ56-10,5-1800-900 УЗ
1С-ПС 35 кВ Красне				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Красне				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Уладівка				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Уладівка				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Лаврівка				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Лаврівка				0,9		УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
2С-ПС 110 кВ Томашпіль				1,35		УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
ПС 110 кВ Курортна				1,35		УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
ПС 35 кВ Городківка					1,35	УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
ПС 35 кВ Кирнасівка					1,35	УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Баланівка					1,35	УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
ПС 35 кВ Слобода-Підлісівська					1,35	УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка					1,35	УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ
ПС 35 кВ Чорномин					0,9	УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Жуківці					0,9	УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Оратів					0,9	УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
ПС 35 кВ Ковалівка					0,9	УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
1С-ПС 35 кВ Осіївка					0,9	УКРЛ56-10,5-900-450 УЗ
Разом, Мвар	62,1	24,3	23,4	13,5	11,25	134,55
Разом, одиниць	13	11	11	11	10	56

Розрахунки підтверджують, що послідовне впровадження БСК в електричних мережах згідно схеми, наведеної у табл. 4.7 забезпечує стійке зменшення втрат електроенергії та покращення якості напруги. На всіх етапах впровадження БСК рентабельність капіталовкладень становить не менше 15%, а термін окупності не перевищує 7 років.

За умови, що впровадження БСК у електромережах 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» буде виконуватися згідно визначеної схеми (табл. 4.7), повна окупність проекту за кумулятивним ефектом, тобто без урахування надійності електромереж, якості електроенергії та точності інформаційного забезпечення очікується протягом 6 років (рис. 4.1, а). Однак, врахування означених факторів зумовлює зниження розрахункового ефекту з 101,6 млн. грн. до 90,6 млн. грн. (обґрунтований ефект) та підвищення терміну окупності до 7 років.

У випадку, якщо запропоновані рішення щодо розміщення БСК не будуть повністю впроваджені то реалізація кожного окремого етапу дозволить окупити вкладені кошти протягом терміну менше за 5 років, що підтверджено відповідними розрахунками. Однак у такому разі обґрунтований економічний ефект суттєво знижується.

Наприклад, за умови впровадження БСК, що мають найбільший вплив на втрати та рівні напруги в ЕМ, тобто введення 13 пристроїв (див. табл. 4.7, 2018 рік) з автоматичним керуванням на 7 підстанціях: ПС 110 кВ «Південна», ПС 110 кВ «Бершадь», ПС 110 кВ «Крижопіль», ПС 110 кВ «Нова», ПС 110 кВ «Західна», ПС 110 кВ «Промислова» та ПС 35 кВ «Центральна», очікуваний термін окупності капіталовкладень не перевищує 4 роки (див. рис. 4.1). Однак кумулятивний ефект за 10 років експлуатації не перевищить 79,8 млн.грн (див. табл. 4.8), що майже на 22% менше за очікувані результати від реалізації рішення в цілому. Оцінювання заходу за обґрунтованим ефектом дає ще більшу розбіжність через зменшення позитивного впливу на якість напруги.

Таблиця 4.8 – Зведена таблиця результатів розрахунку ефекту від впровадження БСК в електромережах ПАТ «Вінницяобленерго» на період до 2027 року

Рік розрахункового періоду	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Повна реалізація оптимального рішення										
Сумарна потужність БСК, Мвар	62,1	86,4	109,8	123,3	134,55	134,55	134,55	134,55	134,55	134,55
Капіталовкладення в БСК по роках, тис грн	27755,8	18181,1	18218,0	16544,0	14990,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумарні капіталовкладення в БСК, тис грн	27755,8	45936,9	64154,9	80698,9	95688,9	95688,9	95688,9	95688,9	95688,9	95688,9
Втрати енергії до встановл. БСК, млн кВт год	149,4	156,3	163,8	172,8	180,5	190,1	200,8	212,1	225,5	240,1
Втрати енергії після встановл. БСК, млн кВт год	143,6	147,9	151,2	155,8	160,9	167,9	175,4	183,6	192,4	201,8
Втрати енергії в БСК, млн кВт год	0,53	0,74	0,94	1,06	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Зменшення втрат енергії, млн кВт год	5,27	7,66	11,66	15,94	18,44	21,04	24,24	27,34	31,94	37,14
Надходження від зменшення втрат, тис грн	6767,0	9839,7	14978,3	20483,4	23700,2	27041,4	31153,5	35137,2	41048,5	47730,8
Річні експлуатаційні видатки, тис грн	1332,3	2205,0	3079,4	3873,5	4593,1	4593,1	4593,1	4593,1	4593,1	4593,1
Річні амортизаційні відрахування, тис грн	2775,6	4593,7	6415,5	8069,9	9568,9	9568,9	9568,9	9568,9	9568,9	9568,9
Податок на прибуток, тис грн	425,5	486,6	877,3	1366,4	1526,1	2060,7	2718,7	3356,0	4301,8	5371,0
Поточний річний чистий прибуток, тис. грн	2233,7	2554,4	4606,0	7173,5	8012,1	10818,7	14272,9	17619,2	22584,7	28197,8
Кумулятивний ефект від БСК, тис грн	-22746,5	-33779,5	-40976,0	-42276,5	-39685,5	-19297,9	4543,9	31732,0	63885,6	101652,3
Обґрунтований ефект від БСК, тис грн	-23081,6	-34446,6	-42195,8	-44213,8	-42343,9	-22930	-372,73	25229,64	55350,62	90579,52
Часткова реалізація оптимального рішення (вводяться БСК, що забезпечують найбільший ефект)										
Сумарна потужність БСК, Мвар	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1
Капіталовкладення в БСК по роках, тис грн	27755,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумарні капіталовкладення в БСК, тис грн	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8	27755,8
Втрати енергії після встановл. БСК, млн кВт год	143,6	149,8	156,5	163,5	171,2	179,5	188,5	198,2	208,9	220,5
Втрати енергії в БСК, млн кВт год	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Зменшення втрат енергії, млн кВт год	5,27	5,97	6,77	8,77	8,77	10,07	11,77	13,37	16,07	19,07
Надходження від зменшення втрат, тис грн	6767,0	7666,6	8694,6	11264,8	11264,8	12935,3	15119,9	17176,0	20645,7	24500,9
Річні експлуатаційні видатки, тис грн	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3	1332,3
Річні амортизаційні відрахування, тис грн	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6	2775,6
Податок на прибуток, тис грн	425,5	569,4	733,9	1145,1	1145,1	1412,4	1761,9	2090,9	2646,1	3262,9
Поточний річний чистий прибуток, тис. грн	2233,7	2989,3	3852,9	6011,8	6011,8	7415,1	9250,1	10977,3	13891,8	17130,1
Кумулятивний ефект від БСК, тис грн	-22746,5	-16981,6	-10353,1	-1565,7	7221,6	17412,3	29438,0	43190,9	59858,2	79764,0
Обґрунтований ефект від БСК, тис грн	-23081,6	-17765,1	-11714,5	-3828,86	4056,775	13135,21	23773,4	35879,7	50463,33	67799,52

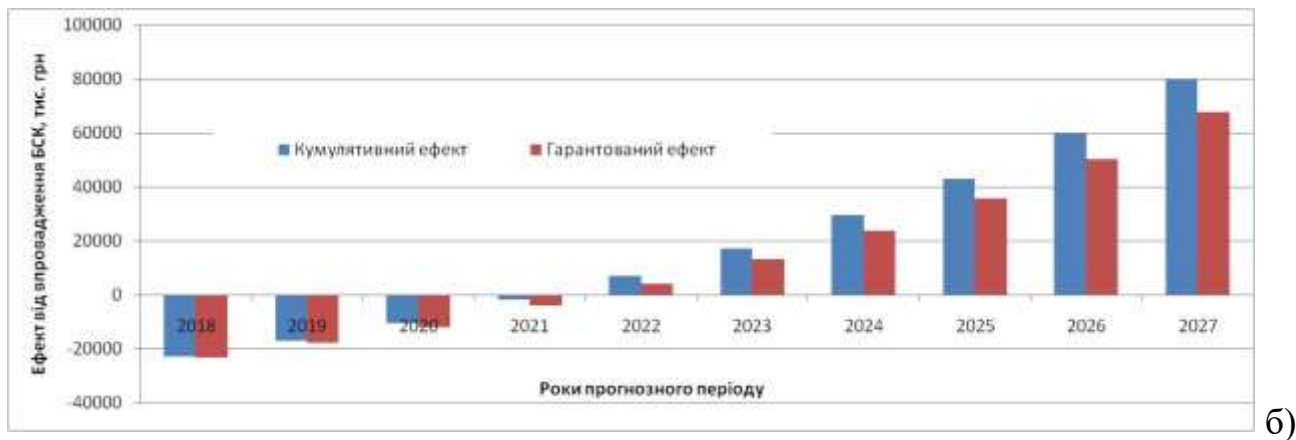
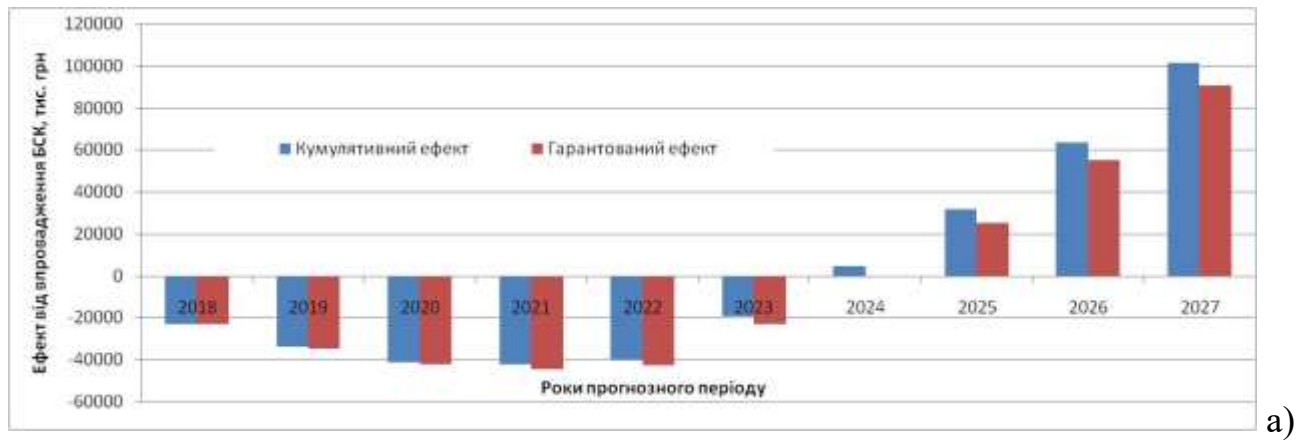


Рисунок 4.1 – Результати розрахунку терміну окупності оснащення електричних мереж 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» установками компенсації реактивної потужності

Так, обґрунтований ефект не перевищить 67,8 млн.грн, що на 25% менше ефекту від повної реалізації рішення.

Разом з тим, наведений розрахунок підтверджує, що від впровадження 13 найбільш впливових БСК з 56 (табл. 4.7) очікується біля 75% ефекту, що може бути отриманий від повної реалізації рішення. При цьому укрупнена вартість реалізації становить лише 29% від сукупної вартості БСК, запропонованих для встановлення.

4.3 Висновки до розділу 4

На прикладі реальних електричних мереж 110-35-10 кВ показано адекватність та ефективність алгоритму оптимізації перетікань реактивної потужності, який базується на визначенні та реалізації «ідеального» струморозподілу в електричних мережах. Його застосування, дозволяє визначати оптимальні схеми приєднання та параметри засобів компенсації реактивної потужності та інших, не спеціалізованих, ДРП. В межах одного ітераційного алгоритму визначаються оптимальні значення потужностей ДРП за різними критеріями оптимальності. Зокрема, для наявних ДРП розв'язок забезпечує мінімізацію втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням надійності та якості електроенергії, а для нових – максимум рентабельності їх встановлення та подальшої експлуатації.

Запропоновані у роботі алгоритми були використані для техніко-економічного обґрунтування заходів з компенсації реактивної потужності в електромережах 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго». За результатами досліджень визначено оптимальну послідовність впровадження ДРП, яка характеризується високою рентабельністю. Очікувана окупність встановлення 56 ДРП за кумулятивним ефектом не перевищує 6 років. Однак, врахування надійності електромереж, якості електроенергії та точності інформаційного забезпечення призвело до зниження розрахункового ефекту на 12% та підвищення терміну окупності до 7 років.

Аналіз чутливості дозволив визначити перелік ДРП, що мають найбільший вплив на втрати та рівні напруги в ЕМ. Так, введення лише перших 13 пристроїв з автоматичним керуванням на 7 підстанціях зменшує очікуваний термін окупності до 4 років. Їх впровадження забезпечує біля 75% ефекту, що може бути отриманий від повної реалізації проекту. При цьому укрупнена вартість становить лише 29% від сукупної вартості проекту.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці.

В даному розділі відповідно до теми магістерської роботи поставлена задача розробки організаційно-технічних рішення з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуацій для обслуговуючого персоналу розподільних мереж 110-35кВ. Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи

Основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з розробленням заходів з оптимізації реактивної потужності 110/35 кВ.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці для персоналу з обслуговування мереж 35-110кВ. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою для мережі 35кВ.
3. Зробити висновки.

Коли плануються роботи щодо встановлення засобів компенсації реактивної потужності розподільчих мереж в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Пристрої захисного заземлення або занулення виконуються для забезпечення безпеки людей, які працюють в діючих електроустановках. Заземленню або зануленню підлягають всі металічні неструмопровідні частини електроустановок, на яких можлива поява напруги при пробіі ізоляції; корпуси електричних апаратів, розподільчих пристроїв, щитів керування і контролю електроспоживачів.

По режиму нейтралі всіх електроустановок поділяються на установки з глухозаземленою нейтраллю, в яких нейтраль безпосередньо приєднується до заземлюючого пристрою; установки з ізолюваною нейтраллю, в яких нейтраль не з'єднана з заземлюючим пристроєм; установки з заземленням через реактивні опори для компенсації ємнісних струмів замикання на землю.

В електроустановках напругою 3, 6, 10, 20 і 35 кВ нейтраль ізолювана або заземлюється через реактивний опір (дугогасильний реактор).

В електроустановках з ізолюваною нейтраллю заземленою через індуктивні опори застосовується захисне заземлення – з'єднання металічних корпусів електроустановки з заземлюючим пристроєм, який складається з заземлювачів і заземлюючих провідників. “Правила улаштування електроустановок” нормують опори заземлюючих пристроїв розтікання струму. В електроустановках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю (більше 500 А) опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 0,5 Ом. В електроустановках вище 1000 В з малими струмами замикання на землю (500 А і менше) опір заземлюючого пристрою:

$$R_z \leq U_z I_z, \text{ Ом}, \quad (5.1)$$

де $U_z=250$ В, якщо заземлюючий пристрій використовується тільки для установок напругою вище 1000 В;

$U_z=125$ В, якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно і для установок до 1000 В;

I_z – розрахунковий струм замикання на землю.

При виконанні заземлюючого пристрою в першу чергу повинні бути використані провідні заземлюючі металеві конструкції будівель і споруд, які мають зв'язок з землею, металеві водопровідні труби, з'єднаних в стиках зварюванням, стальна броня силових кабелів і т.п.

Застосування в якості природних заземлювачів трубопроводів горючих рідин і газів забороняється.

В якості штучних заземлювачів широко застосовуються заглиблені заземлювачі із сталюого прутка діаметром 12÷14 мм довжиною до 5 м, можна використати також кутникову сталь 50x50x5 мм довжиною 2,5 ÷3 м. Для з'єднання (зв'язку) заземлювачів використовують сталюу полосу перерізом не менше приведених в ПУЕ.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з проведенням перемикань в розподільчих мережах, а також безпеці обслуговуючого персоналу при ліквідації наслідків неповнофазних режимів з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для безпеки обслуговуючого персоналу а також обладнання підстанції заземлюючий пристрій підстанції повинен відповідати нормам. Тому поставленою задачею є розрахунок параметрів заземлюючого пристрою мережі 35 кВ.

5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням мереж 35-110кВ, які працюють в складі електроенергетичної системи України

До робіт пов'язаних з обслуговуванням мереж 35-110 відповідно до теми входить:

- встановлення компенсуючих пристроїв;
- обслуговування компенсуючих пристроїв;
- проведення планової діагностики компенсуючих пристроїв;
- підключення компенсуючих пристроїв до енергетичної системи.

Були враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 :

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні - втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

Таблиця 5.1 - Державні стандарти України при роботі з візуальними дисплейними терміналами

ДСТУ 61140:2015	EN	Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання» (далі — ДСТУ EN 61140:2015)	Чинний
ГКД 34.20.302-2002		Норми випробування електрообладнання, затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 28.08.2002 № 503.	Чинний
ДСТУ 7237:2011		Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту	Чинний
ГКД 34.20.502-97		Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації, затверджена Міністерством енергетики та електрифікації України 27.12.95.	Чинний
ДСТУ 61954:2009	IEC	Силова електроніка для систем передавання та розподілення електроенергії. Випробовування тиристорних вентилів для статичних компенсаторів реактивної потужності (IEC 61954:2003, IDT)	Чинний

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевіряйте опорні конструкції системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Роботи по монтажу пристроїв слід проводити в світлий час доби, значення освітленості на робочому місці монтажника повинно бути не менше 200 лк. Підготовка робочої площадки полягає в розчищенні місця, де розстилають брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя і інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування і придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і одягають комплект одягу. Одягають захисні каски і запобіжні пояси.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень: – температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С; – швидкість вітру 0,2- 0,6 м/с; – відносна вологість не більше 75 %. Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

5.2.1 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою мережі 35 кВ

Правильне заземлення мереж має важливе значення для захисту електронних пристроїв та персоналу при довгостроковій експлуатації мережі. Важливо заземлити ті металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою від грозових розрядів, коротких замикань і від статичної електрики. Належне заземлення підвищує також рівень безпеки турбінної системи вітряка, зменшує ризику виникнення пожежі та ризику ураження персоналу електричною енергією.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad та данні, що відповідають завданню теми дипломної роботи:

1. Захисту підлягає мережа 35 кВ
2. Виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю. Напряга мережі – 35 кВ.

3. Тип заземлювального пристрою – сталеві труби:

діаметром 35-50 мм. і кутову сталь (40x40....60x60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5-3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм.; сталеві шини перетином 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою із сталі діаметром перетину не менше 6 мм. за допомогою зварювання.

Дано: $d_B=40$ мм; $L_B=3,0$ м; $a=3,0$ м; $H_0=0,8$; $R_{\text{доп}}=3$ Ом; $R_{\text{п.з.}}=14$ Ом; $B_c=40 \times 4$ мм; ґрунт чорнозем, кліматична зона III

Розв'язання

$$\eta_r = \frac{a}{l} = \frac{3,0}{3,0} = 1$$

Згідно ПУЕ $R_g \leq 4$ Ом

$$\rho_{\text{табл}} = 100 \text{ Ом}, K_c = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} = 0,8 + \frac{3,0}{2} = 2,3 \text{ м}$$

$$d_{\text{екв}} = 0,95 \cdot 0,035 = 0,33 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \left(\ln \frac{2 \cdot L_B}{d_{\text{екв}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot H + L_B}{4 \cdot H - L_B} \right) = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 3,0} \left(\ln \frac{2 \cdot 3,0}{0,33} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3,0}{4 \cdot 2,3 - 3,0} \right) = 22,329$$

$$R_D = 4 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{III}} = \frac{R_D \cdot R_{\text{п.з.}}}{R_{\text{п.з.}} - R_D} = \frac{4 \cdot 14}{14 - 4} = 5,6 \text{ Ом}$$

При $\eta_B = 1$

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_{\text{III}} \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{5,6 \cdot 1} = 3,987 \approx 4 \text{ шт}$$

При $\eta_B = 0,66$

$$\eta_B = \frac{\eta_{op}}{n} = 4 / 0.66 = 6 \text{ шт}$$

$$R_{розрВ} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{6 \cdot 0.66} = 4,87 \text{ Ом}$$

$$L_C = 1.05 \cdot a \cdot n = 1.05 \cdot 3 \cdot 6 = 18,9 \text{ м}$$

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{розр}}{2 \cdot \pi \cdot L_C} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 18,9} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot 18,9^2}{0,8 \cdot 0,04} = 12,162 \text{ Ом}$$

$$R_{грозр} = \frac{R_\Gamma}{0,40} = 12,162 / 0,40 = 30,406 \text{ Ом}$$

$$a / l = 1 \quad \eta_B = 6 \rightarrow \eta_\Gamma = 0,4$$

$$R_{грозр} = \frac{R_{розрВ} \cdot R_{розр\Gamma}}{R_{розрВ} + R_{розр\Gamma}} = \frac{4,87 \cdot 30,406}{4,87 + 30,406} = 4,197 \text{ Ом}$$

$$R_{заг} = \frac{R_{п.з.} \cdot R_{розр}}{R_{п.з.} + R_{розр}} = \frac{14 \cdot 4,197}{14 + 4,197} = 3,229 \text{ Ом}$$

$$R_{заг} > R_{доп}$$

5.3 Дослідження стійкості роботи розподільних електричних мереж 35-110кВ в умовах дії загрозливих чинників НС

В матеріалах і елементах електронної техніки при короткочасній дії проникаючої радіації виникають тимчасові (оборотні) і залишкові (необоротні) зміни електричних параметрів, Гамма-кванти викликають звичайно тимчасові зміни, а нейтрони - залишкові.

Тривала і безперервна дія радіації на електронну апаратуру при радіоактивному зараженні приводить до необоротної зміни електричних параметрів елементів електронної техніки і виходу її з ладу.

Як відомо, іонізуюче випромінювання складається із потоку радіоактивних частинок, а саме альфа-, бета- та гама-випромінювання. Саме гама-випромінювання є найбільш згубним для радіоелектронної апаратури.

При його проходженні через елементи системи управління ЕМ, в них утворюються вільні носії заряду, при цьому струм, який проходить через них зростає, опір падає до нуля і вони виходять з ладу. При опроміненні нейтронним потоком у транзисторів змінюється зворотній струм та коефіцієнт підсилювання; у конденсаторах знижуються напруга пробую, змінюються провідність та внутрішній нагрів; порушується електрична ізоляція проводів.

Дія ЕМІ може привести до згоряння чутливих електронних і електричних елементів, пов'язаних з великими антенами, або відкритими дротами, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях, звичайно без необоротних змін. Отже, вплив ЕМІ необхідно враховувати для всіх електричних мереж. Для найважливіших пристроїв треба застосовувати заходи захисту і збільшувати їх стійкість до ЕМІ.

Головна задача захисних пристроїв від ЕМІ — виключити доступ наведених струмів до чутливих вузлів і елементів устаткування, що захищається. Проблема захисту від ЕМІ ускладнюється тим, що імпульс протікає приблизно в 50 разів швидше, ніж, наприклад, розряд блискавки, і тому прості газові розрядники в даному випадку малоефективні.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні методи захисту електронної апаратури і крупних розгалужених електротехнічних мереж. Серед цих методів найбільш поширені екранування, оптимальне просторове розміщення і заземлення окремих частин мережі, застосування пристроїв перешкоджаючих перенапруженню в найбільш критичних місцях, і ін.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільних електричних мереж в умовах дії іонізуючого випромінювання

- 1) Визначаються елементи, від яких залежить функціонування схеми.
 - 2) Визначаються граничні значення експозиційних доз, при яких в елементах можуть виникнути зворотні зміни, але елемент ще буде працювати.
- Дані занесемо в таблицю 6.3.

Таблиця 6.3 – Експозиційні дози

№	Елементи системи управління ЕМ		$D_{зв, (P)}$	$D_{доп, (P)}$
1	Блок живлення	трансформатор	10^3	10^3
		діод	10^5	
		конденсатор	10^5	
2	Блок перемикання	мікроперемикач	10^4	
		конденсатор	10^5	
		транзистор	10^5	
3	Блок підсилення	транзистор БПЛ	10^4	
		резистор	10^6	

За критерій стійкості приймається $D_{доп}$ — мінімальне значення дози радіоактивного опромінення для всіх елементів.

Після визначення елементів, які можуть вийти з ладу та їх аналізу можна сказати, що в даному випадку найбільш уразливий елемент системи управління ЕМ - трансформатор блоку живлення ($D_{зв}=10^3$).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (5.2)$$

де $K_{осл}$ - коефіцієнт ослаблення, 1

За умовами дослідження: $P_1=5,14$ Р/год;

t_n - час початку опромінення, 1 год

t_k - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,14(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4292(P).$$

Отже, так як $D_{гр} = 10^3 < D_M = 4292$ мережа не є стійкою

5.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільної електричної мережі в умовах дії ЕМІ

За критерій стійкості роботи електричної мережі або окремих її елементів в умовах дії електромагнітного випромінювання можна прийняти коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою 6.2.

$$K_{\text{Б(в.г)}} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{(в.г)}}} \geq 40 \text{ дБ}; \quad (5.3)$$

де $U_{\text{доп}}$ - допустиме коливання напруги живлення.

$U_{\text{(в.г)}}$ — напруга наведена за допомогою електромагнітних випромінювань в струмоведучих частинах.

Напруги наводки в вертикальних та горизонтальних струмопровідних частинах визначаються за формулами 6.3 та 6.4:

$$U_{\text{В}} = E_{\text{Г}} \cdot l_{\text{В}}; \quad (5.4)$$

$$U_{\text{Г}} = E_{\text{В}} \cdot l_{\text{Г}}; \quad (5.5)$$

де $l_{\text{В}}$ - максимальна довжина струмоведучих частин;

$E_{\text{В}}$ - вертикальна складова напруженості електромагнітного імпульсу, 12,65 кВ/м

$l_{\text{Г}}$ - максимальна ширина струмоведучих частин;

$E_{\text{Г}}$ - горизонтальна складова напруженості електромагнітного імпульсу

Допустиме коливання напруги живлення визначається за формулою 6.5

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (5.6)$$

де $U_{\text{ж}}$ - напруга живлення;

N - допустимі коливання, $N=10$.

Визначаємо напруги наводки на струмопровідних частинах та допустимі напруги для трьох блоків системи управління ЕМ за формулами наведеними вище

Блок живлення: $l_B=1,3\text{м}$, $l_T=5\text{м}$.

$$U_B = E_T \cdot l_B = 12,34 \cdot 1,3 = 16,042(\text{кВ}); \quad U_T = E_B \cdot l_T = 12,34 \cdot 5 = 61,7(\text{кВ});$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 36 + \frac{36}{100} 10 = 37,8(\text{В}).$$

Блок перемикачів: $l_B=0,2\text{м}$, $l_T=0,4\text{м}$

$$U_B = E_T \cdot l_B = 12,34 \cdot 0,2 = 2,468(\text{кВ}); \quad U_T = E_B \cdot l_T = 12,34 \cdot 0,4 = 4,936(\text{кВ});$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 24 + \frac{24}{100} 10 = 25,2(\text{В}).$$

Блок підсилення: $l_B=0,3\text{м}$, $l_T=0,2\text{м}$.

$$U_B = E_T \cdot l_B = 12,34 \cdot 0,3 = 3,702(\text{кВ}); \quad U_T = E_B \cdot l_T = 12,34 \cdot 0,2 = 2,53(\text{кВ});$$

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 220 + \frac{220}{100} 20 = 231(\text{В}).$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки мережі окремо по кожній з напруг, для кожного блоку:

$$K_B^B = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B}; \quad K_B^Г = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_Г}.$$

Дані розрахунків заносимо в таблицю 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки РЕМ

№	Елемент схеми	K_B^B , (дБ)	$K_B^Г$, (дБ)	Результат
1	Блок схеми	23,74	26,34	не стійкий
2	Блок перемикання	32,57	6,58	не стійкий
3	Блок підсилення	113,28	7,26	не стійкий

Всі елементи системи управління ЕМ нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи розподільної електричної мережі від дії загрозливих чинників НС.

Для підвищення стійкості роботи розподільної електричної мережі від дії іонізуючого випромінювання потрібно підвищувати коефіцієнтом послаблення $K_{\text{осл}}$.

Отже, для стійкості роботи ТП потрібно виконати умови $D_{\text{доп}} < D_M$ - це можна досягти помістивши трансформатор в закрите приміщення (ЗТП) з коефіцієнтом ослаблення $K_{\text{осл}}=7$.

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,14 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{7} = 613,22 \text{ (Р)}.$$

Так як $D_{\text{доп}} > D_M$ - то електрична мережа є стійкою.

Отже, умова виконується тому системи управління в розподільній електричній мережі будуть працювати стійко і не виникатимуть збої, які викликанні дією іонізуючого опромінення.

Для підвищення стійкості роботи розподільної електричної мережі від дії електромагнітного імпульсу потрібно проводити екранування обладнання.

В якості захисного екрана вибираємо сталь, для якої перехідне затухання визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \text{ (дБ)} \quad (5.7)$$

Так, як попередньо приймаємо $t=0,2$ см, і перераховуємо напруженість та коефіцієнт безпеки для блока з найменшим K_B , яким є блок підсилення:

$$A = 5,2 \cdot 0,2 \cdot \sqrt{1500} = 127,37 \text{ (дБ)}$$

Вертикальну (горизонтальну) складову напруженості електричного поля на виході екрана (E_{B1}) визначимо за формулами:

$$A = 20 \lg \frac{E_B}{E_{B1}} \rightarrow E_{B1} = \frac{E_B}{10^{\frac{A}{20}}} = \frac{12650}{10^{\frac{127}{20}}} = 0,0057 \text{ (В / м)},$$

а тому: $E_{Г1} = E_{B1} \cdot 10^{-3} = 0,0057 \cdot 10^{-3} \text{ (В/м)}$

Напряга наведення вертикальної (горизонтальної) струмопровідної частини визначається за формулою:

$$U_{B1} = E_{Г1} \cdot l_B = 0,0057 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 = 0,00171 \cdot 10^{-3} \text{ (В / м)};$$

$$U_{Г1} = E_{B1} \cdot l_G = 0,0057 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 = 0,00228 \cdot 10^{-3} \text{ (В / м)}.$$

Тому для блоку підсилення коефіцієнт безпеки буде дорівнювати:

$$K_B^B = 20 \lg \frac{242}{0,00171} = 103,016 \text{ (дБ)};$$

$$K_B^B = 20 \lg \frac{242}{0,00228} = 100,518 \text{ (дБ)}.$$

Отже можна зробити такий висновок:

1. Після проведення розрахунків, а в цілому визначенні коефіцієнта безпеки можна говорити, що вибрані елементи схеми будуть стійкими при дії на них електромагнітного випромінювання, якщо застосувати захисний екран з $t=0,2$ см.

2. Також в даному розділі було проведено дослідження стійкості роботи розподільної електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу. Більшість апаратури є стійкою до дії іонізуючих випромінювань. Для того, щоб підвищити стійкість окремого обладнання, потрібно збільшити до $K_{\text{посл}} = 7$.

3. Для підвищення стійкості роботи РЕМ до ЕМІ необхідно: електромережу прокласти в сталевих трубах; на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

5.4 Висновки до розділу 5

Отримане загальне розрахункове значення опору розтікання струму в природньому та штучному заземлювачі відповідає вимогам ПУЕ, ПТБ та ПТЕ.

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ. Вибираємо матеріал та поперечний перетин з'єднувальних провідників і магістральної шини. Приймаємо сталеву шину товщиною $\delta = 4$ мм і перетином 100 мм^2 .

Відповідно до проведених розрахунків для системи заземлення мережі доцільно використовуємо 10 вертикальних сталевих труб довжиною 3 м та діаметром 35 мм розташованих в ряд і занурених у землю на глибину 0,7 м.

Сталеві труби з'єднуються між собою зварюванням сталевою шиною товщиною 4 мм і перетином 100 мм².

Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем електрообладнання, які працюють в складі електроенергетичної системи України ;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці;
- запропонувати параметри заземлюючого пристрою.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та ремонтом електрообладнання розподільних мереж 35-110кВ.

ВИСНОВКИ

Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах є однією з основних задач енергопостачальних компаній. В значній мірі цього зниження можна досягти за рахунок встановлення конденсаторних установок в цих мережах. Впровадження конденсаторних установок (КУ) в електричних мережах промислових підприємств дозволяє суттєво знизити втрати електричної енергії, тому досить актуальною проблемою є підвищення ефективності використання КУ для дотримання нормативів по режимним параметрам розподільних електричних мереж 35-110 кВ.

Показано доцільність використання економічного струморозподілу для підвищення надійності та швидкодії розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у електричних мережах з РДЕ за критерієм максимуму рентабельності капіталовкладень. Використання моделі «ідеального» режиму ЕМ дозволило звести означену задачу нелінійної оптимізації до задачі пошуку екстремального струморозподілу в заступній r-схемі мережі, що є принципово простішою. Запропоновані у роботі алгоритми були використані для техніко-економічного обґрунтування заходів з компенсації реактивної потужності в електромережах 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго». За результатами досліджень визначено оптимальну послідовність впровадження ДРП, яка характеризується високою рентабельністю. Очікувана окупність встановлення 56 ДРП за кумулятивним ефектом не перевищує 6 років. Однак, врахування надійності електромереж, якості електроенергії та точності інформаційного забезпечення призвело до зниження розрахункового ефекту на 12% та підвищення терміну окупності до 7 років.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та ремонтом електрообладнання розподільних мереж 35-110кВ. Також було досліджено стійкість роботи розподільної мережі щодо дії іонізуючих випромінювань та стійкості в умовах надзвичайних ситуацій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Рогальский, Б.С. Способы и технические средства управления компенсирующими установками в электрических сетях промышленных предприятий [Текст] / Б. С. Рогальский, А. В. Дмитраш, В. М. Непийвода // Контроль и управление в энергетике. – Киев : УМК ВО. – 1988. – С. 114–117.
2. Лежнюк, П. Д. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика ХХІ століття : XII міжнарод. наук.–практ. конф. : матеріали конференції. – Крим. – 2011. – С. 42–46.
3. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13 квітня 2017 р. № 2019-VIII. *Відомості Верховної Ради України*. 2017, № 27-28, Ст.312.
4. Кириленко, О. В. Енергетика сталого розвитку : виклики та шляхи побудови [Текст] / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ. – 2010. – С. 10–16. – ISSN 1727–9895.
5. Праховник, А. В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку [Текст] / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2010. – №2. – С. 42–52. – ISSN 0424–9879
6. Праховник, А. В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку [Текст] / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2010. – №2. – С. 42–52. – ISSN 0424–9879
7. Balaman O. Reactive power compensation. *Dokuz Eylul university graduate school of natural and applied sciences*. İzmir, 2012. pp. 1-85.
8. 8. Deng Y. Reactive Power Compensation of Transmission Lines. *Concordia University*. pp. 1-14.
9. 9. Liudvinavičius L. The methods of reactive power compensation in the 25

- kv, 50 hz contact network. *Transport problems*. №13. 2018. pp. 59-68.
10. О. В. Кириленко та А. В. Праховник, "Енергетика сталого розвитку : виклики та шляхи побудови," Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск, с. 10–16, 2010.
 11. Ю. С. Железко, Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. Москва, СССР: Энергоиздат, 1981.
 12. S. Rau Narayan, "Solved Nonlinear Optimization Problems" in *Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry*. New-York, USA: Wiley-IEEE Press, 2003, pp. 245-295.
 13. Zhu Jizhong, "Reactive Power Optimization" in *Optimization of Power System Operation*, New-York, USA: Wiley-IEEE Press, 2009, pp. 409-454.
 14. P. Singh, P. Purey, L. S. Titare, and S. C. Choube, "Optimal reactive power dispatch for enhancement of static voltage stability using jaya algorithm," in *Proceedings of the 2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC)*, Indore, 2017, pp. 1-5.
 15. K. P. Wong, A. Li, and T. M. Y. Law, "Advanced constrained genetic algorithm load flow method," *IEEE Proc. C*, Vol. 146, No. 6, pp. 609–618, 2009.
 16. S. Yin, L. Wu, W. Song, and X. Wang, "Multi-objective reactive power optimisation approach for the isolated grid of new energy clusters connected to VSC-HVDC," *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1024-1028.
 17. S. Khan, S. Bahadoorsingh, R. Rampersad, C. Sharma, and C. Powell, "Reactive power planning combining the reduced jacobian V-Q and voltage sensitivity indices on the sub-transmission network of a caribbean island power system," in *Proceedings of the 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, College Station, TX, USA, 2018, pp. 1-6.
 18. S. Yin, L. Wu, W. Song, and X. Wang, "Multi-objective reactive power optimisation approach for the isolated grid of new energy clusters connected to VSC-HVDC," *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1024-

- 1028, 2017.
19. Y. Liu, W. B. Xia, S. Zheng, K. Wang, P. Wu, and S. Fang, "A semi-definite programming approach for solving optimal reactive power reserve dispatch," in Proceedings of the 2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Bangalore, India, 2017, pp. 1-6.
20. S. Yin, L. Wu, W. Song, and X. Wang, "Multi-objective reactive power optimisation approach for the isolated grid of new energy clusters connected to VSC-HVDC," *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1024-1028, 2017.
21. Г.Я. Мякишев, *Динамические и статистические закономерности в физике*. Москва, СССР: Наука, 1973.
22. С. Безверхий, В. Нагул, та Шабат Гассан, "Принцип найменшої дії: історична довідка та деякі застосування в електротехніці та електромеханіці," *Проблемы создания новых машин и технологий (Научные труды Кременчугского политехнического института)*, №1, с. 272-276, 2000.
23. А. Чабан, "Застосування принципу Гамільтона-Остроградського для одержання рівняння трифазної лінії електропередач з розподіленими параметрами," *Електроінформ*, №3, с. 23-26, 2008.
24. В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошніченко, А. В. Пономарев и др., *Методы оптимизации режимов энергосистем*. Москва, СССР: Энергоиздат, 1981.
25. В.Г. Холмский, "Оптимизация потокораспределения в замкнутых электрических сетях с высокой степенью неоднородности," *Электричество*, №9, с. 16-21, 1965.
26. Под ред. В. А. Веникова, *Электрические системы: электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов*. Москва, СССР: Высшая школа, 1973.
27. ГКД 340.000.002-97 *Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий)*, Київ, Україні: Коопосвіта, 1997.

- 28.V. Kulyk, O. Burykin, and V. Pirnyak, "Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes," *Technology audit and production reserves*, vol. 40, no. 2/1, pp. 59-65, 2018.
- 29.Б. С. Стогній, "Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи," *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*, с. 6-10, 2010.
- 30.О. В. Кириленко та А. В. Праховник, "Енергетика сталого розвитку : виклики та шляхи побудови," *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*, с. 10–16, 2010.
- 31.В.В. Кулик та В.М. Пірняк, "Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії," *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №6, с. 71-79, 2017.
- 32.П.Д. Лежнюк, Ю.В. Грицюк, та В.М. Пірняк, "Регулювання реактивної потужності й напруги в електричних мережах як допоміжна послуга," *Наукові праці Вінницького національного університету*, №2, 2012. [online].Доступно:<https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/321>
- 33.Ю.С. Железко, Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов, Москва, Российская Федерация: ENAS, 2009.
- 34.В.В. Кулик та В.М. Пірняк, "Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії," *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №6, с. 71-79, 2017.
- 35.В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, К.І. Кравцов, та В.О. Лесько, "Автоматизована інформаційно-розрахункова система аналізу режимів розподільних електричних мереж," *Праці Інституту електродинаміки НАНУ. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск*, с. 121-130, 2012.

36. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми: Офіційне видання. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44-2016). Київ, Україна: 2016.
37. В. М. Пірняк, «Оптимізація перетікань реактивної енергії в електричних мережах з використанням принципу найменшої дії,» у Матеріалах IV Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2017)», Вінниця, 2017. [online]. Доступно: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/okey/okey/paper/view/3502/2961>.
38. П. Д. Лежнюк та В. О. Комар, Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: монографія. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006.

ДОДАТОК А**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ З ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 110-35кВ**
08-13.МКР.018.00.129 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф..

_____ Кулик В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-18м

_____ Поліщук М. А.

(підпис)

Вінниця – 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) втрати електричної енергії у струмопровідних частинах і магнітних системах електричної мережі, що зумовлені перетіканням реактивних струмів, негативно впливають на техніко-економічні показники роботи електропередавальних організацій та споживачів електроенергії, і в кінцевому результаті ведуть до нераціонального використання енергетичних і матеріальних ресурсів, виходячи з цього компенсація реактивної потужності є питанням досить актуальним.

б) наказ ректора ВНТУ № 258 від 02 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування розподільних електромереж за рахунок оптимізації перетікань реактивної потужності.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк, П. Д. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОВЕ [Текст] / П. Д. Лежнюк, Ю. Л. Красовский, В. В. Кулик // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. – 2003. – Випуск 19. – Т. 1. – С. 99–107.

2. Рогальський, Б. С. Метод визначення економічних еквівалентів реактивної потужності для замкнених мереж [Текст] / Б. С. Рогальський, Є. А. Штогрін, О. М. Нанака // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2006. – № 2. – С. 66–70.

3. Демов, О. Д. Спрощений розрахунок плати за реактивну енергію [Текст] / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук, І. О. Бандура, Ю. А. Григораш // Промелектро. – 2010. – №2. – С. 9 – 12.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

передбачається впровадження заходів по компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах.

- технічне завдання: дослідження ефективності компенсації реактивної потужності в розподільній електричній мережі;
- елементна база: засоби компенсації реактивної потужності, батареї конденсаторів.

5. Економічні показники

Визначити термін окупності впровадження джерел компенсації реактивної потужності.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.19	05.09.19	формування технічного завдання
2	Теоретичні аспекти компенсації реактивної потужності в електричних мережах	06.09.19	15.09.19	аналітичний огляд джерел, розділ 1 ПЗ
3	Методи розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної потужності в електричних мережах	16.09.19	19.10.19	розділ 2
4	Алгоритм оптимізації перетікань реактивної потужності в електричних мережах	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Практичні розрахунки з оптимізації режимів електричних мереж за реактивною потужністю та напругою	28.10.19	5.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	06.11.19	15.11.19	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	22.11.19	29.11.19	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.11.19	05.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК Б

**Техніко-економічні параметри електричних мереж 110-35 кВ ПАТ
«Вінницяобленерго» необхідні для оптимізації розміщення засобів
компенсації реактивної потужності**

Таблиця Б.1 – Параметри трансформаторного обладнання підстанцій
110-35 кВ для яких планується встановлення БСК

Найменування підстанції (секції шин)	Ном. потужн. транс., МВА	Ном. напруга ВН, кВ	Ном. напруга НН, кВ	Кількість ступенів регулюв.	Значення ступеня, %	Мін. коэф. транс	Макс. коэф. транс
1С-ПС 110 кВ Південна	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Південна	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Крижопіль	10	110	11	4	2,5	0,09	0,11
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Нова	40	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Нова	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Промислова	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Промислова	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 35 кВ Центральна	16	35	11	9	1,35	0,2761	0,3525
1С-ПС 110 кВ Тульчин	10	110	11	4	2,5	0,09	0,11
2С-ПС 110 кВ Тульчин	16	115	11	9	1,78	0,803	0,111
1С-ПС 110 кВ Бершадь	16	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
2С-ПС 110 кВ Бершадь	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Західна	16	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
2С-ПС 110 кВ Західна	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Немирів	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Немирів	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
3С-ПС 110 кВ Північна	25	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
4С-ПС 110 кВ Північна	25	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
1С-ПС 110 кВ Піщанка	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Піщанка	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Шаргород	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Шаргород	25	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 35 кВ Гайсин	6,3	35	10,5	4	2,5	0,27	0,33
2С-ПС 35 кВ Гайсин	4	35	10,5	4	2,5	0,27	0,33
1С-ПС 110 кВ Жмеринка	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Жмеринка	10	110	11	4	2,5	0,09	0,11
1С-ПС 110 кВ Тростянець	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 110 кВ Тростянець	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 110 кВ Літин	6,3	110	11	2	2,5	0,095	0,105
2С-ПС 110 кВ Літин	6,3	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
2С-ПС 35 кВ Чернівці	4	35	10,5	4	2,5	0,27	0,33
ПС 110 кВ Курортна	10	110	11	4	2,5	0,09	0,11
1С-ПС 110 кВ Томашпіль	6,3	115	11	9	1,78	0,0803	0,111

Продовження таблиці Б.1

Найменування підстанції (секції шин)	Ном. потужн. транс., МВА	Ном. напруга ВН, кВ	Ном. напруга НН, кВ	Кількість ступенів регулюв.	Значення ступеня, %	Мін. коєф. транс	Макс. коєф. транс
2С-ПС 110 кВ Томашпіль	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 35 кВ Уладівка	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Уладівка	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 110 кВ Хмільник	16	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
2С-ПС 110 кВ Хмільник	10	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
ПС 110 кВ Ямпіль	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 35 кВ Тиврів	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Тиврів	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 35 кВ Чорномин	4	35	10,5	6	1,5	0,273	0,327
1С-ПС 35 кВ Джурин	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Джурин	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 35 кВ Ободівка	6,3	35	11	9	1,35	0,2761	0,3525
2С-ПС 35 кВ Ободівка	4	35	10,5	6	1,5	0,273	0,327
1С-ПС 110 кВ Дашів	10	110	11	4	2,5	0,09	0,11
2С-ПС 110 кВ Дашів	10	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
ПС 35 кВ Клекотина	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
1С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
1С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Жуківці	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
2С-ПС 35 кВ Жуківці	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
1С-ПС 35 кВ Красне	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Красне	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Лучинець	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Лучинець	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 110 кВ Моївка	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
ПС 35 кВ Н.Гребля	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
ПС 110 кВ Вапнярка	6,3	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
ПС 35 кВ Городківка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 35 кВ Джулінка	2,5	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 35 кВ Комаргород	2,5	35	11	9	1,35	0,2761	0,3525
2С-ПС 35 кВ Комаргород	2,5	35	11	9	1,35	0,2761	0,3525
1С-ПС 35 кВ Корделівка	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 35 кВ Люлинці	4	35	10,5	2	1,75	0,2895	0,3105
2С-ПС 35 кВ Люлинці	4	35	10,5	2	1,75	0,2895	0,3105
ПС 35 кВ Олександрівка	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
1С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	35	11	9	1,35	0,2761	0,3525
1С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
2С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
ПС 110 кВ Чечельник	16	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 35 кВ Шпиків	4	35	10,5	6	1,5	0,273	0,327

Продовження таблиці Б.1

Найменування підстанції (секції шин)	Ном. потужн. транс., МВА	Ном. напруга ВН, кВ	Ном. напруга НН, кВ	Кількість ступенів регулюв.	Значення ступеня, %	Мін. коєф. транс	Макс. коєф. транс
2С-ПС 35 кВ Шпиків	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
ПС 35 кВ Ярошенка	2,5	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
1С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	35	10,5	1	5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	35	10,5	1	5	0,285	0,315
ПС 35 кВ Котюжани	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Лаврівка	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Лаврівка	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
ПС 35 кВ Мельниківці	2,5	35	10,5	4	2,5	0,27	0,33
ПС 35 кВ Ш.Копіївська	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 35 кВ Кирнасівка	4	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 110 кВ Дзигівка	6,3	115	11	4	2,5	0,0861	0,1052
ПС 35 кВ Качківка	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
ПС 35 кВ Ковалівка	2,5	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Михайлівка	4	35	11	6	1,5	0,286	0,3426
2С-ПС 35 кВ Михайлівка	1,8	35	10,5	1	5	0,285	0,315
1С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	35	10,5	6	1,5	0,273	0,327
ПС 35 кВ Слобода-Підліс.	6,3	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
1С-ПС 35 кВ Соболівка	1,6	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457
2С-ПС 35 кВ Соболівка	4	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
ПС 110 кВ Чернятка	10	115	11	9	1,78	0,0803	0,111
1С-ПС 35 кВ Оратів	6,3	35	10,5	2	2,5	0,285	0,315
2С-ПС 35 кВ Оратів	4	35	11	4	2,5	0,2829	0,3457

Таблиця Б.2 – Номенклатура установок компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням

Тип установки компенсації реактивної потужності	Номинал. напруга, кВ	Потужність, квар	Потужність мінімального ступеня регулювання, квар	Розміри шафи, мм				Маса, кг		Укрупнена вартість, тис. грн*
				довжина		ширина	висота	ввід знизу	ввід зверху	
				ввід знизу	ввід зверху					
УКРЛ56-10,5-450-150 У3	10,5	450	150	2250	2700	800	1950	890	980	887,1
УКРЛ56-10,5-600-200 У3		600	200							909,1
УКРЛ56-10,5-675-225 У3		675	225							919,4
УКРЛ56-10,5-900-300 У3		900	300							
УКРЛ56-10,5-900-450 У3										950,0
УКРЛ56-10,5-1350-450 У3		1350	450							
УКРЛ56-10,5-1800-450 У3		1800			1335			1425		
УКРЛ56-10,5-1800-900 У3			900	2250	2700			890	980	1057,2
УКРЛ56-10,5-2250-450 У3		2250	450	3150	3600			1335	1425	
УКРЛ56-10,5-2700-450 У3				4050	4500			1780	1870	
УКРЛ56-10,5-2700-900 У3		2700	900	3150	3600			1335	1425	1207,6
УКРЛ56-10,5-3150-450 У3		3150	450	4050	4500			1780	1870	
УКРЛ56-10,5-3600-450 У3				3600				4950	5400	2225
УКРЛ56-10,5-3600-900 У3		900	4050		4500			1780	1870	1358,0
УКРЛ56-10,5-4050-450 У3		4050	450	4950	5400			2225	2315	
УКРЛ56-10,5-4500-450 У3				4500				5850	6300	2670
УКРЛ56-10,5-4500-900 У3		900	4950		5400			2225	2315	1508,4
УКРЛ56-10,5-4950-450 У3	4950	450	5850	6300	2670	2760				

Продовження таблиці Б.2

Тип установки компенсації реактивної потужності	Номинал. напруга, кВ	Потужність, квар	Потужність мінімального ступеня регулювання, квар	Розміри шафи, мм				Маса, кг		Укрупнена вартість, тис. грн*
				довжина		ширина	висота	ввід знизу	ввід зверху	
				ввід знизу	ввід зверху					
УКРЛ56-10,5-5400-450 У3		5400		6750	7200			3115	3205	
УКРЛ56-10,5-5400-900 У3			900	5850	6300			2670	2760	1658,7
УКРЛ56-10,5-5850-450 У3		5850	450	6750	7200			3115	3205	
УКРЛ56-10,5-6300-450 У3		6300		7650	8100			3560	3650	
УКРЛ56-10,5-6300-900 У3			900	6750	7200			3115	3205	1809,1
УКРЛ56-10,5-6750-450 У3		6750	450	7650	8100			3560	3650	
УКРЛ56-10,5-7200-450 У3		7200		8550	9000			4005	4095	
УКРЛ56-10,5-7200-900 У3			900	7650	8100			3560	3650	1959,1
УКРЛ56-10,5-7650-450 У3		7650	450	8550	9000			4005	4095	
УКРЛ56-10,5-8100-450 У3		8100		9450	9900			4450	4540	
УКРЛ56-10,5-8100-900 У3			900	8550	9000			4005	4095	2104,8
УКРЛ56-10,5-8550-450 У3		8550	450	9450	9900			4450	4540	
УКРЛ56-10,5-9000-450 У3		9000		10350	10800			4895	4985	
УКРЛ56-10,5-9000-900 У3			900	9450	9900			4450	4540	2260,2
УКРЛ56-10,5-9450-450 У3		9450	450	10350	10800			4895	4985	
УКРЛ56-10,5-9900-450 У3		9900		11250	11700			5340	5430	
УКРЛ56-10,5-9900-900 У3			900	10350	10800			4895	4985	2410,6

Таблиця Б.3 – Техніко-економічні параметри БСК, що плануються до встановлення в ЕМ 35-110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго»

Номинальна потужність, Мвар	Укрупнена вартість БСК, тис. грн	Вартість обладнання для приєднання БСК, тис. грн	Вартість проект. робіт, тис. грн	Вартість проекту приєднання, тис. грн	Вартість будівельних робіт, тис. грн	Укрупнені витрати на встановлення БСК, тис. грн
0,45	887,1	344,9	26,6	10,3	115,8	1384,8
0,5	896,2	344,9	26,9	10,3	116,7	1395,0
0,6	909,1	344,9	27,3	10,3	117,9	1409,5
0,67	919,4	344,9	27,6	10,3	118,8	1421,1
0,9	950,0	344,9	28,5	10,3	121,7	1455,5
1,4	1028,0	344,9	30,8	10,3	129,1	1543,1
1,8	1057,2	344,9	31,7	10,3	131,8	1576,0
2,5	1132,8	344,9	34,0	10,3	138,9	1660,9
2,7	1207,6	344,9	36,2	10,3	145,9	1745,0
3,6	1358,0	344,9	40,7	10,3	160,1	1914,0
3,8	1452,0	344,9	43,6	10,3	168,9	2019,7
4,5	1508,4	344,9	45,3	10,3	174,2	2083,1
5,4	1658,7	344,9	49,8	10,3	188,3	2252,1
6,3	1809,1	344,9	54,3	10,3	202,5	2421,1
6,6	1840,0	344,9	55,2	10,3	205,4	2455,8
7,2	1959,5	344,9	58,8	10,3	216,6	2590,1
8,1	2109,8	344,9	63,3	10,3	230,7	2759,1
9,0	2260,2	344,9	67,8	10,3	244,9	2928,1
9,9	2410,6	344,9	72,3	10,3	259,0	3097,2

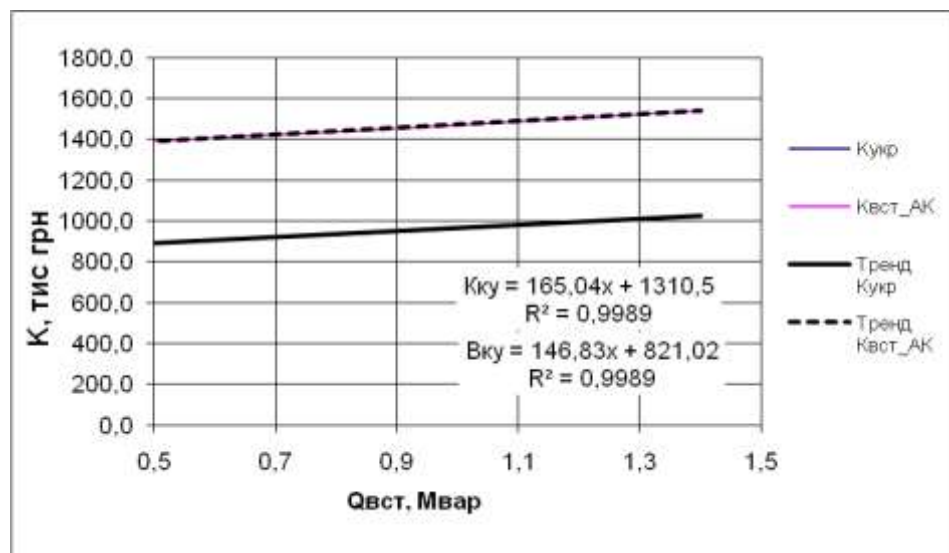


Рисунок Б.1 – Аналіз тренду укрупненої вартості БСК з автоматичним регулюванням потужністю від 0,45 Мвар до 0,9 Мвар

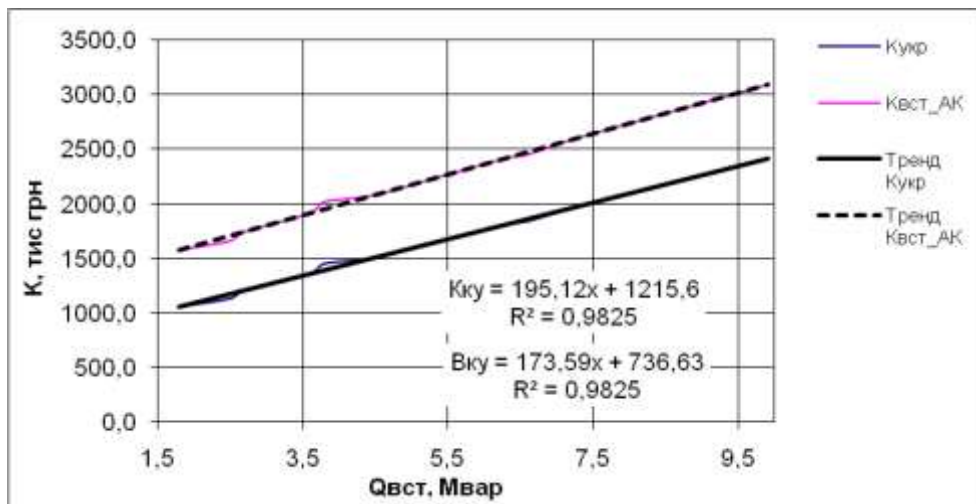


Рисунок Б.2 – Аналіз тренду укрупненої вартості БСК з автоматичним регулюванням потужністю від 1,8 Мвар до 9,9 Мвар

Таблиця Б.4 – Добове коливання реактивного навантаження на шинах 10 кВ підстанцій 110-35 кВ за режимними замірами 20.12.2017 року

Найменування підстанції	Години доби						Min	Max	Min/ Max
	3:00	9:00	13:00	16:00	17:00	18:00			
ПС 110 кВ Бершадь	3,40	3,63	3,73	2,97	4,02	4,15	2,97	4,15	0,7
ПС 110 кВ Дашів	1,37	1,78	1,59		1,88	1,94	1,37	1,94	0,7
ПС 110 кВ Жмеринка	2,21	3,13	3,40		3,30	3,31	2,21	3,40	0,6
ПС 110 кВ Крижопіль	2,56	3,35	3,21		3,26	3,35	2,56	3,35	0,8
ПС 110 кВ Курортна	0,75	1,17	1,14	1,17	1,27	1,27	0,75	1,27	0,6
ПС 110 кВ Літин	0,73	1,02	1,24	0,56	1,20	1,07	0,56	1,24	0,5
ПС 110 кВ Немирів	1,96	3,07	2,93	1,89	3,02	4,14	1,89	4,14	0,5
ПС 110 кВ Томашпіль	0,57	0,82	0,91		1,02	1,06	0,57	1,06	0,5
ПС 110 кВ Тростянець-110	1,04	1,93	1,81		2,01	2,17	1,04	2,17	0,5
ПС 110 кВ Чечельник	1,14	1,23	1,35	1,20	1,48	1,47	1,14	1,48	0,8
ПС 110 кВ Ямпіль	0,77	0,78	0,85	1,03	0,91	0,99	0,77	1,03	0,7
ПС 35 кВ Баланівка	0,42	0,44	0,42	0,38	0,40	0,44	0,38	0,44	0,8
ПС 35 кВ Городківка	0,14	0,18	0,18	0,22	0,21	0,22	0,14	0,22	0,6
ПС 35 кВ Дмитрашківка	0,26	0,31	0,31	0,17	0,34	0,35	0,17	0,35	0,5
ПС 35 кВ Жуківці	0,29	0,36	0,36	0,31	0,38	0,40	0,29	0,40	0,7
ПС 35 кВ Кирнасівка	0,15	0,29	0,23	0,20	0,26	0,28	0,15	0,29	0,5
ПС 35 кВ Ковалівка	0,08	0,13	0,15	0,19	0,18	0,21	0,08	0,21	0,4
ПС 35 кВ Лаврівка	0,48	0,56	0,50	0,37	0,61	0,62	0,37	0,62	0,6
ПС 35 кВ Ободівка	0,26	0,41	0,38	0,24	0,43	0,47	0,24	0,47	0,5
ПС 35 кВ Оратів	0,41	0,63	0,60	0,71	0,66	0,64	0,41	0,71	0,6

ДОДАТОК В

Результати розрахунку технічних втрат електроенергії для фрагменту Вінницьких міських електричних мереж 10 кВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Код режиму: 1
[Загальна інформація про мережу]
Час втрат, год: 406.2
Кількість підстанцій: 8
Відпущена електроенергія, кВт год: 30848603.0
[Інформація про підстанції]

Назва підстанції	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
ТП "Західна"	72.9	167.3	130.0	37.3	0.0	240.1
ТП "Промислова"	67.0	173.1	141.8	31.2	0.0	240.1
ТП "Східна"	16.7	46.5	42.3	4.2	0.0	63.1
ТП "Нова"	122.7	188.3	171.1	17.3	0.0	311.0
ТП "Центральна"	31.6	96.0	69.5	26.4	0.0	127.5
ТП "Південна"	66.0	134.5	78.4	56.1	0.0	200.5
ТП "Північна"	14.3	79.5	72.5	7.0	0.0	93.8
ТП "Технологічна"	2.3	13.8	11.6	2.2	0.0	16.1

[Підстанція]
Назва: ТП "Західна"
Номер шин: 1000000
Напруга на шинах, кВ: 10.000
CosFi: 0.857
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 443.8
Відпущена електроенергія, кВт год: 7779637.0
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 17

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
Ф-156	4.5	12.6	6.0	6.6	0.0	17.1
Ф-157	0.4	1.8	1.7	0.2	0.0	2.3
Ф-158	0.3	1.9	1.7	0.2	0.0	2.2
Ф-165	0.7	5.1	4.3	0.8	0.0	5.9
Ф-167	41.2	18.5	16.1	2.4	0.0	59.7
Ф-169	0.0	2.1	1.7	0.5	0.0	2.1
Ф-170	0.0	3.6	1.7	1.9	0.0	3.6
Ф-177	0.0	2.8	2.6	0.2	0.0	2.8
Ф-168	0.0	7.6	7.6	0.0	0.0	7.6
Ф-187	5.1	20.2	13.0	7.3	0.0	25.4
Ф-155	5.4	12.1	4.6	7.5	0.0	17.6
Ф-152	0.7	11.5	10.4	1.1	0.0	12.2
Ф-171	3.8	13.1	9.3	3.8	0.0	16.9
Ф-166	0.5	8.4	7.1	1.3	0.0	9.0
Ф-185	5.5	16.9	14.5	2.4	0.0	22.5
Ф-150	4.3	16.6	15.6	1.0	0.0	21.0
Ф-163	0.2	12.2	12.1	0.1	0.0	12.4

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-156	3880.3 (0.5)	10094.8 (1.2)	4464.0 (0.6)	5630.8 (0.7)	0.0 (0.0)	13975.1 (1.7)
Ф-157	534.0 (0.2)	1434.4 (0.4)	1249.9 (0.4)	184.5 (0.1)	0.0 (0.0)	1968.4 (0.6)
Ф-158	296.4 (0.1)	1534.2 (0.6)	1249.9 (0.5)	284.3 (0.1)	0.0 (0.0)	1830.6 (0.7)
Ф-165	636.2 (0.2)	3925.0 (1.1)	3191.8 (0.9)	733.2 (0.2)	0.0 (0.0)	4561.1 (1.3)
Ф-167	31367.9 (2.2)	13807.3 (1.0)	11948.6 (0.8)	1858.6 (0.1)	0.0 (0.0)	45175.2 (3.2)
Ф-169	0.0 (0.0)	1620.6 (1.3)	1249.9 (1.0)	370.6 (0.3)	0.0 (0.0)	1620.6 (1.3)
Ф-170	0.0 (0.0)	3510.8 (1.4)	1249.9 (0.5)	2260.9 (0.9)	0.0 (0.0)	3510.8 (1.4)
Ф-177	49.1 (0.1)	2145.5 (2.6)	1915.8 (2.3)	229.7 (0.3)	0.0 (0.0)	2194.5 (2.7)
Ф-168	39.4 (0.2)	5655.7 (33.6)	5654.4 (33.6)	1.3 (0.0)	0.0 (0.0)	5695.1 (33.9)
Ф-187	4456.2 (0.6)	15943.5 (2.0)	9657.1 (1.2)	6286.4 (0.8)	0.0 (0.0)	20399.7 (2.6)
Ф-155	4662.1 (0.7)	9876.5 (1.4)	3429.8 (0.5)	6446.6 (0.9)	0.0 (0.0)	14538.6 (2.1)
Ф-152	558.6 (0.1)	8644.8 (2.3)	7767.4 (2.1)	877.5 (0.2)	0.0 (0.0)	9203.4 (2.5)
Ф-171	2962.0 (0.4)	9881.8 (1.5)	6941.5 (1.0)	2940.3 (0.4)	0.0 (0.0)	12843.8 (1.9)
Ф-166	429.5 (0.1)	6311.3 (1.9)	5267.5 (1.6)	1043.8 (0.3)	0.0 (0.0)	6740.7 (2.1)
Ф-185	4586.0 (0.7)	12823.6 (2.0)	10802.9 (1.7)	2020.7 (0.3)	0.0 (0.0)	17409.6 (2.7)
Ф-150	5246.7 (1.1)	12864.0 (2.7)	11628.7 (2.4)	1235.2 (0.3)	0.0 (0.0)	18110.7 (3.8)
Ф-163	275.5 (0.2)	9152.7 (7.4)	9017.3 (7.3)	135.4 (0.1)	0.0 (0.0)	9428.1 (7.6)

[Підстанція]
Назва: ТП "Промислова"
Номер шин: 2000000
Напруга на шинах, кВ: 10.000
CosFi: 0.850
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 391.8
Відпущена електроенергія, кВт год: 5927160.3
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 9

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-273	0.4	6.9	6.6	0.3	0.0	7.3
Ф-263	7.1	18.2	14.1	4.1	0.0	25.4
Ф-259	3.9	24.6	23.4	1.2	0.0	28.6
Ф-262	25.4	40.6	37.2	3.4	0.0	66.0
Ф-253	19.0	24.1	16.8	7.3	0.0	43.1
Ф-257	0.6	8.5	7.8	0.7	0.0	9.1
Ф-265	5.6	17.0	5.9	11.1	0.0	22.7
Ф-247	1.7	14.6	13.4	1.2	0.0	16.3
Ф-243	3.2	18.4	16.7	1.7	0.0	21.6

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-273	489.6 (0.3)	5343.7 (3.2)	4910.4 (3.0)	433.3 (0.3)	0.0 (0.0)	5833.2 (3.5)
Ф-263	6012.0 (0.9)	13970.2 (2.0)	10490.4 (1.5)	3479.8 (0.5)	0.0 (0.0)	19982.2 (2.9)
Ф-259	5082.1 (0.9)	19015.8 (3.3)	17409.6 (3.0)	1606.2 (0.3)	0.0 (0.0)	24097.9 (4.2)
Ф-262	21845.8 (1.8)	30611.2 (2.5)	27647.0 (2.2)	2964.2 (0.2)	0.0 (0.0)	52457.0 (4.2)
Ф-253	15049.6 (1.4)	18285.9 (1.6)	12499.2 (1.1)	5786.7 (0.5)	0.0 (0.0)	33335.5 (3.0)
Ф-257	507.2 (0.1)	6358.6 (1.6)	5803.2 (1.4)	555.4 (0.1)	0.0 (0.0)	6865.8 (1.7)
Ф-265	4485.5 (0.7)	13247.9 (2.0)	4397.0 (0.7)	8850.9 (1.3)	0.0 (0.0)	17733.4 (2.7)
Ф-247	2074.4 (0.5)	11456.0 (2.6)	9969.6 (2.3)	1486.4 (0.3)	0.0 (0.0)	13530.4 (3.1)
Ф-243	3703.4 (0.6)	14393.0 (2.3)	12409.9 (2.0)	1983.1 (0.3)	0.0 (0.0)	18096.4 (2.9)

[Підстанція]
 Назва: ТП "Східна"
 Номер шин: 5000000
 Напруга на шинах, кВ: 10.000
 CosFi: 0.831
 Тривалість звітнього періоду, год: 744.0
 Час втрат, год: 499.8
 Відпущена електроенергія, кВт год: 1366528.4
 Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
 Кількість фідерів: 2

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-87	2.6	18.4	17.1	1.3	0.0	21.0
Ф-44	14.1	28.1	25.2	2.9	0.0	42.2

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-87	2221.3 (0.4)	13840.6 (2.7)	12744.7 (2.5)	1095.9 (0.2)	0.0 (0.0)	16062.0 (3.2)
Ф-44	10877.9 (1.3)	20958.0 (2.4)	18730.2 (2.2)	2227.8 (0.3)	0.0 (0.0)	31835.9 (3.7)

[Підстанція]
 Назва: ТП "Нова"
 Номер шин: 6000000
 Напруга на шинах, кВ: 10.000
 CosFi: 0.820
 Тривалість звітнього періоду, год: 744.0
 Час втрат, год: 409.5
 Відпущена електроенергія, кВт год: 4696305.7
 Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
 Кількість фідерів: 6

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-111	37.4	26.0	20.1	5.8	0.0	63.4
Ф-110	13.3	30.3	29.2	1.1	0.0	43.6
Ф-113	31.7	28.8	24.5	4.2	0.0	60.5
Ф-107	9.2	38.7	38.1	0.6	0.0	47.9
Ф-106	25.2	23.7	18.8	4.9	0.0	48.9
Ф-101	5.9	40.9	40.2	0.7	0.0	46.8

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-111	32434.4 (2.8)	20025.1 (1.7)	14976.7 (1.3)	5048.4 (0.4)	0.0 (0.0)	52459.6 (4.6)
Ф-110	15789.7 (2.4)	22996.5 (3.5)	21732.2 (3.3)	1264.3 (0.2)	0.0 (0.0)	38786.2 (5.9)
Ф-113	25123.2 (2.6)	21598.7 (2.2)	18257.8 (1.9)	3341.0 (0.3)	0.0 (0.0)	46721.9 (4.8)
Ф-107	7952.0 (1.6)	28871.0 (5.8)	28342.7 (5.7)	528.3 (0.1)	0.0 (0.0)	36823.0 (7.4)
Ф-106	20004.8 (2.2)	17883.8 (2.0)	14020.7 (1.5)	3863.2 (0.4)	0.0 (0.0)	37888.6 (4.2)
Ф-101	4820.6 (1.0)	30484.5 (6.1)	29938.6 (6.0)	546.0 (0.1)	0.0 (0.0)	35305.1 (7.1)

[Підстанція]
 Назва: ТП "Центральна"
 Номер шин: 3000000
 Напруга на шинах, кВ: 10.500
 CosFi: 0.858
 Тривалість звітнього періоду, год: 744.0
 Час втрат, год: 363.6
 Відпущена електроенергія, кВт год: 3552757.6

Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 5

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-5	1.1	11.9	8.0	3.8	0.0	13.0
Ф-11	0.8	11.4	4.0	7.4	0.0	12.1
Ф-13	3.4	17.8	10.0	7.8	0.0	21.2
Ф-8	16.2	19.2	14.3	4.8	0.0	35.4
Ф-7	10.2	35.7	33.1	2.6	0.0	45.9

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-5	1323.9 (0.2)	10541.2 (1.9)	5981.8 (1.1)	4559.4 (0.8)	0.0 (0.0)	11865.0 (2.1)
Ф-11	634.1 (0.1)	9169.8 (1.4)	2976.0 (0.5)	6193.8 (1.0)	0.0 (0.0)	9803.9 (1.5)
Ф-13	2894.8 (0.5)	14122.2 (2.2)	7477.2 (1.2)	6645.0 (1.0)	0.0 (0.0)	17016.9 (2.7)
Ф-8	19089.3 (2.0)	16370.0 (1.7)	10669.0 (1.1)	5701.1 (0.6)	0.0 (0.0)	35459.4 (3.7)
Ф-7	8641.4 (1.1)	26871.2 (3.6)	24622.7 (3.3)	2248.5 (0.3)	0.0 (0.0)	35512.6 (4.7)

[Підстанція]

Назва: ТП "Південна"
Номер шин: 4000000
Напруга на шинах, кВ: 10.500
CosFi: 0.872
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 386.0
Відпущена електроенергія, кВт год: 5555069.7
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 8

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-30	12.7	22.5	18.1	4.4	0.0	35.2
Ф-23	0.9	7.0	5.0	1.9	0.0	7.8
Ф-305	1.4	14.5	12.8	1.7	0.0	15.9
Ф-35	0.4	3.5	2.8	0.7	0.0	3.9
Ф-36(л2)	32.7	40.7	7.1	33.6	0.0	73.4
Ф-22	8.9	22.6	18.9	3.7	0.0	31.5
Ф-303	0.7	9.5	4.4	5.0	0.0	10.2
Ф-36(л1)	8.3	14.2	9.2	5.0	0.0	22.5

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-30	10224.7 (1.2)	17028.9 (2.0)	13436.6 (1.6)	3592.2 (0.4)	0.0 (0.0)	27253.5 (3.2)
Ф-23	727.5 (0.2)	5369.0 (1.4)	3749.8 (1.0)	1619.3 (0.4)	0.0 (0.0)	6096.5 (1.6)
Ф-305	1835.9 (0.4)	11693.9 (2.4)	9553.0 (2.0)	2141.0 (0.4)	0.0 (0.0)	13529.8 (2.8)
Ф-35	291.3 (0.2)	2669.4 (1.6)	2053.4 (1.3)	616.0 (0.4)	0.0 (0.0)	2960.7 (1.8)
Ф-36(л2)	26919.6 (1.7)	32885.0 (2.1)	5267.5 (0.3)	27617.5 (1.7)	0.0 (0.0)	59804.6 (3.8)
Ф-22	7665.4 (0.8)	17256.0 (1.8)	14065.3 (1.5)	3190.7 (0.3)	0.0 (0.0)	24921.4 (2.6)
Ф-303	890.2 (0.2)	9494.3 (2.0)	3303.4 (0.7)	6190.9 (1.3)	0.0 (0.0)	10384.5 (2.1)
Ф-36(л1)	7108.6 (1.1)	11134.7 (1.8)	6874.6 (1.1)	4260.1 (0.7)	0.0 (0.0)	18243.3 (2.9)

[Підстанція]

Назва: ТП "Північна"
Номер шин: 9000000
Напруга на шинах, кВ: 10.500
CosFi: 0.791
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 371.5
Відпущена електроенергія, кВт год: 1401573.7
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 3

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-206	0.5	6.7	2.1	4.6	0.0	7.3
Ф-204	12.5	54.6	53.8	0.7	0.0	67.1
Ф-201	1.3	18.2	16.5	1.6	0.0	19.4

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-206	461.6 (0.2)	5571.7 (2.0)	1584.7 (0.6)	3987.0 (1.4)	0.0 (0.0)	6033.3 (2.1)
Ф-204	10518.4 (1.6)	40678.1 (6.1)	40060.7 (6.0)	617.4 (0.1)	0.0 (0.0)	51196.5 (7.7)
Ф-201	1481.7 (0.3)	14217.7 (3.1)	12302.0 (2.7)	1915.7 (0.4)	0.0 (0.0)	15699.4 (3.5)

ДОДАТОК Г

Оцінювання ефективності визначення місць приєднання додаткових джерел реактивної потужності в Вінницьких міських електричних мережах з використанням ПК «ВТРАТИ»

Таблиця Г.1 – Результати аналізу зменшення втрат після розміщення ДРП з мінімальним ризиком неефективних капіталовкладень

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, %	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W$, %
Всі підстанції	Всі фидери	320467,6	665939,3	986406,9	3,20	-48696,5	-4,7
ТП "Західна"	Всі фидери	59480,3	128660,5	188140,8	2,42	-1065,1	-0,6
ТП "Західна"	Ф-156	3879,2	10095,9	13975,1	1,73	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-157	533,9	1434,5	1968,4	0,56	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-158	296,4	1534,2	1830,6	0,68	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-165	636,2	3925,0	4561,1	1,27	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-167	31368,8	13806,4	45175,2	3,19	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-169	0,0	1620,6	1620,6	1,30	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-170	0,0	3510,8	3510,8	1,39	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-177	49,1	2145,5	2194,6	2,66	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-168	39,3	5655,7	5695,1	33,87	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-187	4188,6	15389,1	19577,6	2,50	-822,1	-4,0
ТП "Західна"	Ф-155	4662,1	9876,4	14538,6	2,11	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-152	558,5	8644,9	9203,4	2,46	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-171	2963,1	9880,7	12843,8	1,92	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-166	429,5	6311,2	6740,7	2,07	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-185	4585,6	12824,0	17409,6	2,68	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-150	5245,7	12865,0	18110,7	3,76	0,0	0,0
ТП "Західна"	Ф-163	196,8	8987,9	9184,7	7,39	-243,4	-2,6
ТП "Промислова"	Всі фидери	54621,4	125863,4	180484,9	3,05	-11447,2	-6,0
ТП "Промислова"	Ф-273	489,3	5344,0	5833,3	3,53	0,0	0,0
ТП "Промислова"	Ф-263	5619,5	13307,5	18927,0	2,71	-1055,2	-5,3
ТП "Промислова"	Ф-259	3078,8	14672,1	17751,0	3,06	-6347,0	-26,3
ТП "Промислова"	Ф-262	20655,9	29339,1	49995,0	4,03	-2462,0	-4,7
ТП "Промислова"	Ф-253	15049,4	18286,2	33335,5	3,00	0,0	0,0
ТП "Промислова"	Ф-257	507,1	6358,7	6865,8	1,68	0,0	0,0
ТП "Промислова"	Ф-265	4485,4	13248,0	17733,4	2,66	0,0	0,0
ТП "Промислова"	Ф-247	1706,9	10249,5	11956,4	2,76	-1574,0	-11,6
ТП "Промислова"	Ф-243	3703,0	14393,5	18096,4	2,90	0,0	0,0
ТП "Східна"	Всі фидери	12830,8	34304,2	47135,1	3,45	-762,8	-1,6
ТП "Східна"	Ф-87	2042,2	13260,8	15303,0	3,04	-759,0	-4,7
ТП "Східна"	Ф-44	10877,5	20958,4	31835,9	3,69	0,0	0,0
ТП "Нова"	Всі фидери	96266,0	132039,2	228305,2	4,86	-19679,2	-7,9
ТП "Нова"	Ф-111	27609,2	17622,5	45231,7	3,94	-7227,9	-13,8
ТП "Нова"	Ф-110	15786,6	22999,5	38786,2	5,90	0,0	0,0
ТП "Нова"	Ф-113	20729,1	18405,1	39134,2	4,00	-7587,8	-16,2
ТП "Нова"	Ф-107	7944,1	28878,9	36823,0	7,36	0,0	0,0
ТП "Нова"	Ф-106	18369,7	16740,8	35110,4	3,85	-2778,2	-7,3
ТП "Нова"	Ф-101	4295,1	29016,1	33311,1	6,66	-1994,0	-5,6
ТП "Центральна"	Всі фидери	32581,9	77075,9	109657,8	3,09	0,0	0,0
ТП "Центральна"	Ф-5	1321,7	10543,4	11865,0	2,08	0,0	0,0
ТП "Центральна"	Ф-11	633,8	9170,0	9803,9	1,55	0,0	0,0
ТП "Центральна"	Ф-13	2890,6	14126,3	17016,9	2,66	0,0	0,0
ТП "Центральна"	Ф-8	19093,5	16365,9	35459,4	3,71	0,0	0,0

Продовження таблиці Г.1

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, %	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W$, %
ТП "Центральна"	Ф-7	8638,8	26873,8	35512,6	4,71	0,0	0,0
ТП "Південна"	Всі фидери	49391,8	99240,9	148632,7	2,68	-14561,7	-8,9
ТП "Південна"	Ф-30	5773,3	11597,1	17370,4	2,01	-9883,1	-36,3
ТП "Південна"	Ф-23	638,9	4913,4	5552,3	1,43	-544,2	-8,9
ТП "Південна"	Ф-305	1611,1	10923,7	12534,8	2,59	-995,1	-7,4
ТП "Південна"	Ф-35	291,3	2669,4	2960,7	1,82	0,0	0,0
ТП "Південна"	Ф-36(л2)	26917,0	32887,6	59804,6	3,77	0,0	0,0
ТП "Південна"	Ф-22	6780,4	15835,0	22615,4	2,36	-2306,0	-9,3
ТП "Південна"	Ф-303	782,3	8812,6	9595,0	1,98	-789,5	-7,6
ТП "Південна"	Ф-36(л1)	7107,2	11136,1	18243,3	2,88	0,0	0,0
ТП "Північна"	Всі фидери	12076,1	59196,1	71272,2	5,08	-1657,1	-2,3
ТП "Північна"	Ф-206	461,2	5572,1	6033,3	2,12	0,0	0,0
ТП "Північна"	Ф-204	10517,4	40679,1	51196,5	7,71	0,0	0,0
ТП "Північна"	Ф-201	1213,2	12838,8	14052,0	3,11	-1647,5	-10,5
ТП "Технологічна"	Всі фидери	1856,2	10445,6	12301,8	2,16	0,0	0,0
ТП "Технологічна"	Ф-400	1856,2	10445,6	12301,8	2,16	0,0	0,0

Таблиця Г.2 – Результати аналізу зменшення втрат після розміщення ДРП за
максимальним розрахунковим ефектом

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, %	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W$, %
Всі підстанції	Всі фидери	293920,6	628114,5	922035	2,992985	-113065	-10,9231
ТП "Західна"	Всі фидери	52667,6	119311,2	171978,8	2,208899	-17214,3	-9,0988
ТП "Західна"	Ф-156	3879,201	10095,89	13975,09	1,73	0	0
ТП "Західна"	Ф-157	533,909	1434,471	1968,38	0,56	0	0
ТП "Західна"	Ф-158	296,3649	1534,245	1830,61	0,68	0	0
ТП "Західна"	Ф-165	636,1614	3924,979	4561,14	1,27	0	0
ТП "Західна"	Ф-167	18843,51	9166,503	28010,01	1,978462	-17152,3	-37,9793
ТП "Західна"	Ф-169	0	1620,56	1620,56	1,3	0	0
ТП "Західна"	Ф-170	0	3510,77	3510,77	1,39	0	0
ТП "Західна"	Ф-177	49,08022	2145,47	2194,55	2,66	0	0
ТП "Західна"	Ф-168	39,34007	5655,74	5695,08	33,87	0	0
ТП "Західна"	Ф-187	4449,861	15949,84	20399,7	2,6	0	0
ТП "Західна"	Ф-155	4662,13	9876,45	14538,58	2,11	0	0
ТП "Західна"	Ф-152	558,5224	8644,888	9203,41	2,46	0	0
ТП "Західна"	Ф-171	2963,111	9880,669	12843,78	1,92	0	0
ТП "Західна"	Ф-166	429,4975	6311,243	6740,74	2,07	0	0
ТП "Західна"	Ф-185	4585,56	12824,01	17409,57	2,68	0	0
ТП "Західна"	Ф-150	5245,673	12864,99	18110,66	3,76	0	0
ТП "Західна"	Ф-163	275,3726	9152,757	9428,13	7,59	0	0
ТП "Промислова"	Всі фидери	56036,02	126760	182796	3,085775	-9136,02	-4,76003
ТП "Промислова"	Ф-273	489,251	5343,999	5833,25	3,53	0	0
ТП "Промислова"	Ф-263	6011,368	13970,85	19982,22	2,86	0	0
ТП "Промислова"	Ф-259	5079,261	19018,67	24097,93	4,16	0	0
ТП "Промислова"	Ф-262	20297,43	28969,93	49267,36	3,972794	-3189,66	-6,08052
ТП "Промислова"	Ф-253	13910,25	17032,47	30942,72	2,784662	-2392,8	-7,17793
ТП "Промислова"	Ф-257	507,1352	6358,685	6865,82	1,68	0	0
ТП "Промислова"	Ф-265	3571,503	10644,3	14215,8	2,13236	-3517,62	-19,8361
ТП "Промислова"	Ф-247	2074,061	11456,34	13530,4	3,12	0	0
ТП "Промислова"	Ф-243	3702,953	14393,48	18096,43	2,9	0	0
ТП "Східна"	Всі фидери	13098,06	34799,83	47897,89	3,51	0	0
ТП "Східна"	Ф-87	2220,428	13841,56	16061,99	3,19	0	0
ТП "Східна"	Ф-44	10877,53	20958,37	31835,9	3,69	0	0
ТП "Нова"	Всі фидери	74352,2	109468,4	183820,6	3,913704	-64172,8	-25,8768

Продовження таблиці Г.2

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, %	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W$, %
ТП "Нова"	Ф-111	22037,18	14694,08	36731,26	3,199597	-15732,2	-29,9869
ТП "Нова"	Ф-110	6672,486	12257,7	18930,19	2,879203	-19861,1	-51,1999
ТП "Нова"	Ф-113	13426,93	13010,75	26437,68	2,699112	-20284,3	-43,4148
ТП "Нова"	Ф-107	7160,364	27266,59	34426,95	6,881091	-2396,04	-6,50691
ТП "Нова"	Ф-106	16616,6	15379,24	31995,84	3,504555	-5892,78	-15,5529
ТП "Нова"	Ф-101	4819,665	30485,46	35305,12	7,06	0	0
ТП "Центральна"	Всі фидери	28128,46	69356,52	97484,98	2,746988	-12172,8	-11,1007
ТП "Центральна"	Ф-5	1321,66	10543,37	11865,03	2,08	0	0
ТП "Центральна"	Ф-11	633,8187	9170,031	9803,85	1,55	0	0
ТП "Центральна"	Ф-13	2281,509	11303,31	13584,82	2,123509	-3432,12	-20,1688
ТП "Центральна"	Ф-8	15328,87	13846,28	29175,15	3,052502	-6284,22	-17,7223
ТП "Центральна"	Ф-7	7779,8	25293,13	33072,93	4,38643	-2439,66	-6,86985
ТП "Південна"	Всі фидери	53391,07	104392,2	157783,3	2,842518	-5411,04	-3,3157
ТП "Південна"	Ф-30	8798,354	15134,47	23932,82	2,77497	-3320,7	-12,1845
ТП "Південна"	Ф-23	727,5128	5368,967	6096,48	1,57	0	0
ТП "Південна"	Ф-305	1835,724	11694,13	13529,85	2,8	0	0
ТП "Південна"	Ф-35	291,332	2669,408	2960,74	1,82	0	0
ТП "Південна"	Ф-36(л2)	25818,43	31923,75	57742,18	3,63999	-2062,38	-3,44853
ТП "Південна"	Ф-22	7664,642	17256,76	24921,4	2,6	0	0
ТП "Південна"	Ф-303	889,3422	9495,168	10384,51	2,14	0	0
ТП "Південна"	Ф-36(л1)	7107,163	11136,13	18243,29	2,88	0	0
ТП "Північна"	Всі фидери	10951,98	57030,91	67982,89	4,847316	-4946,34	-6,78238
ТП "Північна"	Ф-206	461,2383	5572,052	6033,29	2,12	0	0
ТП "Північна"	Ф-204	8882,784	37372,47	46255,25	6,965868	-4941,24	-9,65152
ТП "Північна"	Ф-201	1481,314	14218,13	15699,44	3,47	0	0
ТП "Технологічна"	Всі фидери	1856,154	10445,65	12301,8	2,16	0	0
ТП "Технологічна"	Ф-400	1856,154	10445,65	12301,8	2,16	0	0

Таблиця Г.3 – Результати аналізу зменшення втрат після розміщення ДРП за максимальним розрахунковим ефектом з урахуванням технічних умов

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, %	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W$, %
Всі підстанції	Всі фидери	294984,2	629777,2	924761,4	3,001824	-110342	-10,66
ТП "Західна"	Всі фидери	54208,18	121495,7	175703,9	2,256591	-13502	-7,13616
ТП "Західна"	Ф-156	3879,201	10095,89	13975,09	1,73	0	0
ТП "Західна"	Ф-157	533,909	1434,471	1968,38	0,56	0	0
ТП "Західна"	Ф-158	296,3649	1534,245	1830,61	0,68	0	0
ТП "Західна"	Ф-165	636,1614	3924,979	4561,14	1,27	0	0
ТП "Західна"	Ф-167	21492,87	10242,24	31735,11	2,240943	-13440,1	-29,751
ТП "Західна"	Ф-169	0	1620,56	1620,56	1,3	0	0
ТП "Західна"	Ф-170	0	3510,77	3510,77	1,39	0	0
ТП "Західна"	Ф-177	49,08022	2145,47	2194,55	2,66	0	0
ТП "Західна"	Ф-168	39,34007	5655,74	5695,08	33,87	0	0
ТП "Західна"	Ф-187	4449,861	15949,84	20399,7	2,6	0	0
ТП "Західна"	Ф-155	4662,13	9876,45	14538,58	2,11	0	0
ТП "Західна"	Ф-152	558,5224	8644,888	9203,41	2,46	0	0
ТП "Західна"	Ф-171	2963,111	9880,669	12843,78	1,92	0	0
ТП "Західна"	Ф-166	429,4975	6311,243	6740,74	2,07	0	0
ТП "Західна"	Ф-185	4585,56	12824,01	17409,57	2,68	0	0
ТП "Західна"	Ф-150	5245,673	12864,99	18110,66	3,76	0	0
ТП "Західна"	Ф-163	275,3726	9152,757	9428,13	7,59	0	0
ТП "Промислова"	Всі фидери	56067,75	126821,9	182889,7	3,087356	-9042,36	-4,71123

Продовження таблиці Г.3

Підстанція	Фидер	$\Delta W_{\text{леп}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум}}$, кВт год	$\Delta W_{\text{сум, \%}}$	$d\Delta W$, кВт год	$d\Delta W, \%$
ТП "Промислова"	Ф-263	6011,368	13970,85	19982,22	2,86	0	0
ТП "Промислова"	Ф-259	5079,261	19018,67	24097,93	4,16	0	0
ТП "Промислова"	Ф-262	21845,76	30611,26	52457,02	4,23	0	0
ТП "Промислова"	Ф-253	12898,27	16255,67	29153,94	2,623682	-4181,58	-12,5439
ТП "Промислова"	Ф-257	507,1352	6358,685	6865,82	1,68	0	0
ТП "Промислова"	Ф-265	3224,927	9683,833	12908,76	1,936305	-4824,66	-27,2066
ТП "Промислова"	Ф-247	2074,061	11456,34	13530,4	3,12	0	0
ТП "Промислова"	Ф-243	3702,953	14393,48	18096,43	2,9	0	0
ТП "Східна"	Всі фидери	13098,06	34799,83	47897,89	3,51	0	0
ТП "Східна"	Ф-87	2220,428	13841,56	16061,99	3,19	0	0
ТП "Східна"	Ф-44	10877,53	20958,37	31835,9	3,69	0	0
ТП "Нова"	Ф-111	19455,98	13282,24	32738,22	2,851981	-19721,3	-37,5934
ТП "Нова"	Ф-110	12675,61	19835,76	32511,37	4,945502	-6274,8	-16,1779
ТП "Нова"	Ф-113	8785,71	9117,51	17903,22	1,8278	-28818,7	-61,6813
ТП "Нова"	Ф-107	7944,065	28878,93	36822,99	7,36	0	0
ТП "Нова"	Ф-106	8503,187	8866,393	17369,58	1,902517	-20519	-54,1562
ТП "Нова"	Ф-101	4819,665	30485,46	35305,12	7,06	0	0
ТП "Центральна"	Всі фидери	31809,07	75127,35	106936,4	3,013316	-2721,36	-2,48168
ТП "Центральна"	Ф-5	1321,66	10543,37	11865,03	2,08	0	0
ТП "Центральна"	Ф-11	633,8187	9170,031	9803,85	1,55	0	0
ТП "Центральна"	Ф-13	2407,641	11871,92	14279,56	2,232107	-2737,38	-16,0862
ТП "Центральна"	Ф-8	19093,45	16365,92	35459,37	3,71	0	0
ТП "Центральна"	Ф-7	8638,774	26873,82	35512,59	4,71	0	0
ТП "Південна"	Всі фидери	53728,18	104748,2	158476,4	2,855005	-4717,92	-2,89098
ТП "Південна"	Ф-30	8219,016	14373,64	22592,66	2,619581	-4660,86	-17,1019
ТП "Південна"	Ф-23	727,5128	5368,967	6096,48	1,57	0	0
ТП "Південна"	Ф-305	1835,724	11694,13	13529,85	2,8	0	0
ТП "Південна"	Ф-35	291,332	2669,408	2960,74	1,82	0	0
ТП "Південна"	Ф-36(л2)	26916,95	32887,61	59804,56	3,77	0	0
ТП "Південна"	Ф-22	7664,642	17256,76	24921,4	2,6	0	0
ТП "Південна"	Ф-303	889,3422	9495,168	10384,51	2,14	0	0
ТП "Південна"	Ф-36(л1)	7107,163	11136,13	18243,29	2,88	0	0
ТП "Північна"	Всі фидери	10951,98	57030,91	67982,89	4,847316	-4946,34	-6,78238
ТП "Північна"	Ф-206	461,2383	5572,052	6033,29	2,12	0	0
ТП "Північна"	Ф-204	8882,784	37372,47	46255,25	6,965868	-4941,24	-9,65152
ТП "Північна"	Ф-201	1481,314	14218,13	15699,44	3,47	0	0
ТП "Технологічна"	Всі фидери	1856,154	10445,65	12301,8	2,16	0	0
ТП "Технологічна"	Ф-400	1856,154	10445,65	12301,8	2,16	0	0

ДОДАТОК Д

Графічна частина

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ З ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 110- 35КВ

Науковий керівник: д.т.н, проф. Кулик В.В
Підготував: ст.гр ЕСМ-18М Поліщук М.А

2

ОСНОВНІ ЕЛЕКТРООЩАДНІ ЗАХОДИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10(6) КВ

- оптимізація схеми електричної мережі;
- встановлення та введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах;
- заміна проводів на перевантажених лініях електропередач;
- заміна систематично перевантажених силових трансформаторів;
- встановлення та введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях;
- заміна недовантажених силових трансформаторів.



РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ З ОПТИМІЗАЦІЇ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 110- 35КВ

3

Мета магістерської роботи: підвищення ефективності функціонування розподільних мереж за рахунок оптимізації перетікань реактивної потужності.

Основні задачі дослідження:

– аналіз існуючих методів оптимізації режимів електричних мереж за реактивною потужністю;

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

– аналіз існуючих засобів компенсації реактивної потужності;

– вдосконалення методу оптимізації розміщення засобів КРП з імітацією «ідеального» струморозподілу в електромережах;

– вдосконалення методу оптимізації розміщення засобів компенсації реактивної потужності за критерієм максимуму рентабельності з урахуванням допустимих відхилень напруги.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з джерелами компенсації реактивної потужності.

Предмет дослідження – методи і засоби аналізу та оптимізації перетікань реактивної потужності в розподільних електричних мережах з джерелами КРП.

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНИХ ОПОРІВ ДРП ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ РОЗМІЩЕННЯ ЗА РЕНТАБЕЛЬНІСТЮ

4

Згідно нормативного документу ГКД 340.000.002-97, основним критерієм ефективності проектних рішень у електроенергетиці вважається рентабельність капіталовкладень:

$$R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}, \quad (1)$$

де $\Pi_p = \Pi_0 - H_n - B_{сп}$ – поточний річний прибуток; $\Pi_0 = D - B_c - B_{сп} - A_p$ – балансовий прибуток за рік; $D = (V_{Q0} - V_Q)\tau c$ – додатковий річний дохід, обумовлений зменшенням витрат електроенергії завдяки встановленню ДРП; $B_c = \alpha_c K$ – річні експлуатаційні видатки для ДРП; $B_{сп} = \alpha_{сп} \tau c \sum_{i=1}^{n_s} Q_i$ – вартість витрат електроенергії в ДРП; $A_p = \alpha_p K$ – додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію; $H_n = \alpha_n \Pi_n$ – податок на прибуток; $B_{кр} = \alpha_{кр} K$ – річні витрати на обслуговування кредиту; $K = \sum_{i=1}^{n_s} K_i$ – капіталовкладення для впровадження ДРП; V_{Q0} – втрати потужності в характерному режимі ЕМ до встановлення додаткових ДРП; τ – час максимальних витрат.

Після підстановки та нескладних перетворень вираз (1) можна подати у вигляді:

$$R_i = V_{Q0} \tau \frac{c}{K} - V_Q \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K} - \left(\alpha_c + \alpha_{сп} \sum_{i=1}^{n_s} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_n) - \alpha_{кр} - \alpha_p. \quad (2)$$

Прийнявши капіталовкладення у ДРП умовно сталими, задачу пошуку максимуму рентабельності R_i можна звести до ітеративного пошуку мінімуму функції відносних експлуатаційних витрат в ЕМ:

$$B_n = V_Q \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K} + \left(\alpha_c + \alpha_{сп} \sum_{i=1}^{n_s} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_n) + \alpha_{кр} + \alpha_p \rightarrow \min. \quad (3)$$

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНИХ ОПОРІВ ДРП (продовження)

5

Розділивши вираз витрат на умовно постійний коефіцієнт $b_{\text{дрп}} = r(1-\alpha_u) \frac{c}{K}$, отримано функцію еквівалентних втрат потужності у ЕМ після встановлення додаткових ДРП:

$$V_{Q_{\text{екв}}} = V_Q + \alpha_{\text{дрп}} \sum_{j=1}^{n_j} Q_j + \sum_{i=1}^{n_i} K_i \frac{(\alpha_c + \alpha_p)(1-\alpha_u) + (\alpha_{\text{дрп}} + \alpha_p)}{rc(1-\alpha_u)} \rightarrow \min. \quad (1)$$

$$G = \sum_{j=1}^{n_j} Q_j + \sum_{i=1}^{n_i} Q_i - \sum Q_u - \Delta Q(Q) = 0. \quad (2)$$

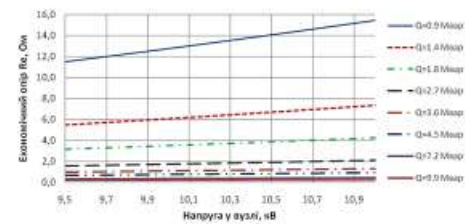
Її мінімізація у полі балансових обмежень (2) та обмежень на параметри з послідовним уточненням капіталовкладень K дозволить отримати значення потужностей Q , близькі до розв'язків задачі максимізації рентабельності.

Для врахування у заступній схемі «ідеального» режиму ЕМ додаткових втрат $V_{\text{дрп}} = V_{Q_{\text{екв}}} - V_Q$, що пов'язані зі встановленням та експлуатацією ДРП, було визначено відповідні економічні опори:

$$R_{\text{дрп}}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{дрп}} + \frac{K_i (\alpha_c + \alpha_p)(1-\alpha_u) + (\alpha_{\text{дрп}} + \alpha_p)}{Q_i rc(1-\alpha_u)} \right] \quad (3)$$

Співвідношення для визначення економічних опорів $R_{\text{дрп}}^Q$ містять змінні параметри. **Отже опори потребують ітераційного уточнення.**

Значення економічних опорів для ДРП 10 кВ



ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНИХ ОПОРІВ ДРП ДЛЯ МОЖЛИВИХ ВАРІАНТІВ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧ ОПТИМІЗАЦІЇ

6

Джерело реактивної потужності	Постановка задачі оптимізації	Вираз для визначення економічного опору
Спеціалізовані установки (КУ, СТК) на балансі енергокомпанії	Пошук оптимальних потужностей наявних ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії в мережах	$R_{\text{дрп}}^Q = 0$
Спеціалізовані установки (КУ, СТК) на балансі енергокомпанії	Пошук оптимальних потужностей наявних ДРП за критерієм мінімуму експлуатаційних видатків	$R_{\text{дрп}}^Q = \frac{\beta_i(Q) U_i^2}{Q_i \cdot c}$
Спеціалізовані установки (КУ, СТК) на балансі енергокомпанії	Пошук оптимального місця встановлення та потужності ДРП за критерієм максимуму рентабельності впровадження	$R_{\text{дрп}}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{дрп}} + \frac{K_i (\alpha_c + \alpha_p)(1-\alpha_u) + (\alpha_{\text{дрп}} + \alpha_p)}{Q_i rc(1-\alpha_u)} \right]$
Електричні станції (ЕС), зокрема розосереджені джерела енергії	Пошук оптимальних потужностей ЕС за критерієм мінімуму втрат з урахуванням компенсації недовідпуску енергії ЕС	$R_{\text{дрп}}^Q = \begin{cases} 0, & \text{якщо } Q_i \leq Q_{i,\text{max}}; \\ \frac{\beta_{\text{пр}} P_{\text{пр}}(Q_i) U_i^2}{Q_i^2 c}, & \text{якщо } Q_i > Q_{i,\text{max}}. \end{cases}$
Електричні станції (ЕС), зокрема розосереджені джерела енергії	Пошук оптимальних потужностей ЕС за критерієм мінімуму втрат з урахуванням вартості послуги генерування дод. реактивної потужності	$R_{\text{дрп}}^{\text{до}} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{\text{др}} Q_{\text{ли}}}{c}$

ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАСОБІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Ефективність функціонування розподільної мережі у вигляді моделі грошових надходжень від передачі електроенергії мережами:

$$\Pi = b_{\text{на}} \cdot W \cdot E_{\text{в}} + \left[(b_{\text{на}} - b_{\text{ш}}) W - b_{\Delta W} \cdot \Delta W \right] E_{\text{в}}^* - (b_{\text{на}} - b_{\text{тар}}) W, \quad (1)$$

де $b_{\text{тар}}$, $b_{\Delta W}$ – відповідно, тариф на передачу 1 кВт·год електроенергії електричними мережами та вартість втрат електроенергії; $b_{\text{на}}$, $b_{\text{ш}}$ – відповідно, питома вартість недовідпущеної та нежкісної електроенергії; W та ΔW – корисний відпуск електроенергії споживачем ЕМ та розрахункові втрати електроенергії протягом заданого інтервалу часу T за умови відсутності перерв у електропостачанні; $E_{\text{в}}$, $E_{\text{в}}^*$ – відповідно, показники якості функціонування ЕМ у критеріальній формі, отримані з урахуванням та без врахування якості електроенергії:

$$E_{\text{в}} = \sum_{i=1}^n p_i \cdot \frac{1}{P_i [A]^{v_i}} \prod_{j=1}^n P_j [A]^{v_j} - \sum_{i=n+1}^{n+k} p_i \prod_{j=1}^n P_j [A]^{v_j},$$

$$E_{\text{в}}^* = \sum_{i=1}^n p_i - \sum_{i=n+1}^{n+k} p_i, \quad (2)$$

де p_i – імовірність перебування ЕМ у i -му стані; $P_j [A]$ – імовірність того, що відхилення напруги для j -го стану ЕМ відповідає допустимим межах ($U_{\text{min}} \leq U_{i,j} \leq U_{\text{max}}$); v^i – елементи матриці переходів, які є алгебраїчними сумами інтенсивностей відмов λ та інтенсивностей відновлення μ [9]; n , k – кількість робочих та неробочих станів у графі станів ЕМ.

Використовуючи описаний підхід щодо оцінювання якості електромереж у поєднанні з інтервальним аналізом втрат електроенергії в мережах було запропоновано метод однозначного комплексного оцінювання обґрунтованого ефекту від компенсації реактивної потужності.

ОЦІНЮВАННЯ ОБґРУНТОВАНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАСОБІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Додаткові грошові надходження завдяки впровадженню ДРП, які є основним джерелом їх окупності:

$$\Delta \Pi_k = \Pi_k - \Pi = b_{\text{на}} \cdot W (E_{\text{в}}^* - E_{\text{в}}) + b_{\Delta W} (\Delta W - \Delta W_k) E_{\text{в}}^* \quad (4)$$

Таким чином, прибутковість КРП залежить від надійності основного обладнання електромережі.

Через обмеженість інформаційного забезпечення розподільних мереж детерміновані значення корисного відпуску W та втрат електроенергії ΔW , ΔW_k на практиці не можуть бути визначені. Тому для оцінювання обґрунтованого ефекту від впровадження КРП слід використовувати значення відпуску електроенергії та втрат, що відповідають нижній межі інтервалу невизначеності:

$$W_{\text{min}} = W (1 - 2\delta_w); \quad \Delta W_{\text{min}} = \Delta W (1 - 2\delta_{\Delta W}); \quad \Delta W_{k \text{ min}} = \Delta W_k (1 - 2\delta_{\Delta W}), \quad (5)$$

де δ_w та $\delta_{\Delta W}$ – відповідно, середньоквадратичні відхилення корисного відпуску та втрат електроенергії, причому $\delta_w \leq \delta_{\Delta W}$.

З урахуванням недосконалості вихідної інформації отримано нижню межу інтервалу невизначеності додаткових надходжень від впровадження КРП:

$$\Delta \Pi_{k \text{ min}} = \Delta \Pi_k (1 - \delta_{\Pi}); \quad \delta_{\Pi} = 2 \left[\frac{\delta_w}{1 + K_{\text{ввк}}} + \frac{\delta_{\Delta W}}{1 + K_{\text{ввк}}^{-1}} \right]; \quad K_{\text{ввк}} = \frac{b_{\Delta W}}{b_{\text{на}}} d\Delta W_{\text{вк}} \cdot dE_{\text{в}}^{-1}, \quad (6)$$

де δ_{Π} – відповідає розмаху відхилення величини $\Delta \Pi_k$; $K_{\text{ввк}}$ – коефіцієнт, який характеризує співвідношення ефекту від зменшення втрат та підвищення якості електроенергії завдяки встановленню ДРП на k -тій підстанції; $d\Delta W_{\text{вк}}$ та $dE_{\text{в}}^{-1}$ – відносні зменшення втрат електроенергії та показника якості функціонування ЕМ.

Вираз (6) дозволяє оцінити обґрунтований ефект від впровадження КРП з імовірністю 0.95, що є прийнятним для практичних розрахунків.

ЗАСТУПНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ЕКОНОМІЧНИМИ ОПОРАМИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ «ІДЕАЛЬНОГО» РЕЖИМУ



Для оптимізації розміщення та потужностей ДРП в електричних мережах за комплексним техніко-економічним критерієм можна застосувати імітацію режимів ЕМ, «ідеальних» за втратами електроенергії. Для урахування економічних чинників до заступної r -схеми вводяться додаткові економічні опори.

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНИХ ОПОРІВ ДРП ДЛЯ ВРАХУВАННЯ ВИТРАТ НА ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЮ У МОДЕЛІ «ІДЕАЛЬНОГО» РЕЖИМУ

Економічні опори ДРП відтворюють вплив економічних факторів, зокрема вартості ДРП, витрат на їх експлуатацію тощо. Для розрахунку вказаних опорів **складові витрати прирівнюються до вартості втрат електроенергії** в них від перетікань реактивної потужності ДРП.

Наприклад, якщо витрати на експлуатацію ДРП можна подати у вигляді вартісної характеристики $\beta_i(Q_i)$, то сумарні витрати за період T :

$$B_{Q_i} = \beta_i(Q_i) Q_i T, \quad (1)$$

де Q_i та T – відповідно, перетікання реактивної потужності від ДРП та тривалість періоду з умовно постійним генеруванням;

Для перерахунку витрат (1) до економічного опору їх прирівнюються до вартості втрат електроенергії від потоків реактивної потужності в вітці з опором R_{wi}^Q на відрізок часу T :

$$B_{Q_i} = V_{Q_i} T c = \frac{Q_i^2}{U_i^2} R_{wi}^Q T c, \quad (2)$$

де V_{Q_i} , U_i – відповідно, втрати потужності у вітці з економічним опором та напруга у місці її приєднання; c – вартість втрат електроенергії.

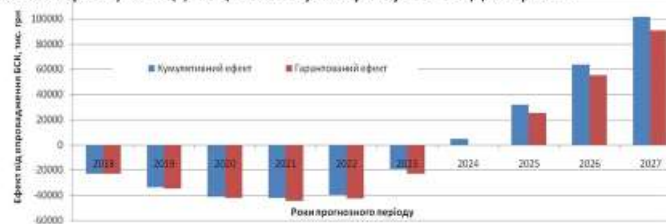
Виразивши R_{wi}^Q , маємо:

$$R_{wi}^Q = \frac{\beta_i(Q_i) U_i^2}{Q_i \cdot c}, \quad (3)$$

Розрахований струморозподіл у заступній r -схемі з економічними опорами **буде відповідати мінімуму витрат** на генерування реактивної потужності ДРП та компенсацію втрат електроенергії в мережах.

**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ ОСНАЩЕННЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110-35 КВ
ПАТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» УСТАНОВКАМИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ**

За умови, що впровадження БСК у електромережах 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» буде виконуватися згідно визначеної схеми (табл. 4.7), повна окупність проекту за кумулятивним ефектом, тобто без урахування надійності електромереж, якості електроенергії та точності інформаційного забезпечення очікується протягом 6 років (рис. 4.1, а). Однак, врахування означених факторів зумовлює зниження розрахункового ефекту з 101,6 млн. грн. до 90,6 млн. грн. (обґрунтований ефект) та підвищення терміну окупності до 7 років.



ВИСНОВКИ

12

Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах є однією з основних задач енергопостачальних компаній. В значній мірі цього зниження можна досягти за рахунок встановлення конденсаторних установок в цих мережах.

Впровадження конденсаторних установок (КУ) в електричних мережах промислових підприємств дозволяє суттєво знизити втрати електричної енергії, тому досить актуальною проблемою є підвищення ефективності використання КУ для дотримання нормативів по режимним параметрам розподільних електричних мереж 35-110 кВ.

Показано доцільність використання економічного струморозподілу для підвищення надійності та швидкодії розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у електричних мережах з РДЕ за критерієм максимуму рентабельності капіталовкладень. Використання моделі «ідеального» режиму ЕМ дозволило звести означену задачу нелінійної оптимізації до задачі пошуку екстремального струморозподілу в заступній г-схемі мережі, що є принципово простішою.

Запропоновані у роботі алгоритми були використані для техніко-економічного обґрунтування заходів з компенсації реактивної потужності в електромережах 110-35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго». За результатами досліджень визначено оптимальну послідовність впровадження ДРП, яка характеризується високою рентабельністю. Очікувана окупність встановлення 56 ДРП за кумулятивним ефектом не перевищує 6 років. Однак, врахування надійності електромереж, якості електроенергії та точності інформаційного забезпечення призвело до зниження розрахункового ефекту на 12% та підвищення терміну окупності до 7 років.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та ремонтом електрообладнання розподільних мереж 35-110кВ. Також було досліджено стійкість роботи розподільної мережі щодо дії іонізуючих випромінювань та стійкості в умовах надзвичайних ситуацій.