

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Луцький національний технічний університет

Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк

ЕЛЕКТРООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

**Навчальний посібник
Під редакцією П. Д. Лежнюка**

ІВВ Луцького НТУ
Луцьк 2018

УДК 621.3.017
ББК 31.280.7
Л 56

*Гриф надано Міністерством освіти і науки України
(лист від)*

Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

Рецензенти:

Бондаренко В. О., доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»;

Кутін В. М., доктор технічних наук, професор, професор кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету;

Поліщук А. Л., кандидат технічних наук, генеральний директор ПАТ «Вінницяобленерго»

В навчальному посібнику наведена структура і причини втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем. Розглянуто методи розрахунку втрат в електричних мережах, а також методи аналізу і вибору заходів їх зниження. Обґрунтовано організаційні та технічні заходи зниження втрат в електричних мережах. Розглянуто способи і засоби оптимального керування режимами електроенергетичних систем для зниження в них втрат електроенергії під час її транспортування і розподілу. Описано програмне забезпечення, яке реалізує викладені методи розрахунку втрат і дозволяє розробляти заходи щодо їх зниження.

Навчальний посібник призначено для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», які вивчають дисципліни «Електроощадні технології в електроенергетичних системах», «Сучасні проблеми в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці», «Електричні системи та мережі».

Затверджено вченою радою Луцького національного технічного університету протокол № від 05. 2018 року

ISBN

© Лежнюк П.Д., Добровольська Л.Н., Кулик В.В., 2018

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень	9
Вступ	10
1 Втрати потужності та електроенергії в електричних мережах	13
1.1 Втрати електроенергії під час її передавання	13
1.2 Структура втрат електроенергії в електричній мережі	15
1.3 Технічні втрати електроенергії	18
1.3.1 Навантажувальні втрати	18
1.3.2 Умовно-постійні технічні втрати	22
1.3.3 Основні причини підвищених технічних втрат в електричних мережах	26
1.4 Витрати на власні потреби підстанцій	36
1.5 Недооблік електроенергії	37
1.6 Комерційні втрати	38
1.7 Задачі визначення втрат електроенергії	39
2 Методи розрахунку технічних втрат електроенергії	43
2.1 Загальна характеристика методів розрахунку втрат	43
2.2 Методи розрахунку навантажувальних втрат	44
2.2.1 Метод по-елементних розрахунків	44
2.2.2 Метод характерних режимів	45
2.2.3 Метод характерної доби	49
2.2.4 Метод факторного моделювання графіків навантажень	51
2.2.5 Визначення втрат електроенергії методом гармонік	54
2.2.6 Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом середніх навантажень	56
2.2.7 Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом кількості годин максимальних втрат електроенергії τ ..	57
2.2.8 Визначення навантажувальних втрат електроенергії за регресійною залежністю	57
2.3 Визначення навантажувальних втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ	58
2.4 Втрати електроенергії в мережі напругою 0,38 кВ	60
2.4.1 Розрахунок втрат в мережі з використанням еквівалентного опору	60
2.4.2 Розрахунок втрат з використанням характеристик ліній і показників розподілу їх навантажень	64
2.4.3 Розрахунок втрат електроенергії в лінії із зосередженим наприкінці навантаженням	68
2.5 Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи шунтувальному реакторі	73
2.6 Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах	73

3	Оптимальне керування режимами ЕЕС	77
3.1	Неоднорідність електричних мереж енергосистем, її чисельні показники та способи компенсації	77
3.1.1	Фізичні основи оптимального струморозподіл	77
3.1.2	Способи реалізації оптимального струморозподілу	80
3.1.3	Неоднорідність електроенергетичних систем	81
3.1.3.1	Узагальнений показник неоднорідності ЕЕС	82
3.1.3.2	Загальносистемні показники неоднорідності ЕЕС	85
3.1.4	Застосування загальносистемних показників неоднорідності	87
3.1.4.1	Компенсація неоднорідності ЕЕС у процесі проектування й реконструкції	89
3.1.4.2	Компенсація неоднорідності ЕЕС у процесі експлуатації	91
3.2	Керування поточкорозподілом і рівнями напруги в електричних мережах енергосистем	93
3.2.1	Керування потоками потужності напругою в ЕЕС як задача оптимального керування	93
3.2.2	Реалізація оптимального управління з урахуванням чутливості	95
3.2.3	Визначення законів управління на основі подібності оптимальних режимів	98
3.2.4	САК потоками потужності і напругою в ЕЕС	99
3.2.5	Спостережність і керованість	103
3.2.5.1	Спостережність	103
3.2.5.2	Ідентифікація	104
3.2.5.3	Керованість	105
3.2.5.4	Алгоритми оптимального управління	106
3.2.5.5	Алгоритми адаптивних систем автоматичного керування	107
3.3	Взаємовплив режимів електричних мереж різних класів напруги, його оцінка і компенсація. Втрати від транзитних потоків потужності	109
3.3.1	Завдання оцінки взаємовпливу ЕЕС і управління втратами потужності від транзитних перетоків	111
3.3.2	Аналіз задач, пов'язаних з транзитними перетоками і взаємовпливом паралельно працюючих електричних мереж	113
3.3.3	Визначення втрат потужності від транзитних перетоків	116
3.4	Основні фактори ефективності керування потоками потужності і напругою в ЕЕС, їх врахування і використання	120
3.4.1	Моделювання надійності та ресурсу регулюючих пристроїв	122
3.4.1.1	Визначення потужності, еквівалентній збитку через відмови регулюючих пристроїв	122
3.4.1.2	Моделювання навантажувальної здатності і ресурсу трансформаторів	126

3.4.2	Моделювання збитку, що виникає в результаті відхилення напруги	128
3.5	Smart Grid технології в електричних мережах	133
3.5.1	Поняття й основні положення концепції Smart Grid	133
3.5.2	Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики	134
3.5.3	Принципи розбудови і реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах	142
3.6	Відновлювані джерела електроенергії в електричних мережах	148
3.6.1	Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж	148
3.6.2	Вплив РДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах	152
3.6.3	Характеристика розосереджених джерел електроенергії як об'єкта керування	157
3.6.4	Оптимальне керування ВДЕ в електричній мережі	163
4	Заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах	167
4.1	Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії	167
4.2	Організаційні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах	169
4.2.1	Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням	169
4.2.2	Оптимізація режимів електричних мереж енергосистем за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю	172
4.2.3	Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора	174
4.2.4	Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії	175
4.2.5	Оптимізація розподілу навантаження між підстанціями електричної мережі 110 кВ і вище	176
4.2.6	Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами	176
4.2.7	Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж	180
4.2.8	Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням	181
4.2.9	Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ	183
4.2.10	Усунення неякісних з'єднань проводів ліній	184

4.2.11	Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій	185
4.2.12	Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних мереж	186
4.2.13	Виконання робіт під напругою	187
4.2.14	Введення в роботу засобів автоматичного регулювання напруги, що не використовуються	188
4.2.15	Увімкнення-вимкнення шунтувальних реакторів в електричній мережі 500-750 кВ	188
4.3	Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах	189
4.3.1	Розрахунок планованого і фактичного зниження технічних втрат електроенергії під час проведення технічних заходів	189
4.3.2	Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах	190
4.3.3	Заміна проводів на перевантажених лініях	192
4.3.4	Заміна відгалужень від ВЛ 0,38 кВ до будинків	193
4.3.5	Заміна перевантажених силових трансформаторів	194
4.3.6	Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях	195
4.3.7	Заміна недовантажених силових трансформаторів	195
4.3.8	Установлення і введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації	197
4.3.9	Установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів	197
4.3.10	Автоматизація керування режимами електричних мереж	198
4.3.11	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу	199
4.3.12	Установлення пристроїв для поздовжньо-поперечного регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнених електричних мережах	200
4.3.13	Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва розвантажувальних підстанцій та ліній електропередавання	200
4.4	Заходи щодо удосконалення обліку електричної енергії	201
4.4.1	Способи удосконалення обліку електричної енергії	201
4.4.2	Похибки вимірювання кількості електричної енергії	203
4.4.3	Обґрунтування приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками	203

5	Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ “ВТРАТИ”	206
5.1	Підготовка бази даних основного обладнання розподільних електричних мереж	208
5.1.1	Підготовка бази даних силових трансформаторів	210
5.1.2	Підготовка бази даних ліній електропередачі	212
5.1.3	Підготовка бази даних регуляторів (РПН та ПБВ) силових трансформаторів	215
5.2	Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вихідних даних	217
5.2.1	Введення та редагування інформації про вузли електричних мереж 110(35)-10(6) кВ	220
5.2.2	Введення та редагування інформації про вітки електричних мереж 110(35)-10(6) кВ	222
5.2.3	Введення та редагування параметрів балансувальних вузлів електромереж 110(35)-10(6) кВ	225
5.2.4	Введення та редагування інформації про ПС 110(35)/10(6) кВ ..	226
5.2.5	Введення та редагування інформації про фідери 10(6) кВ	228
5.2.6	Введення та редагування схеми електричної мережі фідера	229
5.3	Опис схем електричних мереж 0,4 кВ	232
5.3.1	Визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ...	232
5.3.2	Введення та редагування попорної схеми мережі 0,4 кВ.....	236
5.4	Введення графіків навантаження та генерування	240
5.4.1	Введення графіків навантаження підстанцій 110(35)/10(6) кВ...	241
5.4.2	Формування графіка перемикачів комутаційних апаратів	245
5.4.3	Формування графіків навантажень фідерів та вузлів ЕМ	249
5.4.4	Введення типових графіків навантаження/генерування для підстанцій 10(6)/0,4 кВ	252
5.4.5	Введення типових графіків зміни температури навколишнього середовища	254
5.5	Виконання розрахунків втрат електроенергії та планування заходів щодо їх зменшення	256
5.5.1	Діагностування вихідних даних	256
5.5.2	Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат	257
5.5.3	Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження	259
5.5.4	Пофідерний аналіз втрат електроенергії в ЕМ	261
5.6	Аналіз результатів визначення втрат електроенергії в розподільних мережах	264
5.6.1	Засоби відображення результатів для мереж 110(35) кВ	265
5.6.2	Засоби відображення результатів для мереж 10(6) кВ	267
5.6.3	Засоби відображення результатів для мереж 0,4 кВ	270

5.6.4	Засоби аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж	273
5.6.5	Приклад застосування засобів аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж	275
5.6.6	Відображення результатів пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах	277
5.7	Спеціальні засоби аналізу втрат електроенергії та якості напруги в розподільних мережах	280
5.7.1	Аналіз вірогідності результатів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6)/0.4 кВ	280
5.7.2	Аналіз чутливості втрат електроенергії до зміни навантаження	284
5.7.3.	Аналіз чутливості втрат електроенергії до характеру розподілу навантаження	287
5.7.4	Аналіз впливу розосередженого генерування на ефективність експлуатації ЕМ 10(6)/0.4 кВ	291
5.8	Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності у розподільних електричних мережах	294
5.8.1	Компенсація реактивної потужності у мережах 110(35) кВ	295
5.8.2	Компенсація реактивної потужності у мережах 10(6) кВ	298
5.8.3	Компенсація реактивної потужності в мережах 0.4 кВ	307
	Список використаних джерел	311
	Додатки	313

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР – автоматичний введення резерву;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
АТ – автотрансформатор;
БСК – батарея статичних конденсаторів;
ВЕС – вітрова електростанція;
ВДТ – вольтдодатковий трансформатор;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗЗВ – заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії;
ЕЕРП – економічні еквіваленти реактивної потужності;
КБ – конденсаторна батарея;
КЛ – кабельна лінія;
КРП – компенсація реактивної потужності;
КУ – компенсувальна установка;
НКРЕ – Національна комісія регулювання електроенергії;
НЕК "Укренерго" – Національна енергокомпанія "Укренерго";
ПБЗ – переключення без збудження;
ПЗ – програмне забезпечення;
ПЛ – повітряна лінія;
ОІК – оперативний інформаційний комплекс;
РПН – регулювання під навантаженням;
ПС – підстанція;
РЕМ – район електричних мереж;
РП – розподільний пункт;
СЕС – сонячна електростанція;
СК – синхронний компенсатор;
ТН – трансформатори напруги;
ТП – трансформаторна підстанція;
ТС – трансформатори струму;
УПК – установка подовжньої компенсації;
ЦЖ – центри живлення.

Вступ

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місця вироблення до місця споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої електроенергії, яка є технологічною необхідністю. Оскільки технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) уникнути не можливо, то задача полягає в тому, щоб визначити їх економічно обґрунтований рівень. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах до цього рівня є одним з важливих напрямків енергозбереження.

Впродовж останніх років Міненерговугілля України разом з НКРЕКП вжило низку заходів, що дозволило знизити загальні ТВЕ з 19,6% від величини відпуску електроенергії в мережу у 2003 році до 11,7% у 2016 році, в тому числі нормативних (технічних) ТВЕ з 14,2% до 13,3%, понаднормативних (нетехнічних) ТВЕ з 5,4% до – 1,3%. Відповідно до аналізу міжнародних енергетичних організацій ТВЕ у більшості країн вважаються задовільними, якщо вони не перевищують 4–5%. У межах 3,5–6,5% знаходяться ТВЕ таких держав, як Фінляндія, Німеччина, Австрія, США та ряд інших. У нас ТВЕ до 8–8,5% можна вважати максимально допустимими з економічної ефективності передачі електроенергії електромережами.

У зв'язку з розвитком ринкових відносин в країні значення проблеми втрат електроенергії суттєво виросло. Вартість втрат є однією з вагомих складових тарифу на електроенергію. З впровадженням ринкових стосунків, а також з ростом вартості первинних енергоносіїв і, відповідно, вартості електроенергії збільшилася і капіталізована вартість її втрат. Вартість енергії, а також капіталізована вартість втрат продовжують зростати. Це проявляється в тому, що поступово змінюється стратегія формування рішень щодо капіталовкладень в електроенергетику. Якщо

раніше під час проектування віддавалася перевага умовно «дешевим» проектам і конструкціям електрообладнання, що проявлялося у збільшенні експлуатаційних витрат, в тому числі і втрат електроенергії, то тепер віддається перевага більш збалансованим рішенням.

1. Наприклад, розробляються проекти модернізації електричних мереж з більш досконалим, а значить дорожчим, електрообладнання, яке забезпечує суттєве зменшення втрат електроенергії і покращання її якості. Досліджуються сучасні ринкові умови функціонування електроенергетичних підприємств, пропонуються підходи, які дозволять підвищити якість послуг при одночасному зниженні витрат в процесі передачі і розподілу електроенергії. Проводяться дослідження проблемних етапів процесу транспортування і реалізації електроенергії з врахуванням втрат електроенергії і параметрів її якості. Обґрунтовується необхідність модернізації електричних мереж з застосуванням сучасного електрообладнання та передових засобів інформаційного забезпечення.

Метою даного посібника є ознайомити студентів з методами аналізу та вдосконалення технологічного процесу передачі та розподілу електричної енергії для зменшення її втрат. Зокрема, з'ясовуються причини неоптимальності технологічного процесу під час передавання, розподілу та постачання електричної енергії, розглядаються способи і засоби удосконалення технологічного процесу передавання, розподілення та постачання електроенергії в електричних мережах та електроенергетичних системах (ЕЕС) у відповідності з чинними стандартами, правилами та нормами. Особливу увагу приділено обґрунтуванню організаційних та технічних заходів щодо зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Робиться акцент на застосування сучасного програмного забезпечення, яке дозволяє розраховувати та структурувати втрати потужності і електроенергії в електричних мережах за різної повноти та визначеності інформаційного забезпечення. Воно зорієнтоване на

застосування в процесі розроблення та впровадження заходів по зниженню технологічних втрат електроенергії на передачу електричними мережами.

Відповідно до поставленої мети навчальний посібник включає розділи: втрати потужності та електроенергії в електричних мережах, методи розрахунку технічних втрат електроенергії, оптимальне керування режимами електроенергетичних систем, заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах, програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ “ВТРАТИ”.

1 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Втрати електроенергії під час її передавання

Книга Ю.С. Железко [2] розпочинається з логічного питання «Втрати електроенергії чи витрати електроенергії на її передавання?». Питання це не тривіальне і вимагає пояснення.

Переміщення будь-якого матеріального об'єкта пов'язане з роботою і вимагає витрат енергії – наприклад, мускульної енергії людини або механічної якихось пристроїв. Ця енергія прикладається зовні і об'єкт, що переміщається, не зазнає змін. Електрична енергія є єдиним видом продукції, яка для свого переміщення від електричних станцій до споживачів витрачає саму себе.

Унікальність процесу передавання електроенергії можна показати, порівнявши його з транспортування теплової енергії. Під час транспортування трубами частина теплової енергії також втрачається через теплоізоляцію. Ці втрати пояснюються недосконалістю теплоізоляції, яка не може бути ідеальною. Можуть бути втрати через пориви труб і нещільності з'єднань. Це дійсно є втрати, але ці втрати ніяк не пов'язані з переміщення теплової енергії. Вони не виконують роботи по транспортуванню теплової енергії. Для цього витрачається інша енергія. Вода або пара, які є носіями теплової енергії, переміщаються насосами, на привод яких найчастіше використовується електроенергія.

В самому загальному вигляді необхідність витрат частини електроенергії на її переміщення слідує з теореми Пойтінга [3]. Повна потужність, яка передається від електричних станцій до споживачів, може бути подана як комплексний вектор Пойтінга $\vec{S} = [\dot{E}\hat{H}]$ і визначається як

$$-\oint_{\underline{V}} \vec{S} d\vec{s} = \int_{\underline{V}} \gamma E^2 dV + j2\omega \int_{\underline{V}} \left(\frac{\mu H^2}{2} - \frac{\varepsilon E^2}{2} \right) dV, \quad (1.1)$$

де \vec{S} – вектор повної потужності; \vec{E} – вектор напруженості електричного поля; \vec{H} – спряжений вектор напруженості магнітного поля; μ – магнітна проникність середовища об'ємом V ; ε – діелектрична проникність; γ – електрична провідність.

В (1) перша складова є активною потужністю P , а друга – реактивною потужністю Q . Таким чином, теорема Пойтінга може бути записана ще таким чином [3]

$$-\oint_{\underline{v}} \vec{S} d\vec{s} = P + jQ. \quad (1.2)$$

В кожному елементі електричної системи, в якому здійснюється перетворення електричної енергії (генерування, передавання, споживання), обов'язково наявне магнітне, електричне або електромагнітне поле. Це є технологічною необхідністю. В [3] показано, що електромагнітна енергія від місця її генерування до місця споживання передається по діелектрику (проводи в лініях електропередачі є каналами, якими проходить струм, а також вони формують структуру поля в діелектрику). Напруженість поля в провіднику і діелектрику направлена по струму і не рівна нулю. Створюється потік вектора Пойтінга через бокову поверхню провода в його середину. Тобто, провід сам споживає з діелектрика енергію. Вона йде на покриття теплових втрат в ньому.

Приклад з [3]. Визначити в кабелі значення потоку вектора Пойтінга через бокову поверхню жили на довжині 1 м і співставити його з втратами енергії в жилі. Радіус мідної жили $r_1=0,3$ см, внутрішній радіус оболонки $r_2=1$ см. Постійний стум, що протікає по кабелю, $I=50$ А. Напруга між жилою і оболонкою $U=10$ кВ.

Розв'язок. Тангенціальна складова напруженості електричного поля на поверхні жили, за законом Ома,

$$E_t = \frac{I}{\pi r_1^2 \gamma} = \frac{50}{\pi 0,003^2 5,8 \cdot 10^7} = 3,05 \cdot 10^{-2} \text{ В/м.}$$

Напруженість магнітного поля на поверхні жили, за законом повного струму,

$$H = \frac{I}{2\pi r_1} = \frac{50}{2\pi \cdot 0,003} = 2650 \text{ A/м.}$$

Для визначення потоку вектора Пойтінга всередину жили на довжині 1 м треба помножити складову вектора Пойтінга E, H , яка проникає в середину жили, на значення бокової поверхні жили на довжині 1 м:

$$E, H \cdot 2\pi r_1 \cdot 1 = 3,05 \cdot 10^{-2} \cdot 2650 \cdot 2\pi \cdot 0,003 \cdot 1 = 1,523 \text{ Вт.}$$

Ця величина дорівнює втратам енергії в жилі кабелю на довжині 1 м:

$$I^2 R = I^2 \frac{l}{\gamma S} = 50^2 \frac{1}{5,8 \cdot 10^7 \pi \cdot 0,003^2} = 1,523 \text{ Вт.}$$

Як видно, втрати під час транспортування електроенергії мають зовсім інші властивості. Технологічно необхідні втрати електроенергії виконують корисну роботу. Тим не менше, хоч за природою вони відрізняються від втрат теплової енергії під час її транспортування та інших подібних, за ними також закріпився термін «втрати». Відповідно, наприклад, energy losses (англ.), pertes en energie (франц.).

1.2 Структура втрат електроенергії в електричній мережі

Сумарні або фактичні втрати електроенергії в електричній мережі визначаються як різниця електроенергії, яка надходить в мережу $W_{надх}$, і електроенергії, яка відпускається споживачам $W_{від}$ (див. рис. 1.1):

$$\Delta W = W_{надх} - W_{від} \quad (1.3)$$

Втрати електроенергії умовно діляться на технологічні та комерційні. Структура їх подана на рис. 1.2. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами

та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати можна записати як

$$\Delta W = \Delta W_{техн} + \Delta W_{ком} = \Delta W_T + \Delta W_{вп} + \Delta W_{обл} + \Delta W_{ком}, \quad (1.4)$$

де $\Delta W_{техн} = \Delta W_T + \Delta W_{вп} + \Delta W_{обл}$ – технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі ΔW_T , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{вп}$, а також електроенергії, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{обл}$; $\Delta W_{ком}$ – комерційні втрати.

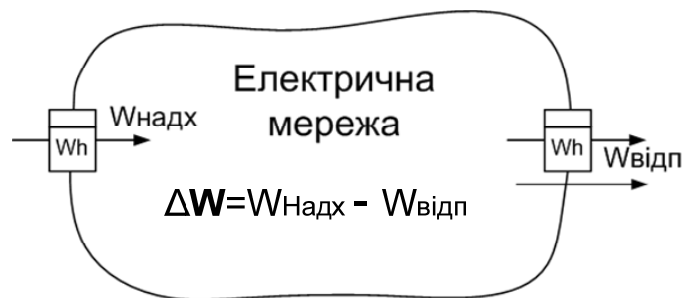


Рисунок 1.1 – Баланс електроенергії в електричних мережах



Рисунок 1.2 – Структура втрат у розподільних мережах

Технічні втрати ΔW_T – це втрати в лініях електропередачі (ЛЕП), трансформаторах, реакторах та іншому електрообладнанні. Вони мають фізичну природу і складаються з навантажувальних втрат, які є змінними і залежать від значення навантаження, і умовно постійних втрат, які не залежать від навантаження. Перша складова пов'язана з нагріванням струмопровідних частин елементів електричних мереж, друга – з нагріванням магнітопроводів та коронним розрядом.

Витрати на власні потреби ΔW_{en} – це електроенергія, яка витрачається на забезпечення нормального функціонування підстанції і розподільчих пунктів (освітлення, вентиляція, обігрів, ремонт, живлення оперативних кіл тощо).

Втрати електроенергії в електричній мережі через недооблік електроенергії ΔW_{obl} можуть виникати через систематичні похибки лічильників та вимірювальних трансформаторів. Особливо це стосується трансформаторів струму, які при струмі в первинній обмотці, суттєво меншому за номінальний, працюють не в своєму класі точності і вносять похибку у вимірювання відпущеної електроенергії, яка може сягати до 2–3%.

Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{ком} = \Delta W - \Delta W_{техн} . \quad (1.5)$$

Комерційні втрати складаються з двох складових, які відрізняються за своєю суттю. В обох випадках це спожита, але не оплачена електроенергія. В першому випадку спожита електроенергія зафіксована на лічильниках і споживач з часом може за неї розрахуватися. З врахуванням пені за несвоєчасну проплату, витрати електричної мережі на цю електроенергію можуть бути компенсовані. Інша справа з електроенергією, яка спожита несанкціоновано і яка не зафіксована на лічильниках.

Економічно обґрунтовані (оптимальні) технічні втрати $\Delta W_{T,0}$ є різницею між їхнім фактичним значенням ΔW_T і зниженням втрат δW_0 , що може бути досягнуто за рахунок упровадження спеціальних заходів:

$$\Delta W_{T,0} = \Delta W_T - \delta W_0. \quad (1.6)$$

Оптимальні втрати $\Delta W_{T,0}$ не є постійною величиною, яку можна визначити один раз і потім використовувати. Визначені на стадії розроблення схеми розвитку енергосистеми відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації будуть відрізнятися від розрахункових, тому значення $\Delta W_{T,0}$, визначене для поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від його значення, визначеного на стадії проектування. Крім того, ріст навантажень по роках буде призводити до зміни величини ΔW_T , а отже, і $\Delta W_{T,0}$. Тому оптимальні втрати можуть бути подані у вигляді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періоду. Весь ряд цих значень повинний корегуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

1.3 Технічні втрати електроенергії

1.3.1 Навантажувальні втрати

Навантажувальні втрати активної потужності ΔP в трифазному елементі електричної мережі з опором фази R і струмом в ній I визначаються за формулою

$$\Delta P = 3I^2 R. \quad (1.7)$$

З врахування того, що

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U},$$

навантажувальні втрати активної потужності можуть визначатися як

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad \text{або} \quad \Delta P = \Delta P_P + \Delta P_Q, \quad (1.8)$$

де P і Q – активна і реактивна потужності, які передаються по елементу; U – лінійна напруга; ΔP_P і ΔP_Q – складові втрат активної потужності, які обумовлені передаванням активної і реактивної потужності.

Значення потужностей P і Q у вітках мережі визначаються за результатами розрахунку усталеного режиму. Як правило, заданими є потужності у вузлах мережі. Напруга в (1.8) відноситься до того вузла, до якого відносяться потужності P і Q . Це може бути початок або кінець вітки. Втрати потужності в мережі в цілому визначаються як сума значень, розрахованих для кожного елемента за формулою (1.8).

Часто на практиці відомими є значення активної потужності P й усереднені значення коефіцієнта потужності $\text{tg}\varphi$. В цьому випадку формулою (1.8) краще користуватися в такому вигляді:

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

Втрати електроенергії є сумою втрат потужності у всіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W_i = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad \text{або} \quad \Delta W_i \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \quad (1.10)$$

де $\Delta P(t)$ – графік зміни втрат потужності на протязі часу T ; ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними на протязі часу Δt_i ; n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, то $n = T / \Delta t$).

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками зміни потужностей $P(t)$ і $Q(t)$. Проте здійснити такий розрахунок можливо тільки за умови, що в мережі наявні телевимірювання (ТВ) навантаження у всіх вузлах. Якщо ТВ відсутні або не повні, то застосовують спрощені способи переходу від розрахованих втрат потужності до втрат електроенергії. Спрощені способи будуються на використанні характеристик графіків навантаження. Зокрема використовуються два способи: метод найбільших втрат і метод середніх навантажень.

Згідно *методу найбільших втрат* втрати електроенергії за розрахунковий період T визначаються:

$$\Delta W_i = \Delta P_{i\alpha} \cdot \tau, \quad (1.11)$$

де $\Delta P_{i\alpha}$ – втрати потужності в режимі найбільших навантажень; τ – число годин найбільших втрат.

Кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T, \quad (1.12)$$

де $k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$ – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну

кількість годин використання максимального навантаження; $k_\phi = \frac{P_{cp.kv}}{P_{cp}}$ –

коефіцієнт форми графіка навантаження, який характеризує його нерівномірність; $P_{cp.kv}$ – середньо-квадратичне значення потужності за

період T ; $P_{cp} = W_{відн} / T$ – середнє значення потужності за період T ; P_{\max} –

максимальне навантаження мережі; $W_{відн}$ – електроенергія, відпущена споживачам за період T .

Кількість годин найбільших втрат τ зв'язаний з часом найбільших навантажень $T_{нб}$. Наприклад, якщо втрати електроенергії визначаються за рік, то τ може визначатися за такою емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right) \cdot 8760.$$

Згідно *методу середніх навантажень* втрати електроенергії за розрахунковий період T визначаються:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} T k_\phi^2, \quad (1.13)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності, розраховані для значення середніх потужностей навантаження P_{cp} .

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за розрахунковий період T необхідна інформація про максимальне, мінімальне та середнє навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей самий період. За цими даними визначається коефіцієнт заповнення графіка навантаження k_3 . Складніше з коефіцієнтом форми k_ϕ . На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [2]. Наприклад, для мереж 10–0.4 кВ використовуються формули, які дають найкращі результати:

$$\text{якщо } \lambda < 1, \quad \text{то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо } \lambda \geq 1, \quad \text{то } k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2},$$

$$\text{де } \lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}.$$

1.3.2 Умовно-постійні технічні втрати

Умовно-постійні втрати потужності це втрати в магнітопроводах та ізоляції електроустановок. Вони залежать від прикладеної напруги. Оскільки напруга змінюється у відносно меншому діапазоні ніж може змінюватися струм навантаження, то вони приймаються умовно-постійними. В загальному ці втрати в елементі електричної мережі визначаються як

$$\Delta P_i = gU^2, \quad (1.14)$$

де g – провідність елемента електричної мережі відносно землі; U – фазна напруга.

В різних елементах електричної мережі втрати електроенергії, що залежать від напруги, мають різну природу, розраховуються за відповідними формулами.

Умовно-постійні втрати електроенергії в *силових трансформаторах* (автотрансформаторах), які ще називаються втратами холостого ходу, визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta P_X \sum_{i=1}^n \Delta t \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (1.15)$$

де ΔP_X – паспортні дані втрат потужності холостого ходу; U_i – напруга на уводах трансформатора в i -му режимі.

Якщо знехтувати зміною напруги на протязі розрахункового періоду T , то втрати електроенергії в трансформаторах визначаються:

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta P_X \cdot T.$$

Втрати електроенергії в *компенсуючих установках* залежать від типу установки.

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

$$\Delta W_{БК} = \Delta p_{БК} \cdot W_{QБК}, \quad (1.16)$$

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

В *статичних тиристорних компенсаторах* втрати визначаються за такою ж формулою. Тільки питомі втрати потужності в них більші. Середнє значення $\Delta p_{СТК} = 0,006$ кВт/квар.

Втрати в *синхронних компенсаторах* не можна повністю відносити до втрат холостого ходу, оскільки в електричній машині є і навантажувальна складова. Проте, оскільки ця складова втрат залежить не від навантаження мережі, а від навантаження самого СК, то втрати в СК можна віднести до умовно-постійних. Слід тільки враховувати, що навантаження СК змінюється в залежності від режиму електричної мережі (генерує або споживає реактивну потужність). Формула для розрахунку втрат в СК має вигляд:

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{ном} T \left[d_x + (1 - d_x) k_{макс}^2 \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \right], \quad (1.17)$$

де $\Delta P_{ном}$ – втрати в СК при номінальному завантаженні; d_x – частка втрат холостого ходу в значенні $\Delta P_{ном}$; $k_{макс} = Q_{макс} / Q_{ном}$ – коефіцієнт максимального навантаження завантаження СК; k_3 – коефіцієнт заповнення графіка реактивного навантаження СК.

Коефіцієнт k_3 визначається за виробленою реактивною енергією $W_{QСК}$ за час T :

$$k_3 = \frac{W_{QСК}}{Q_{макс} \cdot T}.$$

Значення $W_{QСК}$ визначається як сума спожитої і відданої в електричну мережу реактивної енергії. Для СК середнє значення $k_3 = 0,3$. Значення d_x

для СК знаходиться в діапазоні 0,3–0,5. Середнє значення $d_x=0,4$. При цьому формула (1.17) приймає вид:

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{ном} T(0,4 + 0,1k_{макс}^2). \quad (1.18)$$

Втрати в шунтувальних реакторах визначаються за формулою (1.15), оскільки природа їх така ж як і в трансформаторах. В паспортних даних вони не називаються втратами холостого ходу, а просто втратами в реакторі.

Втрати в вентильних розрядниках (ВР), обмежувачах перенапруг (ОПН), пристроях під'єднання ВЧ-зв'язку (ППВЧ) та вимірювальних трансформаторах струму (ТС) і напруги (ТН) залежать від номінальної напруги, на яку вони розраховані. Втрати електроенергії за рік в перерахованому обладнанні приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

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

Напруга, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
ВР	0,009	0,021	0,091	0,60	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,013	0,22	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,4	1,1	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	3,6	11,0	13,1	18,4	28,9	58,8
ППВЧ	0,01	0,01	0,02	0,22	0,43	2,12	3,24	4,93

Втрати електроенергії в електричних лічильниках 0,22–0,66 кВ приймаються у відповідності до таких даних, кВт-год в рік на один лічильник:

- однофазний, індукційний – 18,4;
- трифазний, індукційний – 92,0;
- однофазний, електронний – 21,9;

трифазний, електронний – 73,6.

Втрати електроенергії в ізоляції кабелів визначаються за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{\text{каб}} = b_c U^2 \text{tg} \delta \cdot L_{\text{каб}} T, \quad (1.19)$$

де b_c – ємнісна провідність кабеля, Сим/км; $L_{\text{каб}}$ – довжина кабеля, км; $\text{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат, який визначається за формулою $\text{tg} \delta = (0,003 + 0,0002 T_{\text{сл}})(1 + a_{\text{ст}} T_{\text{сл}})$, де $T_{\text{сл}}$ – число років експлуатації кабеля, $a_{\text{ст}}$ – коефіцієнт старіння, може бути прийнятий $a_{\text{ст}}=0,5$.

Втрати на корону в повітряних лініях електропередачі суттєво залежать від погодних умов. Існує декілька способів визначення втрат на корону в ЛЕП, які відрізняються формою врахування впливу погодних умов. Два з них оснований на наступній формулі:

$$\Delta P_K = g U^\alpha L,$$

де g – питома провідність повітря, значення якої залежить від стану погодних умов (ясна погода, дощ, сніг, туман, ожеледь), Сим/км; α – показник степені при напрузі ЛЕП, в залежності від погоди $\alpha=2-6$; L – довжина ЛЕП, км.

На практиці частіше користуються іншим способом. В основу його покладені експериментально встановлені питомі втрати потужності на одному кілометрі ЛЕП. Формула для визначення втрат на корону в ЛЕП наступна:

$$\Delta P_K = p_n L, \quad (1.20)$$

де p_n – питомі втрати потужності на корону в ЛЕП, кВт/км.

Значення питомих втрат потужності на корону в ЛЕП наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Питомі втрати на корону, усереднені для конструкції фази,
в залежності від погоди в кВт/км [2]

Номінальна напруга, кВ	Хороша погода	Сухий сніг	Дощ	Ожеледь
750	4,2	16,55	60,0	122,5
330	0,9	3,9	13,0	28,8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
110	0,03	0,12	0,35	1,2

Втрати електроенергії на корону в ЛЕП за розрахунковий період визначаються з врахуванням статистичних даних щодо тривалості видів погоди на протязі часу T :

$$\Delta W_K = LT \sum_{i=1}^n p_{\Pi_i} d_i, \quad (1.21)$$

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

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

1.3.3 Основні причини підвищених технічних втрат в електричних мережах

1. Є два можливі стратегічні напрямки розбудови електричних мереж і, зокрема, проектування ЛЕП як одного з важливих їх елементів. Відрізняються вони різними підходами щодо вкладення коштів в електричні мережі. За першим – виконується відносно дешевий проект, після реалізації якого слідує дорога його експлуатація. За іншим – в проекті передбачаються технічні засоби зменшення експлуатаційних

витрат, що, очевидно, суттєво його здорожує. Зате, при цьому суттєво зменшуються експлуатаційні витрати.

Що стосується втрат потужності й електроенергії це можна прослідкувати на прикладі проектування ЛЕП. Для однакової потужності, що передається ЛЕП, можна розглядати два варіанти щодо вибору перерізу їх проводів. Під час проектування ЛЕП 6–110 кВ перерізи проводів можна вибрати за таких умов, що питома густина струму в них приймається рівною $j=0,9\text{--}1,1$ А/мм² або $j=0,4\text{--}0,6$ А/мм². В першому варіанті провід буде приблизно в два рази меншого перерізу ніж в другому і, відповідно, в два рази з більшим опором. Втрати активної потужності визначаються за формулою

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (1.22)$$

і, отже, втрати в ЛЕП, спроектованих за першим варіантом будуть приблизно в два рази більшими. Про це свідчать статистичні дані. Технічні втрати в електричних мережах, спроектованих за «дешевими» проектами, складають 11–12% від відпущеної електроенергії. В електричних мережах, в яких закладені проводи ЛЕП більшого перерізу, втрати складають 4–6% від відпущеної електроенергії.

2. З формули (1.22) видно, що втрати в елементі електричної мережі з активним опором R залежать від перетікання по ньому активної P і реактивної Q потужностей. Активна потужність може вироблятися тільки на електричних станціях і варіантів стосовно передавання її немає. За винятком, коли якась невелика її частина виробляється безпосередньо у споживача, – це можуть бути ТЕЦ, нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, які знаходяться на балансі у споживача. Інша справа з реактивною потужністю. Вона може вироблятися як на електричних станціях, так і джерелами реактивної потужності (ДРП), встановленими безпосередньо біля місця її споживання (див. рис. 1.3).

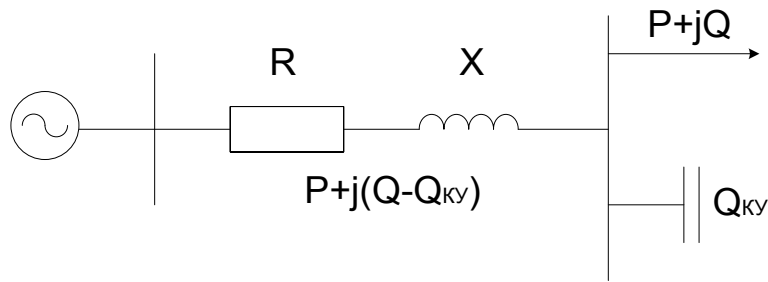


Рисунок 1.3 – Компенсація реактивної потужності

У варіанті, коли компенсувальні установки встановлені на шинах споживача, втрати активної потужності визначаються за формулою

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} R, \quad (1.23)$$

де Q_{KV} – потужність ДРП з протилежним знаком ніж Q . Як правило, Q має індуктивний характер, а Q_{KV} – ємнісний.

З точки зору вкладання коштів у розвиток електричних мереж тут також можливі два підходи. За першим, основним джерелом реактивної потужності є крупні електростанції. Для цього синхронні генератори на них проектується і встановлюються з номінальним $\cos \varphi = 0,85$. Оскільки в генераторах обмежується повний струм статора, то генерування ним реактивної потужності призводить до зменшення генерування активної потужності. Відмітимо, що частина цієї потужності йде на покриття втрат активної потужності в електричних мережах від перетікання в них реактивної потужності.

За іншим підходом, реактивна потужність в основному виробляється ДРП, встановленими на шинах споживачів електроенергії. Це дозволяє зменшити втрати в електричних мережах від перетікання в них реактивної потужності, а також створює умови для розвантаження електростанцій по реактивній потужності. Генератори на станціях проектується і

встановлюються з номінальним $\cos \varphi = 0,92 - 0,95$, що дозволяє виробляти ними більше активної потужності.

Розглянуті два підходи щодо забезпечення в ЕЕС балансу реактивної потужності характеризується коефіцієнтом компенсації реактивної потужності, який визначається як відношення сумарної потужності ДРП до установленної потужності джерел активної потужності. Ці коефіцієнти суттєво відрізняються для розглянутих підходів забезпечення споживачів реактивною потужністю. Для першого підходу – це 0,2–0,35 квар/кВт, а для другого – 0,8–0,9 квар/кВт. Така велика різниця між формами балансування режиму ЕЕС по реактивній потужності породжує цілий ряд задач, що стосуються зменшення втрат електроенергії під час її передавання та розподілу, а також покращання якості напруги в електричних мережах.

3. В ЕЕС електрична енергія, вироблена на електростанціях, на шляху до її споживача проходить 4–5 трансформацій (див. рис. 1.4). Проходячи через трансформатор, частина її втрачається. Втрати потужності в трансформаторі складають:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \Delta P_{КЗ}, \quad (1.24)$$

де ΔP_X і $\Delta P_{КЗ}$ – втрати холостого ходу і короткого замикання; $(S/S_{ном})$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

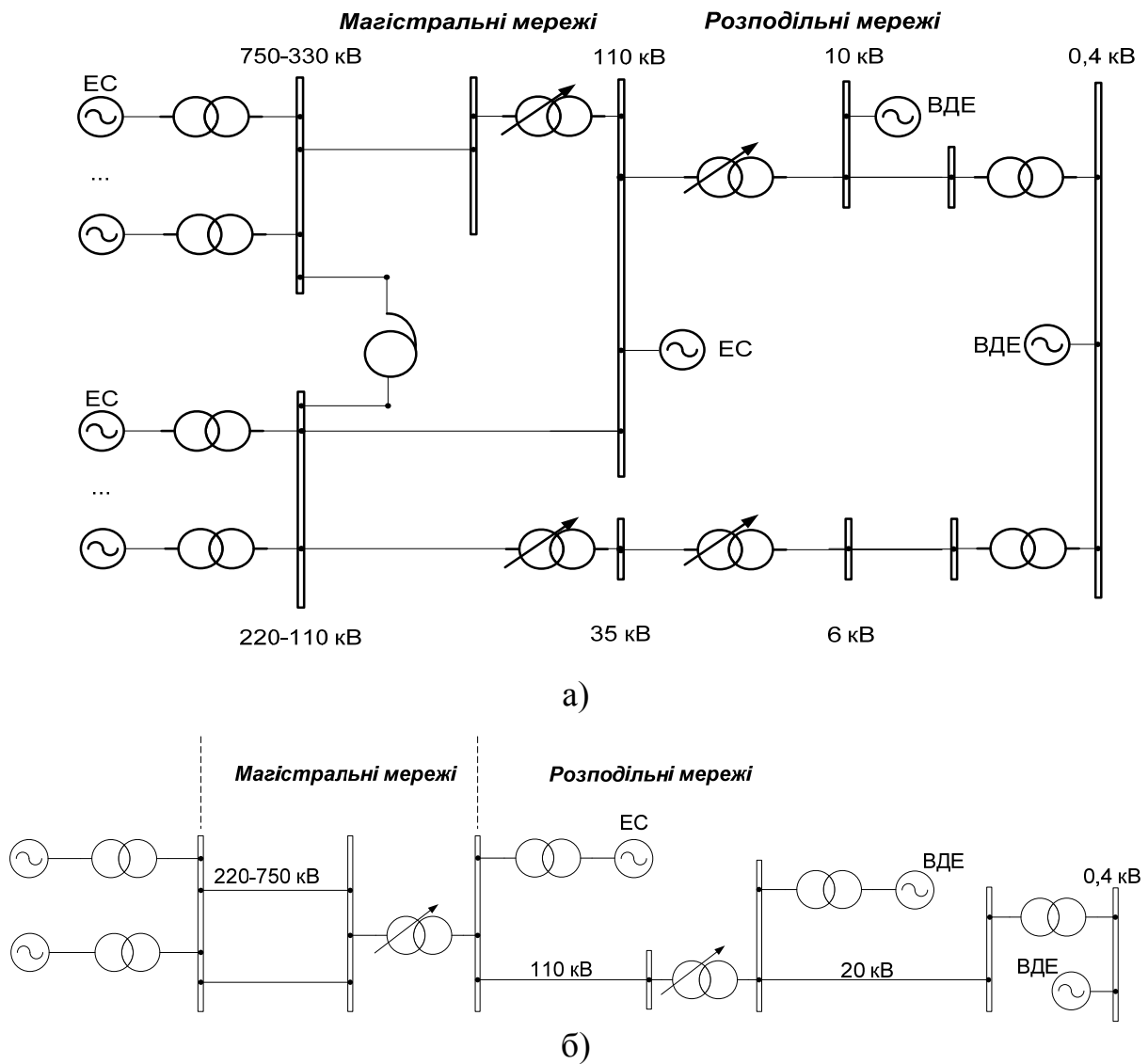


Рисунок 1.4 – Приклади передавання електроенергії
електростанцій до споживачів

Очевидно, що навіть з врахуванням того, що втрати в сучасному трансформаторі складають 0,5–1% від його потужності, в сумі всіх трансформацій втрати є суттєвими. Зменшити їх можливо, зменшуючи кількість трансформацій. Для цього необхідно зменшити кількість класів напруги електричних мереж і наблизити «високу» напругу до споживачів електроенергії. На рис. 1.4б показана можлива реалізація такого варіанту, де 35 кВ замінено на 110 кВ, а мережі 6–10 кВ переведено на 20 кВ.

На трансформаторних підстанціях, як правило, встановлюється два трансформатори, потужність яких вибирається так, щоб в нормальному режимі вони були завантажені на $0,7-0,8S_{\text{макс}}$. Це відповідає максимальному к.к.д. трансформатора. На практиці трансформатори через зміну графіків навантаження споживачів (добових і сезонних), а також через відключення від підстанцій якихось споживачів або навпаки – під'єднання нових споживачів можуть бути недовантажені або перевантажені. Як у першому, так і в другому випадку трансформатори працюють у неекономічному режимі. Щоб зробити використання трансформаторів раціональним необхідно якісь з них міняти на менш потужні, а якісь на потужніші.

4. Трансформатори і автотрансформатори 110 кВ і вище випускаються з РПН і оснащуються пристроями автоматичного регулювання напруги (АРН). Проте, за різних причин в автоматичному режимі регулювання напруги трансформатори і автотрансформатори використовується рідко. Разом з тим АРН дозволяє суттєво покращити якість напруги в електричних мережах, а також сприяє зменшенню втрат електроенергії під час її передавання. В табл. 1.3 наведено дані щодо можливого зменшення втрат електроенергії, коли трансформатори і автотрансформатори з РПН, ВДТ і лінійні регулятори встановлюються і використовуються в електричних мережах. Якщо на трансформаторах і автотрансформаторах задіяні регулятори АРН, то ефект щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах збільшується (див. табл. 1.4).

Таблиця 1.3

Зниження втрат при встановленні РПН і перемиканні відпайок вручну [4]

Місце встановлення РПН, лінійного регулятора і ВДТ	Номинальна напруга, кВ	Зниження втрат електро-енергії від встановлення і використання одного пристрою, тис. кВт-г
ВДТ в замкнених контурах електричних мереж	110–500	1200
	220–500	1000
	330–750	1000
	110–330	700
РПН на трансформаторах і автотрансформаторах	750	400
	500	300
	330	200
	220	100
	110	70
РПН і лінійні регулятори в центрах живлення радіальних електричних мереж	110	70
	35	30
	6–10	10
	0,38	0,7

Зниження втрат при встановленні РПН і перемиканні відпайок
автоматично [5].

Номинальна напруга трансформатора, кВ	Зниження втрат за рік від встановлення і використання одного пристрою РПН з АРН, тис. кВт-г
750	800–2000
500	500–1500
330	250–500
220	120–400
110–150	100–200

5. Електрообладнання має певний технічний ресурс, за якого воно якісно виконує свої функції з заданими під час проектування параметрами, в тому числі і втратами електроенергії в ньому. З часом через спрацювання ресурсу (старіння) знижуються функціональні можливості електрообладнання – погіршується надійність, збільшуються втрати. Особливо це стосується електрообладнання з магнітопроводами (трансформатори і автотрансформатори, шунтові реактори, електромагнітні реле та ін.). Вчасна заміна морально і фізично застарілого електрообладнання в електричних мережах не тільки покращує надійність і якість електропостачання, а й сприяє зменшенню втрат електроенергії під час її передавання і розподілу.

6. Визначення втрат в електричних мережах пов'язано з вимірюванням електроенергії, яка поступає в мережу і відпускається електроспоживачам. Оскільки ідеальних вимірювальних приладів і систем не існує, то робиться це певною точністю. Вимірювальні прилади і системи

розраховані працювати з заданою точністю в певному діапазоні зміни навантаження. Найбільш чутливим елементом системи вимірювання електроенергії до змін навантаження є вимірювальні трансформатори. На рис. 1.5 приведена, як приклад, залежність похибки вимірювання трансформатора струму (ТС) від струму в первинній обмотці.

З рис. 1.5 видно, що коли відносна зміна струму навантаження у первинній обмотці лежить в околі його номінального значення ($I_1^*=1$), то похибка ТС близька до нуля, а через те, що знак її може змінюватися, то негативна дія її на вимірювану лічильниками електроенергію може взагалі компенсуватися. Якщо ТС з якоїсь причини постійно недовантажений, то похибка стає від'ємною систематично, що зрештою призводить до того, що частина електроенергії залишається не облікованою. Це може бути тому, що ТС або неправильно вибраний, або в процесі експлуатації відбулися не передбачені під час проектування якісь зміни і навантаження зменшилося. Зауважимо, що при відносно малих навантаженнях ($<0,25I_{1ном}$) ТС може вийти зі свого класу точності (рис. 1.5) і його подальше використання стає неможливим. ТС, які в електричній мережі є постійно недовантаженими і, тим самим, стають причиною недооблікованої електроенергії, повинні замінюватися на такі ТС, що відповідають реальним умовам експлуатації.

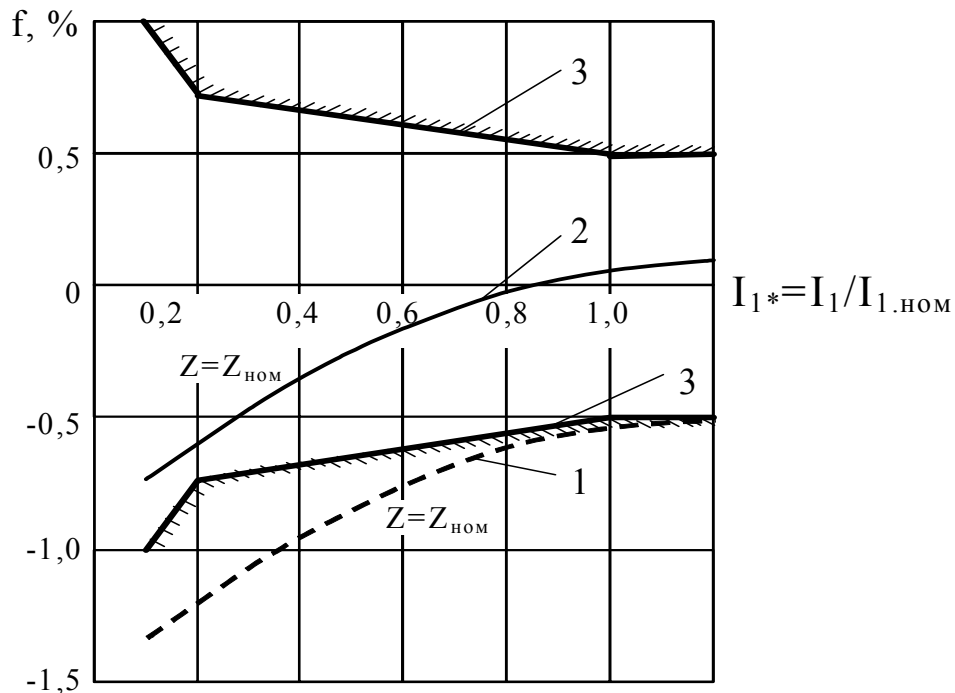


Рисунок 1.5 – Залежність похибки ТС від струму у первинній обмотці
 1 – без виткової корекції; 2 – з витковою корекцією; 3 – нормовані межі
 струмової похибки для трансформаторів класу точності 0,5.

7. Якщо розглядати задачу зменшення втрат електроенергії в електричних мережах як експлуатаційну задачу, то, очевидно, що значна роль тут належить експлуатаційному персоналу. Характерною особливістю споживання електроенергії є мало керований змінний графік (максимум і мінімум навантаження можуть відрізнятись на протязі доби в два рази). Також змінюються і навантажувальні втрати електроенергії. Очевидно, що і заходи щодо зменшення втрат електроенергії (ЗЗВ) в електричних мережах вимагають постійного корегування (регулювання напруги, зміни режиму ДРП, регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів, тощо).

Практично ефективність всіх заходів щодо зменшення втрат електроенергії в електричних мережах залежить від вмотивованості, успішних дій та активності експлуатаційного персоналу. Відсутність же

раціональної і дієвої мотивації експлуатаційного персоналу до зменшення втрат електроенергії часто ставить під сумнів ЗЗВ або суттєво зменшує їх техніко-економічну ефективність.

1.4 Витрати на власні потреби підстанцій

До власних потреб (ВП) підстанцій відноситься споживання електроенергії електроприймачів, встановлених на підстанції, які забезпечують нормальну роботу її обладнання та життєдіяльність обслуговуючого персоналу.

Електроприймачі ВП живляться на напрузі 380/220 В від трансформатора ВП – як правило, 6–10/0,4 кВ. Облік витрат електроенергії на ВП здійснюється лічильником, встановленим з боку 0,4 кВ. Витрати на ВП нормуються. Нормування здійснюється з метою контролю та планування, а також виявлення місць нераціональних витрат. Чисельні значення норм залежать від кліматичних умов.

За способом нормування споживачі ВП діляться на дві групи. До *першої групи* відносяться електроприймачі ВП, витрати електроенергії якими нормуються на одну підстанцію в залежності від її вищої напруги. Сюди відноситься: обігрів приміщень, вентиляція й освітлення, системи керування підстанцією, інші витрати (невеликі ремонти, пристрої РПН, дистиллятори, тощо). До *другої групи* відносяться електроприймачі ВП, витрати електроенергії якими нормуються на одиницю обладнання в залежності від його напруги. До цієї групи відноситься: охолодження та обігрів обладнання (обдув і охолодження трансформаторів і автотрансформаторів, обігрів вимикачів та приводів відділювачів і короткозамикачів, обігрів комірок КРУН та шкафів РЗА), компресори повітряних вимикачів та пневматичних приводів.

Значення нормативних витрат електроенергії для обох груп електроприймачів ВП підстанцій задаються спеціальними галузевими інструкціями.

1.5 Недооблік електроенергії

Недооблік електроенергії в основному залежить від похибок засобів вимірювання. Вимірювальний комплекс (ВК) складається з групи пристроїв, які забезпечують вимірювання електроенергії в одній точці обліку. Він включає в себе трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), з'єднувальні провідники і лічильник. До нього можуть входити також засоби передавання інформації на диспетчерський пункт.

Виділення метрологічних втрат можливо лише в тому випадку, коли в сумарній похибці всіх ВК присутня систематична складова. Коли вона від'ємна, то можна говорити про загальний недооблік електроенергії. Якщо йдеться про вимірювання відпущеної електроенергії, то це є втрати електроенергії для енергопостачальної компанії.

Гранично допустимі похибки ВК визначаються за формулою:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{II}^2 + \delta_{II}^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\phi^2}, \quad (1.25)$$

де $\delta_I, \delta_U, \delta_{II}$ – відносні похибки ТТ, ТН і лічильника; δ_{II} – похибка, яка визначається втратами напруги у вторинних колах; δ_θ – відносна похибка виділення з виміряного значення повного струму його активної складової, яка обумовлена кутовими похибками ТС і ТН; δ_ϕ – сумарна додаткова похибка, яка викликана впливовими факторами (відхилення напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля, а також інші випадкові фактори); 1,1 – коефіцієнт, який враховує особливості

метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, які мають свої похибки, та інші причини.

Визначаючи допустимі похибки ВК за формулою (1.25), відносні похибки приладів за звичай приймають рівними класам їх точності. Проте, тут необхідно враховувати, що допустимі похибки відповідають класу точності тільки тоді, коли навантаження приладів знаходиться в зоні, близькій до номінальних значень. Якщо навантаження змінюється, то похибка приладу змінюється у відповідності до його навантажувальної характеристики.

Викладене відноситься до характеристик похибок, обумовлених відхиленням струму і напруги приєднання, яке контролюється, від номінальних значень. Їх називають режимними похибками. Зі збільшенням строку служби приладів їх характеристики погіршуються, що призводить до збільшення їх похибки. Цей тип похибок називають часовими.

Для зменшення похибок під час вимірювання електроенергії ВК необхідно витримувати нормальні для них умови експлуатації, а також своєчасно обновляти засоби вимірювання, замінюючи їх на більш нові і сучасні.

1.6 Комерційні втрати

Комерційні втрати зумовлені двома основними причинами: крадіжками електроенергії і недоліками в організації контролю за її споживанням і оплатою. Очевидно, що визначити комерційні втрати безпосередньо не можливо. Комерційні втрати визначають з балансу втрат. З (1.4) слідує, що

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W - \Delta W_{\text{техн}} = \Delta W - \Delta W_T + \Delta W_{\text{вт}} + \Delta W_{\text{обл}}, \quad (1.26)$$

де ΔW – фактичні втрати електроенергії, які визначаються як різниця між електроенергією, що надійшла в електричну мережу $W_{надх}$, і відпущеною $W_{від}$, за яку надійшла плата від споживачів.

Якщо від фактичних втрат ΔW відняти технологічні втрати $\Delta W_{техн}$, то залишиться електроенергія небалансу, яку кваліфікують як комерційні втрати. Основними причинами комерційних втрат є несанкціонований відбір (крадіжки) електроенергії та спожита електроенергія через лічильники, але несвоєчасно або зовсім не оплачена.

1.7 Задачі розрахунку (визначення) втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні та перспективні.

Ретроспективні розрахунки виконуються для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінювання комерційних втрат;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами для розроблення заходів по їх зменшенню;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів по зменшенню втрат електроенергії (ЗЗВ);
- складання балансу електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах, підстанціях тощо;
- визначення техніко-економічних показників (ТЕП) енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами та іншими енергосистемами за транзит електроенергії.

Оперативні розрахунки виконуються для:

- контролю за поточними значеннями втрат і їх зміною в часі;
- оперативної корекції режимів електричних мереж з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за виконанням лімітів потужності;
- визначення очікуваних втрат на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, які використовуються для прогнозування втрат.

Перспективні розрахунки виконуються для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінювання очікуваної ефективності ЗЗВ;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

З врахуванням особливостей схем і режимів електричних мереж *розрізняють п'ять груп мереж*, розрахунки втрат в яких виконуються різними методами:

- системоутворюючі мережі 220 кВ і вище, через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнені мережі 110 кВ і вище, які живлять місцевий район і практично не приймають участі в обміні потужності між енергосистемами;
- розімкнені (радіальні) мережі 35–150 кВ;
- електричні мережі 6–10 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

Розрахунки втрат електроенергії в електричних мережах здійснюють для розв'язання задач, які можна розбити на дві групи: *зовнішньоекономічні задачі*, зв'язані з взаємодією з державними і

вищестоящими відомчими організаціями, і *внутрішні* техніко-економічні задачі, зв'язані з визначенням характеристик окремих об'єктів.

До зовнішньоекономічних задач відносяться задачі обґрунтування рівня втрат для формування тарифів на електроенергію і складання звітності перед відповідними підрозділами Об'єднаної енергосистеми України. До розрахунків втрат для зовнішньоекономічних задач висуваються вимоги, які можна систематизувати в наступному виді:

- розрахунок повинен проводитися для всіх мереж НЕК «Укренерго»;
- результати розрахунків повинні бути представлені у формі, яка забезпечує ясність обґрунтування тарифів на електроенергію, прозорість структури і динаміку змін втрат;

- результати розрахунків повинні відображати не тільки загальний рівень втрат електроенергії в мережі, але і в обов'язковому порядку їх структуру, а також оцінку можливих резервів зменшення кожної структурної складової;

- розрахунки повинні мати легітимний характер, в зв'язку з чим вони повинні виконуватися узаконеними методами і з використанням сертифікованого програмного забезпечення.

Для розв'язування внутрішньооб'єктних задач вимагається максимально можлива деталізація розрахунків з визначенням втрат в кожному елементі мережі, виявлення зон підвищених технічних і комерційних втрат, техніко-економічної оцінки доцільності проведення конкретних заходів по їх зниженню.

Вимоги щодо точності визначення втрат і об'ємів розрахунків (в цілому для електричних мереж чи для окремих їх елементів) суттєво відрізняються. Для першої задачі достатньо узагальнюючих розрахунків за прогнозованим споживанням електроенергії і спрощеними (еквівалентними) схемами електричних мереж.

Друга задача вимагає більш точних і детальних розрахунків, оскільки йдеться про втрати в окремих елементах мереж з наступною, можливо, їх реконструкцією, модернізацією чи заміною. Відповідно методичними вказівками [1] рекомендуються різні методи розрахунків втрат електроенергії стосовно до кожної з задач.

Рекомендовані методи визначення втрат електроенергії відрізняються вимогами щодо повноти і визначеності вихідних даних, а також способом переходу від розрахованих втрат потужності до втрат електроенергії.

Розрахунок втрат електроенергії є початковим етапом аналізу втрат і приведення їх до норми. Встановлення значення норми втрат є окремою задачею, яка носить назву – нормування втрат. *Нормування* – це процедура встановлення для періоду часу T , що розглядається, допустимого (нормального) за економічними критеріями рівня втрат (нормативу втрат), значення якого визначають на основі розрахунків втрат, аналізуючи можливості зниження в періоді T кожної складової їх фактичної структури.

2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Загальна характеристика методів розрахунку втрат

Залежно від повноти інформації про навантаження електричної мережі і виду заходів зі зниження втрат електроенергії для визначення навантажувальних втрат електроенергії рекомендується використовувати такі методи:

- поелементних розрахунків;
- характерних режимів;
- характерної доби;
- факторного моделювання навантажень;
- домінуючих гармонік;
- середніх навантажень;
- кількості годин максимальних втрат електроенергії;
- за регресійними залежностями.

Для різних типів електричних мереж рекомендуються такі методи розрахунку.

Метод поелементних розрахунків рекомендується переважно для окремих ліній і трансформаторів (особливо з використанням ТВ), втрати електроенергії в яких істотно залежать від транзитних перетікань.

Метод характерних режимів рекомендується для розрахунку втрат електроенергії у транзитній електричній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, що періодично передається суб'єкту енергетики.

Метод характерної доби рекомендується як кращий для розрахунку втрат електроенергії у замкнених електричних мережах 110 кВ і вище, що

не беруть участі в обміні потужністю. Допускається застосування методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Методи факторного моделювання навантажень, гармонік, що домінують, рекомендуються як кращі для перспективних розрахунків у будь-яких електричних мережах за характерними втратами електроенергії. Точність розрахунків підвищується в разі використання ТВ. Ефективним є спільне застосування даних методів.

Метод середніх навантажень рекомендується як кращий для розімкнених електричних мереж 6–150 кВ за наявності даних про електроенергію, що пропущена по головній ділянці електричної мережі за період, який розглядається. Допускається використання *методу кількості годин максимальних втрат електроенергії*.

Статистичні методи рекомендуються для визначення втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ і виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що впливають в електричних мережах всіх класів напруг.

Для оцінюваного розрахунку втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 0,38-6-20 кВ як виняток допускається застосування регресійних методів визначення еквівалентних опорів ліній від узагальнених параметрів схеми (сумарній довжині і кількості ділянок ліній, перетину головної ділянки тощо).

2.2 Методи розрахунку навантажувальних втрат

2.2.1 Метод поелементних розрахунків

Визначення навантажувальних втрат електроенергії ΔW_A у мегават-годинах за методом поелементних розрахунків визначають за формулою:

$$\Delta W_{i,} = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k – кількість елементів мережі; T – розрахунковий період, год; Δt – інтервал часу між послідовними значеннями струму навантаження елементів, год; $n = T / \Delta t$ – кількість інтервалів; I_{ij} – струм навантаження i -го елемента з опором R_i у момент часу j , А; R_i – опір i -го елемента, Ом.

2.2.2 Метод характерних режимів

Розрахунок втрат електроенергії методом характерних режимів у замкнених електричних мережах високої напруги виконується на підставі інформації про режим електромережі, яку можна одержати під час контрольних вимірів, проведених два рази на рік під час проходження зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, а також з використанням розрахунків нормальних режимів електромережі при тому, що режими роботи оптимізувались протягом року.

Вхідні дані для розрахунку втрат електроенергії:

- схема електромережі і параметри її елементів;
- добові графіки навантаження за вимірами в контрольні дні (два рази на рік) для всіх n вузлів електромережі (погодинні виміри в j -тому вузлі для i -ї години протягом доби активної і реактивної потужності P_{ij} і Q_{ij} чи напруг U_{ij} , струмів I_{ij} і коефіцієнтів завантаження $\cos \varphi_{ij}$);
- електроенергія, спожита (чи генерована) кожним вузлом суб'єкта енергетики або енергооб'єкта за кожен місяць року;
- добові графіки навантаження міжсистемних зв'язків і графік напруги вузла навантаження, прийнятого за балансувальний, зняті в контрольні дні;
- електроенергія, передана по кожній з міжсистемних зв'язків кожний місяць (у несальдованому вигляді).

Для розрахунку річних втрат електроенергії необхідно поділити рік на три розрахункових періоди, і втрати електроенергії для кожного з них розраховувати за даними літніх чи зимових контрольних вимірів. Для цього необхідно використати графік відпуску електроенергії в електромережу в цілому по суб'єкту енергетики по місяцях розрахункового року.

Як межу поділу цього графіка використовують середнє значення відпуску електроенергії за контрольні місяці.

На рис. 2.1 наведено річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу в цілому по суб'єкту енергетики. Літній контрольний вимір робиться в липні, зимовий – у грудні. Якщо відпуск електроенергії в липні становив 321 ум. од., а у грудні – 365 ум. од., то середнє значення відпуску електроенергії за два контрольні місяці становить $(365+321)/2=343$ ум.од.

При цьому втрати електроенергії за період із квітня по вересень варто рахувати за графіками навантаження, отриманими в червні, за період із жовтня по грудень – за графіками, отриманими в грудні поточного року, а за період із січня по березень – за графіками, отриманими в грудні попереднього року.

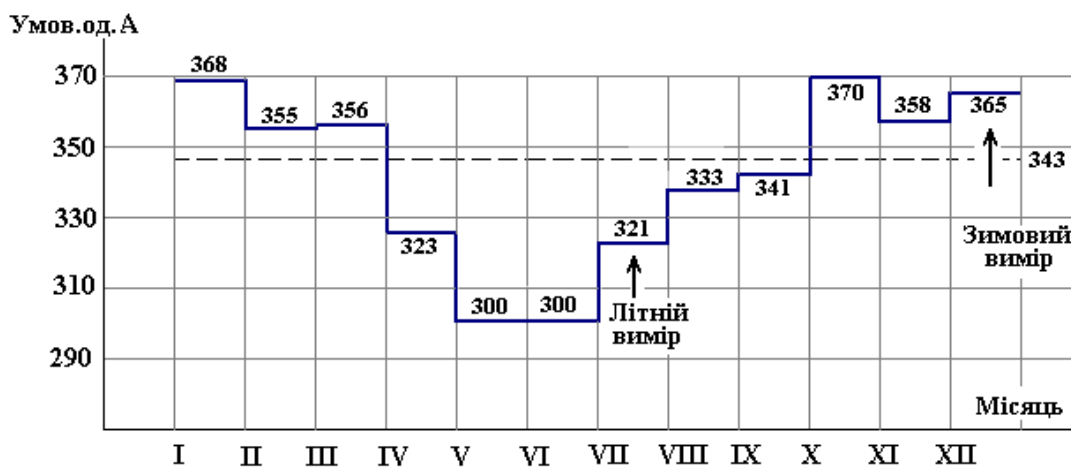


Рисунок 2.1 – Річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу в цілому по суб'єкту енергетики

У разі значної розбіжності конфігурації помісячних річних графіків відпуск електроенергії в окремих вузлах суб'єкта енергетики із відповідним графіком по суб'єкту енергетики в цілому будуються річні графіки відпуску електроенергії для цих вузлів, а рік поділяється на три частини за викладеною вище методикою.

Підготовка вхідних даних для розрахунку втрат електроенергії виконується в такому порядку:

– підготовлюється інформація про схему заміщення електромережі у формі, що прийнята для програм розрахунку нормального режиму суб'єкта енергетики на ПК, використовуваних у суб'єкті енергетики;

– "зважуються" (коригуються) за електроенергією, спожитою (генерованою) у даному вузлі за розрахунковий період часу, графіки навантажень вузлів і міжсистемних зв'язків, отримані в день контрольних вимірів:

$$P_{ij\text{кор}} = \frac{P_{ij} W_{Tj}^*}{W_{j\text{доб}} T}, \quad (2.2)$$

де $P_{ij\text{кор}}$ – скориговане навантаження в j -му вузлі о i -й годині, МВт; P_{ij} – навантаження в j -му вузлі о i -й годині, МВт; W_{Tj} – електроенергія, спожита в j -му вузлі за розрахунковий період часу T , МВт.год; $W_{j\text{доб}}$ – електроенергія, спожита в j -му вузлі за добу, в якій проводились виміри, МВт.год; T – розрахунковий період часу, діб.

Для обліку нерівномірності помісячних графіків навантаження можна визначити середній графік навантаження за кожний місяць розрахункового періоду:

$$P_{ij\text{сер}} = P_{ij\text{cej}} \frac{W_{iM} T_{\kappa}}{W_{\kappa} T_{jm}}, \quad (2.3)$$

де $P_{ij\text{сер}}$ – потужність навантаження в i -й годині середнього графіка за j -й місяць; W_{jm} – електроенергія, спожита (генерована вузлом) за j -й місяць; T_{κ}

– тривалість місяця, в якому провадились контрольні виміри; T_{jM} – тривалість j -го місяця.

Підставляючи (2.2) у (2.3), можна розрахувати середній графік навантаження для кожного місяця розрахункового періоду таким чином:

$$P_{ijcep} = P_i \frac{W_{jM}}{W_c T_{jM}}. \quad (2.4)$$

Розрахунковий графік для кожного вузла:

$$P_{осер} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{ij})^2_{сее}}{n}}, \quad (2.5)$$

де n – число місяців у розрахунковому періоді.

Допускається визначення $W_{jдоб}$ за графіками навантаження:

$$W_{jдоб} = \Delta t \sum_{i=1}^{24} P_{ij}, \quad (2.6)$$

де Δt – інтервал між вимірами, год;

– розраховується контрольний режим з метою перевірки сполучення ітераційного процесу і виконання обмежень за параметрами режиму у вузлах навантаження електромережі. Як контрольний рекомендується режим максимального навантаження для зимового графіка навантаження і режим мінімального навантаження – для літнього графіка навантаження.

Визначення втрат електроенергії в живильних електричних мережах суб'єкта енергетики за розрахунковий період виконується в такому порядку:

– розраховується серія (якщо інтервал між вимірами графіка навантаження (генерації) вузла становить 1 год, розрахунок виконується для 24 режимів; якщо інтервал становить Δt год, розрахунок виконується для $24/\Delta t$ режимів) нормальних режимів суб'єкта енергетики згідно з отриманими графіками навантаження електромережі і графіка напруги

балансувального вузла, визначаються втрати потужності в кожному елементі схеми заміщення;

– визначаються абсолютні втрати електроенергії за розрахунковий період часу T в електромережі в цілому чи у виділених ділянках за формулою:

$$\Delta W = T \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^k \Delta P_{ij} \Delta t, \quad (2.7)$$

де k – кількість елементів у схемі заміщення електромережі чи у виділеній групі елементів; ΔP_{ij} – втрати потужності в j -му елементі в i -му режимі, МВт;

– визначаються відносні втрати електроенергії за розрахунковий період часу:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{\text{відн}}} \cdot 100, \quad (2.8)$$

де $W_{\text{відн}}$ – електроенергія, відпущена в електричну мережу, МВт.год.

2.2.3 Метод характерної доби

Визначення навантажувальних втрат електроенергії ΔW_n у мегават-годинах за методом характерної доби виконують за формулою:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^{\circ} \cdot D_{eki}, \quad (2.9)$$

де m – число характерних періодів роботи електричної мережі (літнього, зимового, паводка і т.ін.); ΔW_{ni}° – розрахункові втрати електроенергії за контрольну добу кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження у вузлах електричної мережі, МВт; D_{eki} – еквівалентна кількість днів для i -го характерного періоду, діб.

Еквівалентна кількість днів D_{eki} в добі для i -го характерного періоду визначається за формулою:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{(W_{oi}^2 \cdot D_i)}, \quad (2.10)$$

де W_i – електроенергія, відпущена в електричну мережу в i -му періоді, МВт.год; D_i – тривалість i -го періоду, діб; W_{oi} – електроенергія, відпущена в електричну мережу за добу, розрахункові втрати електроенергії, за яку склали W_{ni} , МВт.год, чи за формулою:

$$D_{eki} = \sum_{j=1}^{k_i} \frac{W_j^2 \cdot D_j}{W_p^2}, \quad (2.11)$$

де k_i – кількість місяців, що входять в i -й характерний період; W_j – електроенергія, відпущена в електричну мережу в j -му місяці, МВт.год; D_j – кількість днів у j -му місяці; W_p – електроенергія, відпущена в електричну мережу в місяці, що включає контрольну добу, МВт.год, чи за формулою:

$$D_{eki} = \sum_{j=1}^l \frac{D_j \cdot A_j}{A_l}, \quad (2.12)$$

де l – кількість характерних добових графіків у i -му характерному періоді; D_j – кількість діб у характерному періоді роботи електричної мережі, на яку поширюється j -й характерний добовий графік; A_j – сума квадратів ординат j -го характерного добового графіка сумарного навантаження електричної мережі (робоча, неробоча доба); A_l – сума квадратів ординат добового графіка сумарного навантаження електричної мережі, що відповідає добі, за яку розраховувалися втрати електроенергії ΔW_{ni}^0 .

У разі використання формул (2.11), (2.12) розрахунки значень ΔW_{ni}^0 виконуються за графіками навантаження в кожному з вузлів, отриманих з відомостей контрольних вимірів і скоригованих за споживанням електроенергії у вузлі за місяць W_m . Ординати скоригованого графіка активної потужності p_k у мегаватах визначають за формулою:

$$p_k = a_k p \quad (2.13)$$

де a_k – коефіцієнт коригування, від.од; p – ордината вихідного графіка, МВт.

Коефіцієнт a_k у відносних одиницях визначають за формулами:

– у випадку використання (2.11):

$$a_k = \frac{W_m}{D_m \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (2.14)$$

де W_m – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт.год; D_m – кількість днів у місяці; p_i – ордината добового графіка, отриманого шляхом виміру, МВт.; t_i – тривалість ступеня графіка, год;

– у випадку використання (2.6):

$$a_k = \frac{W_m \cdot d_p}{D_p \cdot \sum_{i=1}^n p_i \cdot t_i}, \quad (2.15)$$

де W_m – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт.год; p_i – ордината добового графіка, отриманого шляхом виміру, МВт; t_i – тривалість ступеня графіка, год; d_p – частка електроенергії, спожитої в робочі дні, відн.од.; D_p – кількість робочих днів у місяці.

Коригування графіка реактивної потужності здійснюють аналогічно.

2.2.4 Метод факторного моделювання графіків навантажень

Факторне моделювання графіків навантажень для розрахунку й аналізу втрат електроенергії виконується за такими етапами:

– одержання головних факторів на підставі аналізу представницької вибірки графіків електричної системи;

– регресійний аналіз усіх вузлових потужностей електричної системи з використанням головних факторів (головних компонентів) як функцій – регресорів;

– моделювання рівнянь зв'язку незалежних (потужностей вузлів) і залежних (вузлових напруг) змінних на підставі факторних моделей вузлових потужностей;

– уточнення математичних очікувань напруг вузлів з потужністю факторної моделі потужностей;

– висновок виразу втрат електроенергії на підставі факторної моделі навантажень.

На кожному етапі знаходиться власне число λ_r і власний вектор H_r матриці вибірових кореляційних моментів, що визначають узагальнений типовий графік чи головні компоненти

$$\Gamma_r = \sum_{i=1}^n h_{ri} \cdot \Delta P_i; (\Delta P_i = P_i - MP_i). \quad (2.16)$$

Численні розрахунки показали, що для забезпечення достатньої точності моделювання необхідно виділити не більш 2–3 узагальнених типових графіків головних компонентів. Експериментальні дослідження факторного моделювання графіків вузлових потужностей виконуються для перевірки статистичної стійкості запропонованого методу моделювання. Статистична стійкість – це можливість використання узагальнених типових графіків, отриманих на підставі вхідної представницької вибірки, для моделювання потужностей часового інтервалу, які не належать до даної вибірки.

При висновку згаданих рівнянь відхилення математичних очікувань напруг $\Delta \delta_i$, ΔU_i були визначені як лінійна комбінація узагальнених типових графіків:

$$\Delta \delta_i = \sum_{r=1}^R \gamma_{ir}'' \cdot \Gamma_r; \quad \Delta U_i = \sum_{r=1}^R \gamma_{ir}'' \cdot \Gamma_r. \quad (2.17)$$

Точні вирази виду (2.17) одержати майже неможливо, оскільки рівняння вузлових напруг нелінійні, і тому $\Delta \delta_i$, ΔU_i є нелінійними

комбінаціями P_i, Q_i і допускають лінійну залежність між згаданими величинами.

Для одержання наближених співвідношень (2.17) використовуються лінеаризовані в околиці математичних очікувань напруг $M\delta, MU$ рівняння сталого режиму:

$$\begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dU} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dU} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}, \quad (2.18)$$

де $\Delta\delta = \delta - M\delta$; $\Delta U = U - MU$; $\Delta P = P - P_0$; $\Delta Q = Q - Q_0$; P_0, Q_0 – вектори активних і реактивних потужностей, що відповідають режиму математичних очікувань напруг вузлів. У загальному випадку значення P_0, Q_0 не збігаються з математичними очікуваннями потужностей.

Якщо для розв'язання системи (2.18) використовувати метод накладення, представивши вектори $\Delta P, \Delta Q, \Delta\delta, \Delta U$ у вигляді сум:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= \sum_{r=1}^R A'_r \cdot \Gamma_r; & \Delta Q &= \sum_{r=1}^R A''_r \cdot \Gamma_r; \\ \Delta\delta &= \sum_{r=1}^R \gamma'_r \cdot \Gamma_r; & \Delta U &= \sum_{r=1}^R \gamma''_r \cdot \Gamma_r; \end{aligned} \right\} \quad (2.19)$$

де A'_r, A''_r – вектори з компонентами $\alpha'_{ir}, \alpha''_{ir}$, $i = \overline{1, n}$; γ'_r, γ''_r – вектори з компонентами $\gamma'_{ir}, \gamma''_{ir}$, $i = \overline{1, n}$,

то легко одержати лінійні рівняння для визначення γ'_r, γ''_r :

$$\begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dU} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dU} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \gamma'_r \\ \gamma''_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_r \\ A''_r \end{bmatrix}. \quad (2.20)$$

Як впливає з виразу (2.20), коефіцієнти (2.17) знаходяться після R рішень лінійної системи рівнянь з постійною матрицею. Ця операція менш трудомістка, ніж рішення нелінійної системи рівнянь вузлових напруг режиму математичних очікувань потужностей вузлів.

Різницю $\Delta\delta_I - \Delta\delta_j$ можна подати в такому вигляді:

$$\Delta\delta_i - \Delta\delta_j = \sum_{r=1}^R (\gamma'_{ir} - \gamma'_{jr}) \cdot \Gamma_r = \sum_{r=1}^R \beta_{ijr} \cdot \Gamma_r, \quad (2.21)$$

де $\beta_{ijr} = \gamma'_{ir} - \gamma'_{jr}$.

З урахуванням незалежності Γ_r можна отримати:

$$\sigma^2 \cdot (\delta_i - \delta_j) = \sum_{r=1}^R \beta_{ijr}^2 \cdot \lambda_r = \sum_{r=1}^R (\gamma'_{ir} - \gamma'_{jr})^2 \cdot \lambda_r, \quad (2.22)$$

де λ_r – дисперсія узагальненого типового графіка Γ_r , визначена на етапі обробки представницької вибірки.

З урахуванням наведених співвідношень наближений вираз втрат електроенергії лінії ij запишеться таким чином:

$$\Delta W_{ij} = \Delta W_{ij}(MU, M\delta) + \left[\sum_{r=1}^R \lambda_r \cdot \left(\frac{MU_i + MU_j}{2} \right)^2 \cdot (\gamma'_{ir} - \gamma'_{jr})^2 + \sum_{r=1}^R \lambda_r \cdot (\gamma''_{ir} - \gamma''_{jr})^2 \right] \cdot g_{ij}, \quad (2.23)$$

де g_{ij} – опір даної лінії, Ом.

Вираз (2.23) дає змогу визначити втрати електроенергії за допомогою одного розрахунку режиму математичних очікувань напруг електричної мережі і $R+1$ рішень лінеаризованої системи рівнянь з постійною матрицею. Додатковою перевагою цих виразів є їх зв'язок з рівняннями сталого режиму, найбільш добре алгоритмізованими рівняннями аналізу електричних систем.

Таким чином, розрахунок втрат електроенергії може бути використано в будь-якому алгоритмі рішень рівнянь сталого режиму. Для цього досить додати до відповідного алгоритму блоки визначення коефіцієнтів $\alpha'_{ir}, \alpha''_{ir}, \gamma'_{ir}, \gamma''_{ir}$, що звичайно збільшують трудомісткість розрахунку не більше ніж на 20-40 %.

2.2.5 Визначення втрат електроенергії методом гармонік

Під час визначення втрат електроенергії методом гармонік, які домінують, враховується залежність їх від графіків активного і реактивного навантаження чи генерування у вузлах електричної мережі

$P_i(t)$ у мегават-годинах і $Q_i(t)$ у мегавар-годинах. Для обліку неоднорідності цих графіків при розрахунку втрат електроенергії вони розкладаються в ряд Фур'є на розглянутому інтервалі часу, і при цьому пропонується враховувати тільки гармоніки, що домінують, які дають змогу моделювати графік із заданою точністю:

$$\left. \begin{aligned} P_i(t) &= M(P_i) + \sum_{k=1}^N \left[A_{P_{k_i}} \cdot \sin(2k\pi \cdot t/T) + B_{P_{k_i}} \cdot \cos(2k\pi \cdot t/T) \right] + P_0(t); \\ Q_i(t) &= M(Q_i) + \sum_{k=1}^N \left[A_{Q_{k_i}} \cdot \sin(2k\pi \cdot t/T) + B_{Q_{k_i}} \cdot \cos(2k\pi \cdot t/T) \right] + Q_0(t); \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

де N – число гармонік, які домінують; $A_{P_{k_i}}, B_{P_{k_i}}; A_{Q_{k_i}}, B_{Q_{k_i}}$ – коефіцієнти Фур'є для графіків активного і реактивного навантаження в i -му вузлі (елементі) електричної мережі; $M(P_i), M(Q_i)$ – математичні очікування даного графіка активного і реактивного навантаження; T – тривалість розрахункового інтервалу, год; $P_0(t), Q_0(t)$ – стаціонарний ергодичний випадковий процес з нульовим математичним очікуванням.

На підставі теореми Парсерваля для комплексних чисел і в разі допущення сталості напруги у вузлах електричної мережі втрати електроенергії в ній ΔW у мегават-годинах можна представити таким чином :

$$\Delta W = \Delta W_{сер} + \left[\sum_{k=1}^N (\Delta P_{1k} + \Delta P_{2k}) \right] \cdot T + R_0(t), \quad (2.25)$$

де $\Delta W_{сер}$ – втрати електроенергії, обумовлені середніми навантаженнями у вузлах електричної мережі, МВт.год; $R_0(t)$ – похибка розрахунку втрат електроенергії, зумовлена неврахуванням гармонік з номерами, що перевищують N ; T – тривалість розрахункового інтервалу, год; $\Delta P_{1k}, \Delta P_{2k}$ – втрати потужності, МВт.год, що визначаються за результатами розрахунків двох стаціонарних режимів у разі представлення навантажень у вузлах у вигляді :

$$\left. \begin{aligned} P_{1ik} &= \frac{A_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{1ik} &= \frac{A_{Qik}}{\sqrt{2}}; \\ P_{2ik} &= \frac{B_{Pik}}{\sqrt{2}}; & Q_{2ik} &= \frac{B_{Qik}}{\sqrt{2}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

Розрахунок втрат електроенергії за допомогою цих формул дає змогу уникнути розв'язання громіздких коефіцієнтів кореляції під час розрахунку втрат електроенергії на перспективу.

Розрахунок втрат електроенергії методом гармонік, які домінують, можна виконувати за будь-якою програмою розрахунку сталого режиму. Для цього перед виконанням серії розрахунків за відповідною програмою за формулами (2.25), (2.26) потрібно визначити гармоніки, які домінують, для графіків навантажень і генерацій у вузлах електричної мережі. Під час виконання даних розрахунків втрат електроенергії на перспективу необхідно досліджувати статистичну стійкість графіків цих навантажень і генерацій, заданих у вигляді виразу (2.24).

2.2.6 Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом середніх навантажень

Навантажувальні втрати визначаються за формулою:

$$\Delta W_n = \Delta P_{н.сер} \cdot K_\phi^2 \cdot T, \quad (2.27)$$

де $\Delta P_{н.сер}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середніми і максимальними навантаженнями відповідно, МВт; K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн.од; T – тривалість періоду, за який визначаються втрати електроенергії, год.

Середні навантаження вузлів визначають за показниками приладів обліку електроенергії. Значення K_ϕ^2 визначають безпосередньо за графіком сумарного навантаження електричної мережі, що фіксується в диспетчерській відомості, чи за формулами:

$$K_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876 \right)^2, \quad (2.28)$$

де $K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{макс}}}$ – коефіцієнт заповнення графіка, відн.од; T_{\max} – кількість годин використання максимального навантаження.

2.2.7 Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом кількості годин максимальних втрат електроенергії τ

Навантажувальні втрати визначаються за формулою:

$$\Delta W_n = \Delta P_{n.\max} \cdot \tau, \quad (2.29)$$

де $\Delta P_{n.\max}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середніми і максимальними навантаженнями відповідно, МВт;

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot K_3)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.30)$$

Для електричних мереж з подібними графіками навантажень розрахунок втрат електроенергії може виконуватися за двома стаціонарними режимами, один з яких відповідає математичним очікуванням, а інший – дисперсіям цих графіків.

2.2.8 Визначення навантажувальних втрат електроенергії за регресійною залежністю цих втрат від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж виконується на підставі попередніх розрахунків втрат електроенергії для обмеженої кількості схем і режимів електричних мереж (вибірки). Визначення втрат електроенергії для інших схем і режимів роблять за отриманою залежністю без розрахунку електричної мережі.

2.3 Визначення навантажувальних втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ

Залежно від виду інформації про навантаження головної ділянки лінії електропередавання у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ використовують метод середніх навантажень, визначаючи розрахункове значення втрат електроенергії ΔW_n у мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_n = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_\phi^2}{U_{ек}^2 \cdot T} \cdot R_{ек}, \quad (2.31)$$

де W_P – активна електроенергія, пропущена через головну ділянку, МВт.год; W_Q – реактивна електроенергія, пропущена через головну ділянку, Мварг; K_ϕ – коефіцієнт форми графіка, відн.од; $R_{ек}$ – еквівалентний опір електричної мережі, Ом; $U_{ек}$ – еквівалентна напруга для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, кВ; T – час, за який через головну ділянку пропущено електроенергію W_P і W_Q , год, або метод кількості годин найбільших втрат електроенергії у мегават-годинах за формулою:

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{макс}^2 \cdot R_{ек} \cdot \tau \cdot K_\kappa, \quad (2.32)$$

де $I_{макс}$ – максимальне навантаження головної ділянки, кА; K_κ – коефіцієнт коригування, прийнятий рівним 1,37 у разі використання значення струму, отриманого шляхом безпосереднього виміру, і рівним 1, в інших випадках; τ – кількість годин.

Еквівалентну напругу визначають за формулою:

$$U_{\hat{e}} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1 - K) \cdot U_2^2}, \quad (2.33)$$

де K – коефіцієнт, прийнятий рівним 0,9 для електричних мереж 6-20 кВ і 0,8 – для електричних мереж 35-150 кВ; U_1 і U_2 – напруги на шинах центру живлення лінії 6-20 кВ у режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно.

Еквівалентний опір лінії розраховують за формулою:

$$R_{ек} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2}, \quad (2.34)$$

де h_i і h_r – величини, пропорційні фактичним або припущеним навантаженням i -го елемента електричної мережі опором R_i і головної ділянки відповідно.

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати h_r . Існують наступні варіанти задання величини h_i :

- пропуском електроенергії через i -ту ділянку;
- величиною струму (потужності), що передається по i -й ділянці в режимі найбільших навантажень;
- значенням сумарної встановленої потужності РТ, що одержують живлення по i -й ділянці.

Варіанти використання величини h_i перелічені в порядку зниження точності розрахунку.

У разі відсутності даних про коефіцієнт форми графіка замість (2.31) використовують формулу:

$$\Delta W_n = 1,3 \cdot \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{ек}^2 \cdot T} \cdot R_{ек}, \quad (2.35)$$

за відсутності даних про пропуск реактивної електроенергії – формулу:

$$\Delta W_n = 1,25 \cdot \frac{W_P^2 \cdot K_\phi^2}{U_{ек}^2 \cdot T} \cdot R_{ек}, \quad (2.36)$$

за відсутності даних про K_ϕ і про W_Q – формулу:

$$\Delta W_n = 1,63 \cdot \frac{W_P^2}{U_{ек}^2 \cdot T} \cdot R_{ек}. \quad (2.37)$$

2.4 Втрати електроенергії в мережі напругою 0,38 кВ

2.4.1 Розрахунок втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ з використанням еквівалентного опору

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (% відпуску електроенергії в електричну мережу) визначають за формулою:

$$\Delta W_n = \frac{0,7 \cdot U_1 \cdot K_{нес} \cdot \tau}{T_{макс}}, \quad (2.38)$$

де U_1 – втрати напруги в максимумі навантаження електричної мережі від шин ТП до найбільш віддаленого електроприймача, %; $K_{нес}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантажень за фазами.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності електричної мережі з ізольованою нейтраллю за нерівності навантажень проводів визначають за формулою:

$$K_{нес.із.} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{сер}^2}, \quad (2.39)$$

де I_A, I_B, I_C – струми в проводі відповідних фаз; $I_{сер}$ – середнє їх значення.

В електричній мережі з глухозаземленою нейтраллю виникає струм нульової послідовності I_0 , потроєне значення якого є струмом у нейтралі $I_N = 3I_0$, що проходить по опорі землі (для електричних мереж 110 кВ і вище), або струм нейтрального проводу (для електричних мереж нижче 1 кВ).

Струм у нейтралі визначають за формулою:

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C), \quad (2.40)$$

де a і a^2 – оператори повороту вектора на 120° проти годинникової стрілки і за годинниковою стрілкою відповідно.

У формулі (2.40) комплексні значення струмів фаз визначені відносно напруг своєї фази. У разі припущення однакового коефіцієнта потужності

в кожній із двох фаз вираз (2.40) залишається справедливим і для модулів струмів. Квадрат струму в нейтралі:

$$I_N^2 = [I_A - 0,5(I_B - I_C)]^2 + \frac{3}{4}(I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C).$$

Оскільки

$$\begin{aligned} I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C &= [(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)]/2 = \\ &= 4,5I_{\text{сеп}}^2 - 0,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2), \end{aligned}$$

то

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{сеп}}^2. \quad (2.41)$$

Сумарні втрати потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю складаються з втрат у кожній фазі, а за наявності нейтрального проводу додатково додаються втрати в нейтральному проводі:

$$\Delta P_c = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C + I_n^2 R_n, \quad (2.42)$$

де I_n , R_n – відповідно струм у нейтральному проводі й опір нейтрального проводу.

У разі симетричного навантаження струми у фазах рівні між собою і рівні струму прямої послідовності:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C). \quad (2.43)$$

У цьому випадку втрати потужності в симетричному режимі становлять:

$$\Delta P_c = 3I_1^2 R_{\tilde{n}\delta}. \quad (2.44)$$

У несиметричному режимі втрати потужності більші ніж за симетричного режиму:

$$\Delta P_{nc} = 3I_1^2 R [1 + k_v(I_\phi)] + I_n^2 R_n. \quad (2.45)$$

Тут k_v – величина, що характеризує розходження (варіацію) фазних струмів між собою. Коефіцієнт варіації приблизно можна визначити за формулою:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \sum_1^3 I_\phi^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\phi 1 \max} - I_{\phi 1 \min}}{k_\delta I_1}, \quad (2.46)$$

де $I_{\phi 1 \max(\min)}$ – максимальне (мінімальне) значення фазних струмів; k_δ – величина, яка набуває значення від 2 до 3.

Оскільки несиметрія утворена тільки різними навантаженнями фаз без змін кута між струмами різних фаз, то струм у нейтрального проводі також залежить від коефіцієнта варіації фазних струмів і величини струму прямої послідовності:

$$I_n^2 = 4,5 k_v^2 I_1^2. \quad (2.47)$$

У цьому випадку втрати електричної потужності в трифазній електричній мережі з нейтральним проводом за несиметричного режиму можуть бути визначені таким методом:

$$\Delta P_{nc} = 3 I_1^2 R_{\phi 1 \text{екв}} \left[1 + k_v^2 \left(\frac{I_\phi}{I_1} \right) \left(1 + 1,5 \frac{R_{n1 \text{екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right) \right]. \quad (2.48)$$

Формула (2.48) еквівалентна формулі:

$$\Delta P_{nc} = 3 I_1^2 R_{\phi 1 \text{екв}} \left[\frac{1}{3} \sum \left(\frac{I_\phi}{I_1} \right)^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_{n1 \text{екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right) - 1,5 \frac{R_{n1 \text{екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right], \quad (2.49)$$

де еквівалентний опір визначається за формулою:

$$R_{\text{екв}} = R_0 + k_l R_l, \quad (2.50)$$

де R_0 – опір головної ділянки від джерела до першого навантаження; k_l – коефіцієнт, що характеризує вид розподілу навантаження вздовж лінії; R_l – опір ділянки, упродовж якого розподілено навантаження.

Зокрема, для рівномірного розподілу навантаження $k_l = 1/3$. У разі зменшення навантаження від початку лінії до її кінця величина k_l менша, у випадку зростання – більша.

З формули (2.48) видно, що чим більше опір нейтрального провoda, тим більше зростатимуть втрати потужності, викликані несиметрією. Втрати реактивної потужності в електричних лініях визначаються аналогічно втратам активної потужності. Тільки в цьому випадку у вищенаведені формули замість активного опору підставляються значення індуктивного опору.

За несиметричного навантаження трансформатора втрати потужності також збільшуються.

З огляду на (2.44), (2.48) і за однакового опору фаз можна отримати такий вираз для коефіцієнта збільшення втрат потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю:

$$K_{\text{нес}} = \frac{\Delta P_{\text{нс}}}{\Delta P_C} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3(I_{\text{ср}})^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_N}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_N}{R_\phi}, \quad (2.51)$$

де співвідношення перед круглою дужкою дорівнює $K_{\text{нес.із}}$ для електричної мережі з ізольованою нейтраллю.

За відсутності даних про струмові навантаження варто приймати: для ліній з $R_n/R_\phi = 1$ $K_{\text{нес}} = 1,13$, для ліній з $R_n/R_\phi = 2$ $K_{\text{нес}} = 1,2$.

Відношення $\tau/T_{\text{макс}}$ приймають відповідно до таких даних:

$T_{\text{макс}}$, год...	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Відносні втрати електроенергії, % в k лініях 0,38 кВ визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\% \text{сум}} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (2.52)$$

де $W_{\%}^i$ - відносні втрати електроенергії в i -й лінії, визначені за формулою (7.38); I_i – максимальне навантаження головної ділянки i -й лінії.

2.4.2 Розрахунок втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ з використанням характеристик ліній і показників розподілу їх навантажень

Якщо втрати електроенергії в лінії 0,38 кВ визначаються за формулою, аналогічною (2.31), то її еквівалентний опір залежить від конфігурації лінії і розподілу навантажень за її довжиною. Для лінії постійного перетину s навантаженням, зосередженим у її кінці, $R_{екв} = r_0 L$, де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км, а L – довжина лінії, км, тобто $R_{екв}$ відповідає фізичному опору лінії. Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням $R_{екв} = r_0 L/3$. З цього випливає, що за однакових протяжності ліній, перетинах проводів і відпущеної електроенергії втрати електроенергії в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням у 3 рази менші, ніж у лінії із зосередженим навантаженням.

Зміни перетину проводів пропорційні зменшенню навантаження (лінія з постійною щільністю струму) $R_{екв} = r_0 L/2$. Цей результат показує, що у цьому граничному випадку втрати електроенергії в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням у 2 рази менші, ніж у лінії із зосередженим навантаженням, тобто коефіцієнт, що враховує вплив на втрати електроенергії розподіленості навантажень уздовж лінії k , знаходиться в діапазоні 0,33-0,5. На практиці всю лінію чи її основну магістральну частину виконують проводом одного перетину і лише наприкінці лінії і на відгалуженнях від неї може використовуватися провід меншого перетину. Розрахунки реальних схем ліній без відгалужень і з розподіленими по довжині лінії навантаженнями показали, що значення k_L знаходяться в межах $0,37 \pm 0,04$.

У діапазоні перетинів алюмінієвих проводів 35-120 мм², звичайно використовуваних на таких лініях, справедливе співвідношення $r_0 \approx 32,25/F$, де F – перетин проводу. Підставляючи у формулу (2.31) $U=0,38\text{кВ}$ і $R_{екв} = r_0 L = 32,25 L k / F$, можна отримати:

$$\Delta W = 9,3 \frac{W(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_\phi^2 k_L}{D} \cdot \frac{L}{F}, \quad (2.53)$$

де D – число днів, $k_L = 1,0$ для ліній із зосередженим навантаженням і $k_L = 0,37$ – для ліній з розподіленим навантаженням.

Формула (2.53) відповідає лінії без розгалужень. За наявності відгалужень втрати електроенергії в разі такої ж сумарної довжини лінії зменшуються, тому що щільність струму у відгалуженнях істотно нижча, ніж у магістралі. Позначимо відношення густини струму у відгалуженнях і в головній ділянці магістралі $k_j = j_0 / j_m$, а відносну довжину відгалужень $k_{розг} = L_0 / L_\Sigma$ назовемо коефіцієнтом розгалуженості лінії (для нерозгалуженої лінії $k_{розг} = 0$). Питомі втрати електроенергії у відгалуженнях у k_j^2 менші, ніж у магістралі, у зв'язку з чим у разі використання у формулі (2.53) сумарної довжини лінії до неї має бути введений понижувальний коефіцієнт:

$$k_{відг} = 1 - k_{розг} (1 - k_j^2). \quad (2.54)$$

Значення коефіцієнта k_j значно нижче одиниці. Наприклад, для ідеалізованої лінії з десятьма однаковими навантаженнями струму у кожному розгалуженні становить 1/10 від струму головної ділянки лінії. Якщо відгалуження виконані тим же проводом, що і магістраль, то $k_j^2 = 0,01$. Відгалуження, як правило, виконуються одно- чи двофазними і проводом меншого перетину, ніж основна магістраль. Приймаючи як розрахункову ситуацію рівну кількість одно- і двофазних відгалужень і перетин проводів у 2 рази меншим, ніж на основній магістралі, одержимо $k_j^2 = 0,09$. Для ліній з п'ятьма навантаженнями в цих же умовах $k_j^2 = 0,36$. Аналіз типових схем сільських електричних мереж 0,38 кВ показав, що в практичних розрахунках можна прийняти середнє значення $k_j^2 = 0,25$, і формула (2.54) здобуває такий вигляд:

$$K_{відг} = 1 - 0,75 k_{розг}. \quad (2.55)$$

Формула (2.53) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Разом з тим несиметрія навантажень фаз – явище дуже поширене в лініях 0,38 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат електроенергії в лінії з несиметричним навантаженням фаз ($k_{нес}$) визначають за формулою (2.51).

На практиці виміряти струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, що знаходяться на балансі суб'єкта енергетики, важко, тому в практичних розрахунках доцільно використовувати середні значення коефіцієнта $k_{нес}$. При відносному відхиленні струмів фаз від їхнього середнього значення в діапазоні 0,3-0,5 м і $R_0/R_\phi = 1-1,5$, коефіцієнт $k_{нес}$ змінюється в діапазоні від 1,15 до 1,55 ($k_{нес} = 1,35 \pm 0,2$). Це значення коефіцієнта може бути застосоване до ліній з розподіленим навантаженням, що представляє собою навантаження житлових будинків, переважно однофазним. Зосереджені навантаження мають, як правило, велику частку симетричних, трифазних навантажень, тому $k_{нес}$ для таких ліній знаходиться в діапазоні $1,05 \pm 0,05$.

Відповідно до викладеного, за відомої частки розподілених навантажень d_p середні значення коефіцієнтів k і $k_{нес}$ можуть бути виражені формулами:

$$k = 1 - 0,63 d_p \quad (2.56)$$

$$k_{нес} = 1,05 + 0,5 d_p, \quad (2.57)$$

Квадрат коефіцієнта форми графіка k_ϕ^2 визначають за формулою (2.28).

Під час визначення втрат електроенергії у N лініях з відомим сумарним відпуском електроенергії в них у формулі (2.53) виникає ще один підвищувальний коефіцієнт k_N , що враховує неоднаковість щільності струму на головних ділянках різних ліній. За відносного розкиду цих значень $\pm \gamma_j$, коефіцієнт k_N розраховується за формулою :

$$k_N = 1 + \gamma_j. \quad (2.58)$$

При γ_j у діапазоні 0,2-0,4 значення k_N знаходяться в діапазоні 1,04–1,16 ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

З урахуванням формул (2.55)–(2.58) остаточна формула для розрахунку втрат електроенергії у N_F лініях з перетином головних ділянок F і сумарною довжиною L_F набуває вигляду:

$$\Delta W = 9,3 \frac{W_F^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_\phi^2 L_F}{N_F^2 D F} \cdot k_{\text{нес}} k_{\text{відг}} k_L k_N. \quad (2.59)$$

Для використання формули (2.59) необхідно знати сумарну електроенергію W_F , що відпускається в лінії цього перетину. Очевидно, що за наявності проблем з визначенням сумарного відпуску електроенергії в електричній мережі 0,38 кВ у цілому оцінити значення електроенергії, що відпускається в лінії визначеного перетину, можна тільки розрахунковим методом. Єдиним припущенням, на підставі якого це можна зробити, є припущення про однакову середню щільність струму на головних ділянках ліній різних перетинів. Вплив цього припущення визначається коефіцієнтом k_N . У цьому випадку формула для розрахунку сумарних втрат електроенергії у всіх лініях 0,38 кВ фідера 6-20 кВ, підстанції, району чи підприємства електричних мереж має такий вигляд:

$$\Delta W = 9,3 k_\phi^2 k_{\text{нес}} k_{\text{відг}} k_L k_N (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_\Sigma^2} \cdot \frac{W_{0,38}^2}{D}, \quad (2.60)$$

де n – число груп ліній 0,38 кВ із різними перетинами головних ділянок, що одержують живлення від розглянутого об'єкта; F_Σ – сумарний перетин головних ділянок цих ліній; $W_{0,38}$ – електроенергія, відпущена в них, визначена за заданою часткою зареєстрованого її відпуску у фідери 6–20 кВ.

Значення $k_{\text{нес}}$, $k_{\text{відг}}$, k_L розраховують за формулами (2.55)–(2.57) за даними про коефіцієнт розгалуженості електричних мереж, визначеного на підставі аналізу їхніх типових схем і частки комунально-побутових навантажень d_p у загальному обсязі споживання електроенергії в

електричних мережах 0,38 кВ, визначеного за даними звітності про корисний відпуск електроенергії. Коефіцієнт k_N рекомендується приймати на рівні його середнього значення 1,1 (для його уточнення необхідно обробити дані вимірів струмів на лініях, що суперечить вихідному визначенню завдання – оцінювання втрат електроенергії без проведення режимних вимірів).

Якщо у формулу (2.60) підставити формули (2.55)–(2.57) і $k_N=1,1$, то добуток усіх коефіцієнтів перед дробом можна замінити одним коефіцієнтом:

$$k_{0,38} = 3,41 \cdot \tau \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)(1 - 0,75k_{\text{розг}})(1,05 - 0,36d_p - 0,19d_p^2), \quad (2.61)$$

Варто мати на увазі, що формули (2.59) і (2.60), в яких використовується величина d_p , засновані на припущенні про розподіл сумарної електроенергії, довжині і кількості ліній між лініями з розподіленим і зосередженим навантаженням пропорційно величині d_p . Тому за наявності зазначеної інформації окремо для ліній з розподіленим і зосередженим навантаженням доцільно провадити окремі розрахунки, підставляючи характерні для цих ліній значення коефіцієнтів $k_{\text{нес}}$ і k_L .

2.4.3 Розрахунок втрат електроенергії в лінії із зосередженим наприкінці навантаженням

Для ліній із зосередженим наприкінці навантаженням відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги ($k_{\text{м/н}}$) має вигляд:

$$k_{\text{м/н}} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (2.62)$$

де $\xi = x_r / r_0$.

Для лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

$$k_{\text{м/н}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.63)$$

Фізична суть коефіцієнта $2/3$ у формулі (2.63) – облік неоднакової щільності струму вздовж лінії. Значення коефіцієнта $2/3$ є нижньою межею значень цього коефіцієнта, що відповідає рівномірному розподілу навантаження вздовж лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням коефіцієнт приймають рівним $0,75$. Для ліній із зосередженим навантаженням він дорівнює 1 . Для комбінованого навантаження рекомендується використовувати значення $k_{м/н}$, що визначається за формулою:

$$k_{м/н} = (1 - 0,25d_p) \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi} \quad (2.64)$$

З огляду на те, що для повітряних ліній $x_0 \approx 0,4$ Ом/км і $r_0 \approx 32,25/F$ Ом/км, $\zeta = x_0 / r_0 \approx 0,0125 F$. Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\zeta \approx 0$. Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній іноді виконані проводом меншого перетину, ніж головна ділянка, а на деяких старих лініях на таких ділянках використані навіть сталеві проводи, рекомендується для повітряних ліній приймати $\zeta = 0,01 F$.

Максимальне навантаження лінії за відомого відпуску електроенергії в неї за $24D$ годин становить:

$$P_{\max} = \frac{W}{D24k_3} \quad (2.65)$$

З урахуванням цієї втрати потужності в максимум навантаження

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot P_{\max} k_{м/н} = \frac{\Delta U_{\%} W k_{м/н}}{100 D k_3} \quad (2.66)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_{\max} 24D \cdot \tau \quad (2.67)$$

Наявність відгалужень від магістралі за того ж значення $\Delta U \%$ до найбільш віддаленої її точки збільшує втрати електроенергії порівняно з нерозгалуженою лінією. Тому коефіцієнт $k_{отв}$ виявиться в знаменнику

формули. Підставляючи (2.66) у (2.67) і з огляду на коефіцієнти $k_{нес}$ і $k_{отв}$, одержимо кінцеву розрахункову формулу:

$$\Delta W = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot W \cdot \frac{\tau}{k_3} \cdot \frac{k_{м/н} k_{нес}}{k_{розг}} \quad (2.68)$$

Приклад. Розрахувати втрати електроенергії за квітень ($D=30$) у повітряній лінії 0,38 кВ із зосередженим навантаженням довжиною 1 км, виконаної проводом А-95 ($r_0=0,34$ Ом, $x_0=0,4$ Ом). За місяць у лінію відпущено 10 тис. кВт.год. Інші параметри, використовувані в розрахунку, мають значення: $\text{tg}\varphi=0,5$; $k_3=0,3$; $k_{нес}=1,05$; $k_N=1$. Оскільки ця лінія є лінією із зосередженим навантаженням, то $d_p=0$, $k_{розг}=0$ і за формулою (2.55) $k_{відг}=1$.

Розв'язок. Максимальні значення активного і реактивного навантажень становить:

$$P_{\max} = \frac{W}{D 24 k_3} = \frac{10000}{24 \cdot 30 \cdot 0,3} = 46,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max} = 0,5 \cdot 46,3 = 23,15 \text{ квар.}$$

Втрати електроенергії, тис. кВт.год, і втрати напруги в максимум навантаження становитимуть, %:

$$\Delta W = \frac{46,3^2 + 23,15^2}{0,38^2} \cdot 0,34 \cdot \frac{0,3 + 2 \cdot 0,3^2}{3} \cdot 30 \cdot 24 \cdot 1,05 \cdot 10^{-6} = 0,76;$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{46,3 \cdot 0,34 + 23,15 \cdot 0,4}{0,38^2} \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 17,3.$$

За розрахунковим виразом (2.59) втрати електроенергії дорівнюють, тис. кВт.год:

$$\Delta W = 9,3 \frac{10^2 \cdot 1,25}{30 \cdot 95} \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 0,3} \cdot 1,05 = 0,76.$$

Відповідно до формули (2.63)

$$k_{м/н} = 1 \cdot \frac{1,25}{1 + (0,4 \cdot 0,5) / 0,34} = 0,787$$

і втрати електроенергії за розрахунковим виразом (2.67) дорівнюють, тис. кВт.год:

$$\Delta W = \frac{17,3}{100} \cdot 10 \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3} \cdot 1,05 \cdot 0,787 = 0,76.$$

Для такої простої лінії результати розрахунків за оцінюваним виразом збігаються з результатом точного розрахунку. Похибки оцінки втрат електроенергії у реальних електричних мережах більш складних конфігурацій будуть визначатися похибками завдання коефіцієнта розгалуженості мережі і частки розподілених навантажень.

З урахуванням вищевикладеного втрати електроенергії в розподіленій електричній мережі 0,38 кВ залежать від структури споживачів і кількості електроенергії, що відпускається в електромережу 0,38 кВ, і становлять для більшості суб'єктів енергетики 4-5% сумарного значення втрат електроенергії суб'єкта енергетики. Необхідно при цьому відзначити, що кількість електроенергії, що відпускається в електричну мережу 0,38 кВ суб'єкта енергетики, досить невелика.

З урахуванням труднощів одержання інформації про режими роботи електромережі 0,38 кВ рекомендується застосування оцінювального методу розрахунку втрат електроенергії в цих електромережах. В основу запропонованого методу покладені розробки, в яких досліджена залежність втрат електроенергії від основних факторів, що впливають: нерівномірності завантаження фаз ПЛ, схем електромережі, падіння напруги в ПЛ, змінюваності навантажень тощо. При цьому передбачається, що відносні втрати електроенергії у числовому значенні дорівнюють середньозваженому відсотку втрат потужності в електромережі.

Під час визначення втрат потужності в електромережі 0,38 кВ слід виходити з відсотка втрат напруги в цій електромережі, що може бути визначено на підставі вимірів. Залежність між відсотком втрат потужності і відсотком втрат напруги, зумовлена коефіцієнтом $k_{м/н}$, для однієї і тієї ж електромережі практично є постійною:

$$\Delta P_{0,38} (\%) = k_{м/н} \Delta U_{0,38} (\%) \quad . \quad (2.69)$$

Для визначення середньозваженого відсотка втрат потужності в електричній мережі 0,38 кВ необхідно:

- виділити N характерних ділянок електромережі, різних за конфігурацією, щільністю навантаження і значенню втрат напруги;

- визначити в кожній ділянці за змінами напруги на головній ділянці електромережі і на введенні найбільш віддалених споживачів втрати напруги (у відсотках напруги головної ділянки) для максимального і мінімального режимів роботи електромережі:

$$\Delta U_{j\text{макс}} (\%), \Delta U_{j\text{мін}}$$

- підрахувати, з огляду на сталість коефіцієнта $k_{м/н}$, для характерних ділянок електромережі втрати потужності (%) для максимального і мінімального режимів за формулами:

$$\Delta P_{j\text{макс}} (\%) = 0,8 \Delta U_{j\text{макс}} (\%); \quad (2.70)$$

$$\Delta P_{j\text{мін}} (\%) = 0,8 \Delta U_{j\text{мін}} (\%). \quad (2.71)$$

У разі нерівномірного завантаженні фаз ліній електромережі 0,38 кВ (більше 10%) у формули (2.70) і (2.71) підставляється коефіцієнт $k_{м/н}$, рівний 0,7;

- визначити активне навантаження (кВт) характерних ділянок електромережі в максимальному і мінімальному режимах $P_{j\text{макс}}$ і $P_{j\text{мін}}$;

- визначити середньозважений відсоток втрат потужності в електромережі 0,38 кВ

$$\Delta P_{\text{сер.зв}} (\%) = \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\sum_{j=1}^N P_{j\text{макс}} (\%) P_{j\text{макс}}}{\sum_{j=1}^N P_{j\text{макс}}} + \frac{\sum_{j=1}^N P_{j\text{мін}} (\%) P_{j\text{мін}}}{\sum_{j=1}^N P_{j\text{мін}}} \right) \right] \cdot 100. \quad (2.72)$$

Припустивши, що відсоток втрат електроенергії в електромережі 0,38 кВ дорівнює середньозваженому відсотку втрат потужності,

$$\Delta W_{0,38} (\%) = \Delta P_{сер.38} (\%), \quad (2.73)$$

для абсолютних втрат електроенергії можна записати

$$\Delta W_{0,38} = \Delta W_{0,38} (\%) \cdot W_{0,38}, \quad (2.74)$$

де $W_{0,38}$ – електроенергія, відпущена в електромережу 0,38 кВ, кВт·год.

Під час прогнозування втрат електроенергії в електромережі 0,38 кВ у вираз (2.71) підставляється заплановане значення електроенергії, що відпускається в електромережу 0,38 кВ.

2.5 Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи шунтувальному реакторі

Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи втрати в шунтувальному реакторі визначають за формулою:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot T \cdot \left(\frac{U_{сер}}{U_{ном}} \right)^2, \quad (2.75)$$

де P_x – номінальні втрати потужності в i -му устаткуванні (за паспортними даними); T – кількість годин роботи устаткування; $U_{сер}$ – середнє значення напруги за розглянутий період часу; $U_{ном}$ – номінальна напруга i -го устаткування.

2.6 Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах

Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах ПЛ і підстанцій віднесені до кліматичних втрат, тобто до втрат електроенергії, що зумовлені погодними умовами. Теоретично кореляція з погодними умовами існує для більшості складових втрат електроенергії. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності у відгалуженнях і

напруги у вузлах електричної мережі, істотно залежить від погодних умов, тому і навантажувальні, і умовно-постійні втрати електроенергії також мають визначену кореляцію з погодними умовами. Найбільш істотним фактором, що характеризує ці умови, є температура повітря.

Втрати на корону залежать від перетину проводу і робочої напруги (чим менше перетин і вище напруга, тим більше питома напруженість на поверхні проводу і тим більші втрати), конструкції фази, а також від погоди. Питомі втрати за різних погодних умов визначають на підставі експериментальних досліджень. При цьому втрати на корону на лінії визначають за питомими втратами ΔP_k (кВт/км) залежно від номінальної напруги і погодних умов

$$\Delta W_{\text{кор}} = \sum_{i=1}^4 \Delta p_{ki} \cdot l_i \cdot t_i, \quad (2.76)$$

де i – індекс погодних умов: 1 – паморозь; 2 – сніг; 3 – дощ; 4 – хороша погода; t_i – тривалість на рік i -го виду погоди.

У випадку відсутності більш точних даних допускається використовувати питомі втрати потужності на корону для ліній різних класів напруги, наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Питомі втрати потужності на корону, усереднені щодо конструкції фази

Номінальна напруга, кВ	Питомі втрати на корону, ΔP_k кВт/км, за погодних умов			
	хороша погода	сухий сніг	дощ	Паморозь
750	4,2	16,55	60,0	122,5
500	2,3	8,8	29,0	76,0
330	0,9	3,9	13,0	28,8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
154	0,12	0,35	1,2	4,2
110	0,03	0,12	0,35	1,2

Втрати на корону за поганої погоди (сухий сніг, дощ, паморозь) істотно зростають. За паморозі їх значення в 25–40 разів більше, ніж за хорошої погоди.

Для уточнених розрахунків втрат потужності й електроенергії на корону необхідно враховувати конструкції фаз ПЛ, погодні умови, одержувані за даними метеостанцій, і рівні робочої напруги на ПЛ за різних погодних умов. Для оцінних розрахунків можна використовувати питомі втрати потужності на корону на ПЛ із типовими конструкціями фаз, наведені в табл.2.2. За розрахунку втрат у лініях з перетинами, що відрізняються від наведених у табл. 2.2, розрахункові значення множать на відношення F_m/F_ϕ , де F_m – сумарний перетин проводів фази, наведений у табл. 2.2, а F_ϕ – перетин проводів лінії.

Вплив робочої напруги лінії на втрати на корону враховують шляхом множення наведених в таблицях даних на коефіцієнт, зазначений у формулі, отриманий за результатами апроксимації експериментальних даних:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 U_{відн}^2 - 5,88 U_{відн} , \quad (2.77)$$

де $U_{відн}$ – відношення робочої напруги на лінії до номінального значення.

Під час визначення помісячних значень на корону варто множити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого і третього кварталів.

Таблиця 2.2

Питомі втрати на корону на лініях з типовими конструкціями фаз

Варіант конструкції проводів у фазі	Сумарний переріз проводів у фазі, мм ²	Питомі втрати потужності на корону, кВт/км, при погоді:			
		перша група	друга група	третья група	четверта група
750-4x600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
750-5x240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
500-3x400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
330-2x400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220-1x300(ст)	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220-1x300(зб)	300	0,4	,0	8,1	24,5
220/2-1x300(ст)	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220/2-1x300(зб)	300	0,8	3,7	13,3	40,9
150-1x185	185	0,12	0,35	1,2	4,20
150/2-1x185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110-1x120(ст)	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110-1x120(зб)	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110/2-1x120(ст)	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110/2-1x120(зб)	120	0,020	0,07	0,35	1,21
110-1x150	150	0,014	0,048	0,24	0,88
110-1x185	185	0,012	0,04	0,2	0,72

*) Розшифрування позначення варіанту конструкції проводів у фазі:
750-4x600 – напруга ПЛ, кВ; 4x600 – число и переріз проводів у фазі, шт. x мм²; варіанти конструкції типу 220/2-1x300, 154/2-1x185 и 110/2-1x120 відповідають двоколовим ПЛ, питомі втрати для усіх випадків приведені з розрахунку на одне коло; позначення (ст) и (зб) – сталльні і залізобетонні опори.

3 ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

3.1 Неоднорідність електричних мереж енергосистем, її чисельні показники та способи компенсації

3.1.1 Фізичні основи оптимального струморозподілу

Розглянемо як розподіляються струми між двома паралельними лініями електропередачі (див. рис. 3.1).

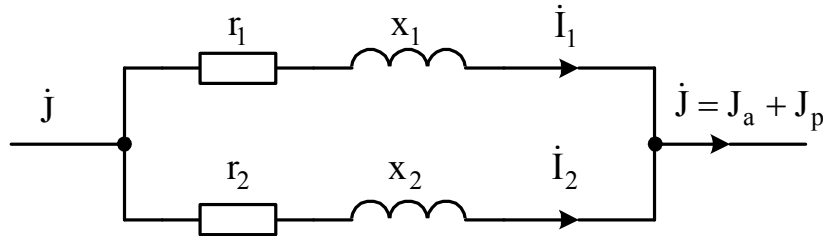


Рисунок 3.1 – Розподіл струмів між паралельними ЛЕП

Для схеми на рис. 3.1 струм J розподіляється:

$$\dot{I}_1 = c_1 \dot{J}, \quad \dot{I}_2 = c_2 \dot{J}, \quad (3.1)$$

де c_1, c_2 – коефіцієнти струморозподілу. Замітимо, що $c_1 + c_2 = 1$.

Для даного випадку:

$$c_1 = c_{1a} + j c_{1p} = \frac{r_2(r_1 + r_2) + x_2(x_1 + x_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} + j \frac{\frac{1}{r_1 r_2} \left(\frac{x_2}{r_2} - \frac{x_1}{r_1} \right)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2},$$

$$c_2 = c_{2a} + j c_{2p} = \frac{r_1(r_1 + r_2) + x_1(x_1 + x_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} - j \frac{\frac{1}{r_1 r_2} \left(\frac{x_2}{r_2} - \frac{x_1}{r_1} \right)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}.$$

Запишемо струми у вітках через їх активні й реактивні складові:

$$\dot{I}_1 = I_{1a} + j I_{1p} = (c_{1a} J_a - c_{1p} J_p) + j (c_{1a} J_p + c_{1p} J_a),$$

$$\dot{I}_2 = I_{2a} + jI_{2p} = (c_{2a}J_a - c_{2p}J_p) + j(c_{2a}J_p + c_{2p}J_a).$$

Позначимо:

$$\gamma_1 = \frac{x_1}{r_1}, \quad \gamma_2 = \frac{x_2}{r_2}. \quad (3.2)$$

Відношення x_i до r_i є показником неоднорідності мережі. Якщо $\gamma_1 = \gamma_2$, то мережа *однорідна*. Якщо $\gamma_1 \neq \gamma_2$, то мережа *неоднорідна*. У загальному випадку для *однорідної* мережі

$$\gamma_i = \frac{x_i}{r_i} = \text{idem}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (3.3)$$

де n - кількість віток.

З урахуванням позначень (3.2) значення активних і реактивних струмів у вітках перепишуться:

$$I_{1a} = \frac{r_2^2(1 + \gamma_2^2) + r_1r_2(1 + \gamma_1\gamma_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_a - \frac{\frac{1}{r_1r_2}(\gamma_2 - \gamma_1)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_p,$$

$$I_{1p} = \frac{r_2^2(1 + \gamma_2^2) + r_1r_2(1 + \gamma_1\gamma_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_p + \frac{\frac{1}{r_1r_2}(\gamma_2 - \gamma_1)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_a,$$

$$I_{2a} = \frac{r_1^2(1 + \gamma_1^2) + r_1r_2(1 + \gamma_1\gamma_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_a + \frac{\frac{1}{r_1r_2}(\gamma_2 - \gamma_1)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_p,$$

$$I_{2p} = \frac{r_1^2(1 + \gamma_1^2) + r_1r_2(1 + \gamma_1\gamma_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_p + \frac{\frac{1}{r_1r_2}(\gamma_2 - \gamma_1)}{(r_1 + r_2)^2 + (r_1\gamma_1 + r_2\gamma_2)^2} J_a.$$

Як бачимо, розподіл струмів вітках залежить від γ_i .

Якщо $\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma$, то

$$I_{1a} = \frac{r_2}{r_1 + r_2} J_a, \quad I_{1p} = \frac{r_2}{r_1 + r_2} J_p; \quad I_{2a} = \frac{r_1}{r_1 + r_2} J_a, \quad I_{2p} = \frac{r_1}{r_1 + r_2} J_p. \quad (3.4)$$

Тобто, в однорідній мережі струми у вітках розподіляються відповідно до заступної схеми, складеної тільки з активних опорів віток (заступна r -схема).

Розглянемо тепер умови оптимального струморозподілу, коли критерієм оптимальності є мінімум втрат активної потужності в мережі. Для схеми, наведеної на рис. 3.1, задача оптимізації струморозподілу запишеться:

$$\min \{ \Delta P = (I_{1a}^2 + I_{1p}^2)r_1 + (I_{2a}^2 + I_{2p}^2)r_2 \} \quad (3.5)$$

за умов

$$I_{1a} + I_{2a} = J_a; \quad I_{1p} + I_{2p} = J_p.$$

Розв'язавши цю задачу методом Лагранжа, одержимо, що

$$I_{1a} = \frac{r_2}{r_1 + r_2} J_a, \quad I_{1p} = \frac{r_2}{r_1 + r_2} J_p; \quad I_{2a} = \frac{r_1}{r_1 + r_2} J_a, \quad I_{2p} = \frac{r_1}{r_1 + r_2} J_p. \quad (3.6)$$

Як бачимо, вирази для струмів (3.6) такі ж як і (3.4). Це значить, що струми у вітках, розраховані за заступною r -схемою, відповідають мінімуму втрат активної потужності в мережі. Цей струморозподіл прийнято називати *економічним*. Реалізація в мережі економічного струморозподілу забезпечує мінімально можливі втрати в ній.

Отриманий результат дозволяє зробити також наступні висновки:

- розв'язок задачі (3.5) можна замінити розрахунком струморозподілу по заступній r -схемі мережі;

- наближення неоднорідної мережі до її однорідного стану забезпечує зниження в ній рівня втрат активної потужності й електроенергії.

3.1.2. Способи реалізації оптимального струморозподілу

Існує три способи реалізувати оптимальний струморозподіл, тобто компенсувати негативну дію неоднорідності електричної мережі.

1. Застосування установки поздовжньої компенсації (УПК).

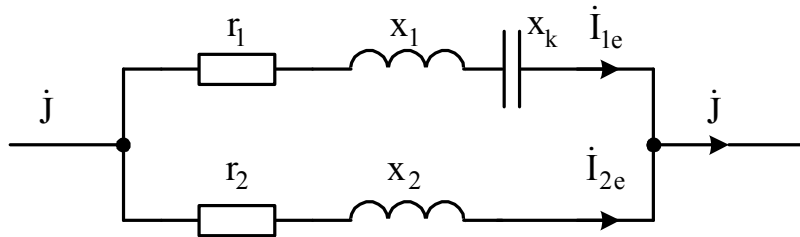


Рисунок 3.2 – Зменшення неоднорідності установленням УПК

Значення ємнісного опору УПК x_k , встановленого послідовно в ЛЕП з індуктивним опором x_1 , визначається з умови:

$$\frac{x_1 - x_k}{r_1} = \frac{x_2}{r_2}, \quad \text{звідки} \quad x_k = x_1 - r_1 \frac{x_2}{r_2}.$$

Встановлення УПК з опором x_k робить ЛЕП однорідними.

2. Введення зрівнювальної е.р.с. у замкнуті контури.

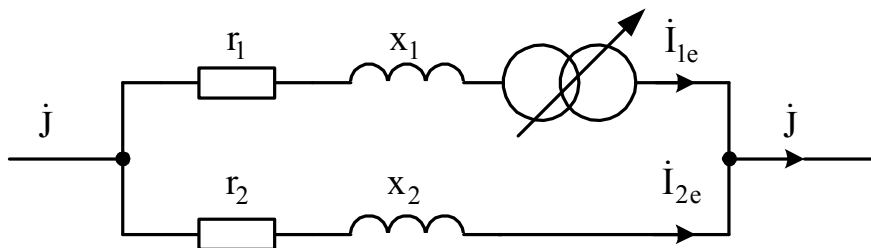


Рисунок 3.3 – Зменшення впливу неоднорідності введенням у контур е.р.с. за допомогою ВДТ

Введена в контур е.р.с. не впливає на однорідність, а змінює розподіл струмів між паралельними ЛЕП таким чином, що їх значення відповідають економічному струморозподілу.

3. Розмикання контурів.

Розмиканням контурів досягається зникнення струмів небалансу в контурах, які є причиною додаткових втрат потужності. Проте цього не достатньо. У цьому випадку потрібно розподіляти відповідним чином навантаження у вузлах. У нашому прикладі повинно бути $\dot{I}_{1e} + \dot{I}_{2e} = \dot{J}$.

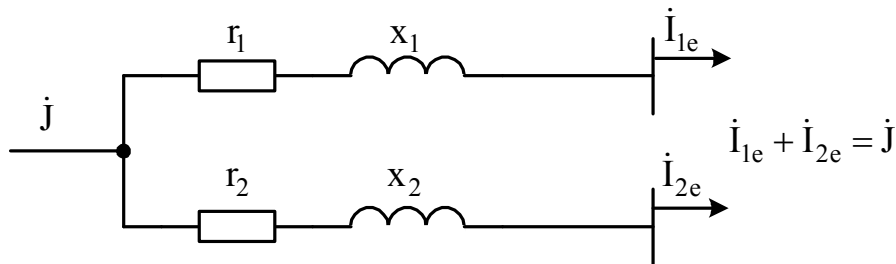


Рисунок 3.4 – Зменшення впливу неоднорідності розмиканням контура

3.1.3 Неоднорідність електроенергетичних систем

Все складніше для електроенергетичної системи (ЕЕС), в якій на паралельну роботу об'єднані електричні мережі різної напруги (див. рис. 3.5). Однією з основних причин неоптимальності режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) і, відповідно, додаткових втрат електроенергії під час її транспортування і розподілення є неоднорідність ЕЕС. Неоднорідність ЕЕС призводить також до інших негативних явищ: зниження якості електроенергії, додаткове завантаження ЛЕП нижчих рівнів напруг, а також зниження рівня статичної й динамічної стійкості ЕЕС, що у свою чергу зменшують пропускну здатність системи в цілому. Неоднорідність є конструктивним параметром ЕЕС, тому негативно впливає на її режими протягом усього часу функціонування системи. В табл. 3.1, як приклад, наведено опори проводів ЛЕП напругою 330 кВ. Як видно з таблиці, навіть для одного класу напруги неоднорідність ЛЕП може відрізнятись в рази.

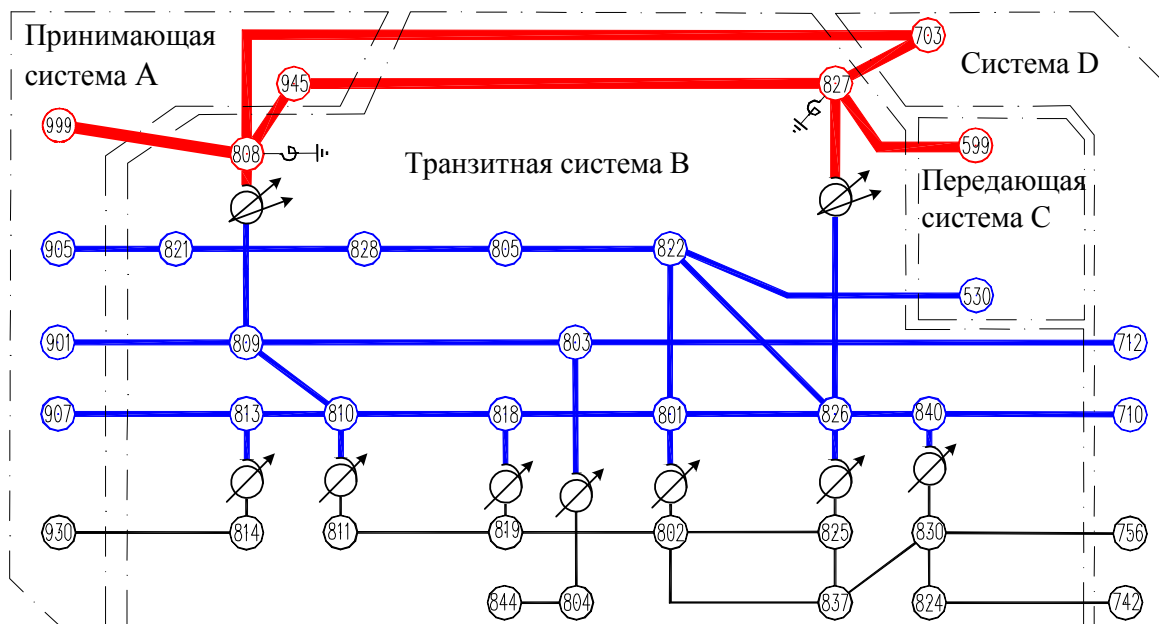


Рисунок 3.5 – Приклад ЕЕС з паралельно працюючими мережами різної напруги

Таблиця 3.1.

Опори проводів ЛЕП напругою 330 кВ

№ п/п	Переріз провода / проводів у фазі	r_0 , Ом/100 км	x_0 , Ом/100 км	$\gamma=r_0/x_0$
1	240/2	6,0	33,1	5,52
2	300/2	4,8	32,8	6,83
3	400/2	3,75	32,3	8,61
4	500/2	3,0	32,0	10,66

3.1.3.1 Узагальнений показник неоднорідності ЕЕС.

Втрати активної потужності в ЕЕС можуть бути визначені:

$$\Delta P = \hat{I}_t \mathbf{r}_a \hat{I}, \quad (3.7)$$

де \hat{I} – вектор струмів у вітках, складові якого визначаються як $\hat{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3}U_j}$.

У неоднорідній ЕЕС струморозподіл в усталеному режимі може бути представлений у вигляді суми двох векторів струмів:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}_a + \dot{\mathbf{I}}', \quad (3.8)$$

де $\dot{\mathbf{I}}_e$ – вектор економічних струмів у вітках, знайдений у результаті розрахунку режиму ЕЕС по її заступній г-схемі; $\dot{\mathbf{I}}' = \mathbf{N}\dot{\mathbf{I}}_{\varphi}$ – вектор додаткових струмів у вітках, накладення яких на $\dot{\mathbf{I}}_e$ приводить до виконання другого закону Кірхгофа; \mathbf{N} – друга матриця з'єднань; $\dot{\mathbf{I}}_{\varphi}$ – вектор контурних зрівнювальних струмів.

Втрати в ЕЕС, визначені по (3.7), з врахуванням (3.8) перепишуться:

$$\begin{aligned} \Delta P &= (\hat{\Gamma}_{et} + \hat{\Gamma}_t) \mathbf{r}_a (\dot{\mathbf{I}}_{et} + \dot{\mathbf{I}}_t) = \hat{\Gamma}_{et} \mathbf{r}_a \dot{\mathbf{I}}_e + [\hat{\Gamma}_t \mathbf{r}_a \dot{\mathbf{I}}_e + \hat{\Gamma}_{et} \mathbf{r}_a \dot{\mathbf{I}}' + \hat{\Gamma}_t \mathbf{r}_a \dot{\mathbf{I}}'] = \\ &= \Delta P_e + \Delta P', \end{aligned} \quad (3.9)$$

де ΔP_e , $\Delta P'$ – відповідно втрати потужності, розраховані по г-схемі ЕЕС, і додаткові втрати, викликані неоднорідністю ЕЕС.

Значення струмів $\dot{\mathbf{I}}_e$ відповідає струморозподілу і втратам активної потужності в однорідній ЕЕС. Задача оптимізації втрат потужності в ЕЭС полягає в зменшенні струмів $\dot{\mathbf{I}}'$ й наближенні його значення до нуля. Ці струми можна визначити в такий спосіб [3]:

$$\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}_e = \mathbf{C}\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{C}_r\dot{\mathbf{J}} = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}}, \quad (3.10)$$

де $\dot{\mathbf{J}}$ – вектор струмів, що задають у вузлах ЕЭС; $\mathbf{C} = \mathbf{z}_a^{-1} \mathbf{M}_t \mathbf{Y}^{-1}$ – матриця струморозподілу в ЕЭС; $\mathbf{C}_r = \mathbf{r}_a^{-1} \mathbf{M}_t \mathbf{Y}_r^{-1}$ – матриця струморозподілу в заступній г-схемі ЕЭС; $\mathbf{z}_b = \mathbf{r}_b + j\mathbf{x}_b$ – діагональна матриця опорів віток ЕЕС; \mathbf{M}_t – транспонована матриця з'єднань віток у вузлах; \mathbf{Y} , \mathbf{Y}_r – матриці вузлових провідностей відповідно для заступних z-схеми і г-схеми ЕЕС.

Отже, задача зменшення втрат потужності в ЕЕС можна сформулювати як

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}} \Rightarrow 0. \quad (3.11)$$

Оскільки матриця \mathbf{C} комплексна, а матриця \mathbf{C}_r дійсна, то співвідношення (3.11) виконується за умови, коли $\mathbf{C} \Rightarrow \mathbf{C}_r$, тобто

$$\mathbf{C}_p = 0, \mathbf{C}_a = \mathbf{C}_r, \quad (3.12)$$

де $\mathbf{C}_a, \mathbf{C}_p$ – активні й реактивна складові матриці струморозподілу \mathbf{C} .

Замітимо, що перша умова в (3.12) є необхідною, а друга – достатньою.

Запишемо матрицю \mathbf{C} згідно її визначення й позначення як в (10) через активні й реактивні опори віток і провідності вузлів ЕЕС. Вона буде мати вигляд:

$$\mathbf{C} = (\mathbf{g}_a - j\mathbf{b}_a)\mathbf{M}_t(\mathbf{r} + j\mathbf{x}) = (\mathbf{g}_a\mathbf{M}_t\mathbf{r} + \mathbf{b}_a\mathbf{M}_t\mathbf{x}) + j(\mathbf{g}_a\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_a\mathbf{M}_t\mathbf{r}),$$

де $\mathbf{g}_v, \mathbf{b}_v$ – активна й реактивна складові матриці провідностей віток; \mathbf{r}, \mathbf{x} – активна й реактивна складові матриці опорів вузлів.

З останнього виразу видно, що

$$\mathbf{C}_p = (\mathbf{g}_a\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_a\mathbf{M}_t\mathbf{r})$$

або

$$\mathbf{C}_p = \mathbf{g}_a(\mathbf{M}_t\mathbf{x} \mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_a\mathbf{r}_a^{-1}\mathbf{M}_t)\mathbf{r}. \quad (3.13)$$

Вираз, що знаходиться в дужках у формулі (13), позначимо

$$\boldsymbol{\gamma} = \mathbf{M}_t\mathbf{x} \mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_a\mathbf{r}_a^{-1}\mathbf{M}_t. \quad (3.14)$$

Останній вираз є матрицею узагальнених показників неоднорідності ЕЕС. Як видно, значення $\boldsymbol{\gamma}$ визначається співвідношенням реактивних і активних складових опорів елементів ЕЕС, тобто неоднорідністю її параметрів. Розмірність цієї матриці визначається кількістю віток n і кількістю вузлів m ЕЕС.

З виразу (3.14) неважко переконатися в тім, що для однорідної ЕЕС, коли для всіх віток $x_i/r_i = \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} = 0$. Тобто, незалежно від навантаження ЕЕС $\mathbf{I}' = 0$ і додаткові втрати, які викликаються струмами небалансу в ЕЭС, відсутні. В інших випадках, коли $x_i/r_i \neq \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} \neq 0$ і, відповідно,

$I' \neq 0$. У цих випадках, як відомо, з метою компенсації додаткових втрат в ЕЕС необхідно в контури вводити зрівнювальні е.р.с.

3.1.3.2. Загальносистемні показники неоднорідності ЕЕС.

Оцінка доцільності оптимізаційних заходів в ЕЕС і рішень проектних задач пов'язано з аналізом великої кількості можливих варіантів. Вибір найкращого з них повинен бути однозначним. Оскільки запропонований показник γ є багатомірним, то без додаткових умов він не дає однозначної оцінки. Таким чином, необхідно ввести загальносистемний показник неоднорідності шляхом приведення матриці γ до виду числа, оскільки лише в такому випадку забезпечується можливість об'єктивної оцінки близьких варіантів.

У відповідності з фізичним змістом матрицю γ можна розглядати як функціональну метричну множину $\{\gamma\}$, що задовольняє аксіомам матричного простору. Кожний рядок даної матриці є набором координат n -мірного вектора-стовпця е.р.с. віток у базисі вузлових напруг, певних на основі заступної r -схеми ЕЕС. Таким чином, стовпець довжин векторів неоднорідності віток схеми з урахуванням прийнятого базису може бути визначений за виразом:

$$|\gamma|_i = \left[\sqrt{\sum_{j=1}^m \gamma_{i,j}^2} \right]_{i=1,2, \dots, n} \quad (3.15)$$

Значення елементів вектора $|\gamma|$ мають фізичний сенс модулів векторів е.р.с. у вітках, які формують зрівнювальні струми в ЕЕС, і можуть бути використані як індикатор величини впливу параметрів кожної окремої вітки на рівень оптимальності системи в цілому.

Для формування узагальненого показника неоднорідності з метою забезпечення кількісної оцінки неоднорідності ЕЕС у цілому розглянемо дві складові матриці γ (3.14), як складові функціональної метричної

множини $\{\gamma\}$. Метризація множини $\{\gamma\}$ дозволяє кількісно визначити значення неоднорідності ЕЕС через розбіжність між неоднорідністю, приведеної до вузлів схеми ЕЕС, і неоднорідністю віток, розподіленої по вузлах ЕЕС. Це значення може бути визначене через евклідову норму матриці γ :

$$d\gamma = \rho(\mathbf{I}_t \mathbf{x} \mathbf{r}^{-1}, \mathbf{x}_a \mathbf{r}_a^{-1} \mathbf{M}_t) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \gamma_{i,j}^2}. \quad (3.16)$$

Значення $d\gamma$ є загальносистемним показником неоднорідності ЕЕС. Цей показник дає можливість оцінити вплив зміни топології й параметрів системи на оптимальність режимів ЕЕС. Діапазон його значень для досліджуваної ЕЕС визначається:

$$0 \leq d\gamma \leq d\gamma_{\max},$$

$$\text{де } d\gamma_{\max} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (M_{ji} x_{ij} r_{ij}^{-1})^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (x_{bij} r_{bij}^{-1} M_{ji})^2}.$$

Для контролю змін рівня неоднорідності стану ЕЕС у процесі оптимізації параметрів системи за рахунок проведення того або іншого заходу доцільно перейти до відносних оцінок:

$$d\gamma_* = \frac{d\gamma}{d\gamma_0}, \quad (3.17)$$

де $d\gamma_0$ – значення загальносистемного показника неоднорідності для базової схеми, тобто до внесення оптимізуючих змін.

Для оцінки потенційних можливостей оптимізаційних заходів щодо реконструкції ЕЭС, тобто визначення наскільки стан системи є далеко від однорідного, а також для можливості порівняння електричних систем з різною топологією доцільно користуватися відносним показником неоднорідності:

$$\delta\gamma = d\gamma / d\gamma_{\max}.$$

Його значення перебувають у межах:

$$0 \leq \delta\gamma \leq 1.$$

Енергосистема має тим більшу неоднорідність, чим ближче значення відносного показника неоднорідності до верхньої межі $\delta\gamma_{\max}=1$.

3.1.4 Застосування загальносистемних показників неоднорідності

Задача компенсації негативного впливу неоднорідності ЕЕС на оптимальність процесів передачі й розподілу електроенергії в ній є комплексною. Комплексність полягає в одночасному вдосконаленні принципів раціональної побудови (проектуванні) електричних мереж і їхньої реконструкції, а також створенні системи автоматичного керування (САК) потоками потужності в ЕЕС з метою їхньої оптимізації. Відмінною рисою пропонованого підходу є те, що для аналізу впливу неоднорідності ЕЕС на їхні режими використовуються загальносистемні показники, а при створенні систем оптимального керування потоками потужності й напругою використовуються методи й засоби теорії подоби.

Зниження міри неоднорідності ЕЕС досягається за рахунок установлення в ній установок поздовжньої компенсації (УПК), реакторів або зміни конструкції ЛЕП. Даний шлях рішення проблеми неоднорідності вимагає значних капітальних витрат і може бути застосований лише тоді, коли міра неоднорідності обумовлена невеликою кількістю елементів ЕЕС, або якщо з тих або інших причин необхідна реконструкція існуючих мереж.

Зараз саме склалася така ситуація, коли стоїть проблема реконструкції електричних мереж енергосистем. Передбачається проведення широкомасштабних заходів щодо реконструкції і технічного переозброєння мереж. У відповідність з цим актуальними є:

– розроблення принципів раціональної побудови схем електричних мереж і їхньої реконструкції з орієнтацією на усунення причин

неоптимальності ЕЭС, тобто створення умов самооптимізації їхніх режимів, що властиво однорідним системам;

– розроблення й удосконалення способів підвищення ефективності капітальних вкладень на проведення реконструкції, спрямованої на досягнення загальносистемного ефекту.

Для досягнення бажаного ефекту в даному напрямку необхідно переглянути стратегію проектування і реконструкції електричних мереж таким чином, щоб кожний крок по реконструкції був спрямований на досягнення загальносистемного ефекту, тобто на наближення ЕЕС до однорідного стану. У відповідність із цим виникає завдання визначення такого показника неоднорідності, який би однозначно характеризував рівень оптимальності ЕЕС у цілому (міру наближення до однорідного стану) і визначався конструктивними параметрами системи.

Щодо другого напрямку - компенсації впливу неоднорідності ЕЕС режимними заходами в процесі експлуатації, то слід зазначити, що з урахуванням складності ЕЕС як об'єкта керування і її особливостей режимного характеру відслідковувати й постійно коректувати значення параметрів з метою оптимізувати режими ЕЕС можливо лише за допомогою САК регулюючими пристроями (РП). У зв'язку із цим виникають два завдання:

– розроблення *структурної схеми САК з урахуванням умов експлуатації ЕЭС, технічного стану РП і їхнього регульовального ефекту;*

– *формування законів оптимального керування й координація керуючих впливів локальних адаптивних САК для досягнення загальносистемного ефекту.*

3.1.4.1 Компенсація неоднорідності ЕЕС у процесі проектування й реконструкції.

На рис. 3.6, як приклад, показане графічне подання елементів вектора $|\gamma|$ для схеми 110-750 електроенергетичної системи НЕК України, з якого видно, що вплив параметрів віток на оптимальність режимів ЕЕС неоднаковий (відрізняється на порядок і більше).

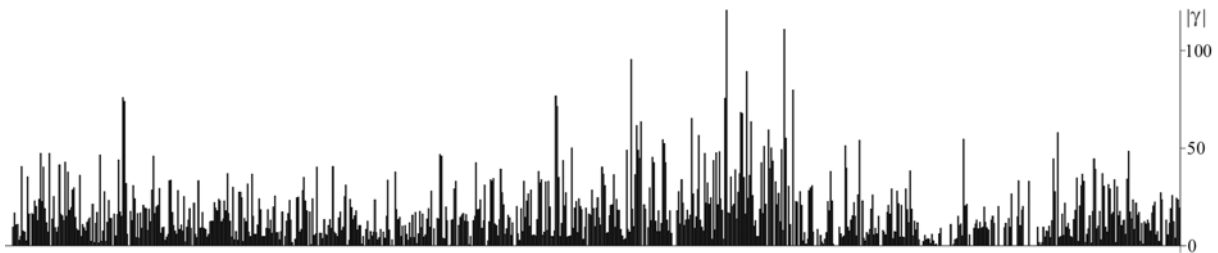


Рисунок 3.6 – Графічне подання вектора $|\gamma|$ вагових коефіцієнтів впливу ЕЕС НЕК України

З результатів ранжування віток ЕЕС у міру їхнього впливу на неоднорідність системи в цілому (рис. 3.7) видно, що найбільш істотний вплив спостерігається з боку ліній 518-404, 543-515 і 402-403, тобто реконструкція саме цих ліній приведе до самого більшого загальносистемного ефекту.

На рис. 3.8 показана залежність $d\gamma_*$ від відносного індуктивного опору лінії 518-404 $d\gamma_*=f(x_{л*})$. Таку залежність можна використовувати для визначення оптимальних параметрів пристроїв поздовжньої компенсації. Мінімальне значення функції $d\gamma_*=f(x_{л*})$ відповідає оптимальному значенню ємнісного опору УПК.

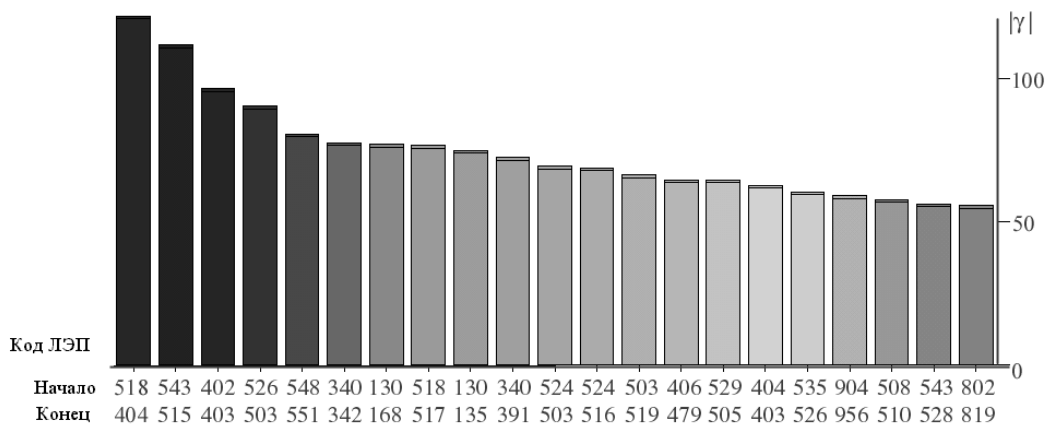


Рисунок 3.7 – Результати ранжирування віток ЕЕС НЕК України за мірою впливу на неоднорідність системи (20 найбільш впливових віток)

Так, для лінії 518-404 оптимізація параметрів вимагає компенсації 18% індуктивного опору, тобто встановлення УПК з $x_c=4,9$ Ом. Впровадження такого заходу забезпечить приблизно на 2% зниження неоднорідності системи в цілому. Результати аналізу неоднорідності вихідної й оптимізованої схем ЕЕС представлені в таблиці 3.2.

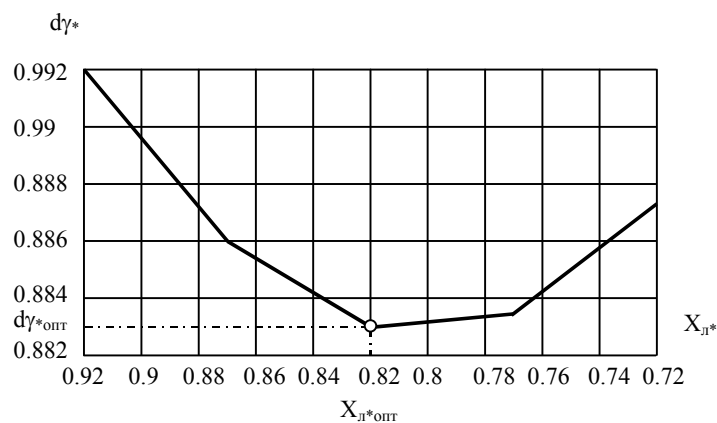


Рисунок 3.8 – Визначення оптимального реактивного опору вітки 518-404 з метою встановлення УПК

Таблиця 3.2

Результати аналізу неоднорідності ЕЕС НЕК України

Стан схеми ЕЕС	Загальносистемний показник $d\gamma$	Максимальне значення $d\gamma_{\max}$	Відносний показник $\delta\gamma, \%$
Вихідна схема ЕЕС	635.309	1530	41.536%
Після встановлення УПК в лінії 518-404	624.509	1528	40.871%

3.1.4.2 Компенсація неоднорідності ЕЕС у процесі експлуатації.

На підставі встановлених закономірностей, про які буде мова нижче, побудовані САК в складі системи оптимального керування нормальними режимами ЕЕС. Докладно особливості їхнього функціонування будуть розглянуті в наступній лекції. Тут тільки відзначимо, що керування коефіцієнтами трансформації трансформаторів і автотрансформаторів у відповідність зі способом компенсації неоднорідності 2, що вимагає введення е.р.с. у замкнуті контури, здійснюється відповідно до законів оптимального керування [8, 9]:

$$\mathbf{k}'(t) = 1 - \pi_a^E \mathbf{J}_{*p}^E(t), \quad \mathbf{k}''(t) = -\pi_p^E \mathbf{J}_{*a}^E(t), \quad (3.18)$$

де $\mathbf{k}'(t), \mathbf{k}''(t)$ – вектори дійсних і уявних складових коефіцієнтів трансформації трансформаторів; π_a^E, π_δ^E – матриці критеріїв подібності; $\mathbf{J}_{*a}^E(t), \mathbf{J}_{*p}^E(t)$ – вектори активних і реактивних складових відносних значень струмів у вузлах.

Матриці критеріїв подоби визначаються по формулах:

$$\pi_a^E = -\left[\mathbf{E}_{\varphi\delta a}^{(a)} \right]_{\dot{A}}^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_{\dot{a}} \dot{\mathbf{I}}_{\alpha}^{-1} \left[\mathbf{J}_{\delta}^a \right]_{\dot{A}}; \quad \pi_\delta^E = \left[\mathbf{E}_{\varphi\delta p}^a \right]_{\dot{A}}^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_{\dot{a}} \dot{\mathbf{I}}_{\alpha}^{-1} \left[\mathbf{J}_a^a \right]_{\dot{A}}, \quad (3.19)$$

де $\mathbf{v} = \mathbf{N}_\alpha \mathbf{x}_{\hat{\alpha}} \mathbf{r}_{\hat{\alpha}}^{-1} - \mathbf{x}_{\hat{\epsilon}} \mathbf{r}_{\hat{\epsilon}}^{-1} \mathbf{N}_\alpha$ – матриця системних показників неоднорідності ЕЭС; $\mathbf{r}_{\text{в}\alpha}$, $\mathbf{x}_{\text{в}\alpha}$ – діагональні матриці опорів віток дерева схеми; \mathbf{r}_k , \mathbf{x}_k – матриці опорів контурів; \mathbf{M}_α , \mathbf{N}_α – матриці з'єднань віток у вузлах і контурах для дерева схеми.

Відмітимо, що значення елементів матриці показників неоднорідності \mathbf{v} на відміну від матриці γ залежать від обраної системи контурів. Це зроблено для того, щоб спростити формування законів керування і зробити керованим процес визначення оптимальних контурних е.р.с. за допомогою трансформаторів з РПН і ВДТ.

Таким чином, за допомогою запропонованих загальносистемних показників неоднорідності можна оцінити вплив зміни топології ЕЕС, введення нових ліній електропередачі, УПК і трансформаторів на оптимальність режимів ЕЕС. Ними можна скористатися для проведення цілеспрямованої реконструкції ЕЕС із метою зменшення міри її неоднорідності, тобто послідовного усунення першопричини неоптимальності режимів і створення, таким чином, умов самооптимізації потокорозподілу в електроенергетичних системах.

Для автоматизації оптимального керування потоками потужності й напругою в ЕЕС можливо й доцільно застосовувати методи теорії подібності і моделювання. На основі їх можна вирішувати завдання, характерні для АСДК, на єдиних методологічних принципах на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід дозволяє побудувати адаптивні САК з децентралізацією частини функцій АСДК практично без порушення принципів централізованого керування.

3.2 Керування поточкорозподілом і рівнями напруги в електричних мережах енергосистем

3.2.1 Керування потоками потужності напругою в ЕЕС як задача оптимального керування

Беручи до уваги складність електроенергетичної системи (ЕЕС) як об'єкта керування, а також її особливості режимного характеру, очевидно, що відстежувати і змінювати оптимальні значення параметрів відповідно до станів ЕЕС можливо тільки з допомогою систем автоматичного керування (САК) відповідними регулюючими пристроями (РП). Одним з можливих способів функціонування САУ потоками потужності і напругою в складі системи оптимального керування нормальними режимами ЕЕС є керування з імітаційної моделлю. При цьому використовується подібність оптимальних режимів ЕЕС і критеріальні співвідношення між їх параметрами.

Дія розглянутих тут САК трансформаторами зв'язку, які об'єднують електричні мережі різних напруг в електричну систему, спрямовано на зменшення втрат електроенергії під час її транспортування в ЕЕС шляхом перерозподілу природних потоків потужності і примусового наближення їх до поточкорозподілу, який відповідає однорідної ЕЕС. Ця задача може бути віднесена до класу задач теорії управління динамічними системами з квадратичним критерієм оптимальності (наприклад, втрати активної потужності):

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Lx(t)u_t(t)Mu(t)]dt \quad (3.20)$$

в просторі станів:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= Ax(t) + Bu(x); x(t_0) = x; \\ y(t) &= Cx + Du(t), \end{aligned} \right\} \quad (3.21)$$

де $x(t)$, $u(t)$, $y(t)$ – відповідно, вектори стану, управління і спостереження; L , M , A , B , C , D – матриці постійних коефіцієнтів; t_0 , t_k – початок і кінець інтервалу часу; x_0 – початкове значення вектора стану.

У даній моделі

$$u(t) = \begin{bmatrix} \dot{k}(t) \\ Q(t) \end{bmatrix}; \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_B(t) \\ \dot{I}_B(t) \\ \dot{U}(t) \end{bmatrix},$$

де $\dot{k}(t)$ – вектор комплексних коефіцієнтів трансформації трансформаторів; $Q(t)$ – вектор навантаження джерел реактивної потужності (ДРП); $\dot{S}_B(t)$, $\dot{I}_B(t)$ – вектори потужностей і струмів у вітках ЕЕС, де здійснюються телевимірювання; $\dot{U}(t)$ – вектор напруг у вузлах.

Перше рівняння в (3.21) є рівнянням стану системи, розв'язок якого задовольняє початковому умові $x_0 = x(t_0)$ і дає вектор стану $x(t) = \psi[x(t_0), u(t)]$. Друге рівняння в (3.21) визначає вихідні параметри залежно від $x(t)$ і $u(t)$.

Задача оптимального керування потоками потужності в ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення F^* в заданій зоні нечутливості δF^* . Для цього при виході з неї здійснюються керуючі дії за допомогою регульованих трансформаторів, а також ДРП. Для підвищення ефективності керування потоками потужності в ЕЕС з метою зменшення втрат потужності необхідно виявляти реальні можливості трансформаторів з РПН, оцінюючи чутливість втрат потужності до змін коефіцієнтів трансформації [5]. Для підвищення ефективності використання трансформаторів з РПН в ЕЕС при формуванні керуючих впливів необхідно також враховувати їх технічний стан і залишковий ресурс. З

урахуванням сказаного в задачі оптимізації режимів ЕЕС може бути встановлений такий критерій оптимальності [8]:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q \text{Ш}_{Ti},$$

ΔP – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитку споживачів, зумовленого низькою якістю напруги; $P(\omega)$ – потужність, еквівалентна збитку внаслідок недовідпуску електроенергії, викликаного відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН; Ш_{Ti} – штрафна функція, яка вводиться для обліку ресурсу трансформаторів, в тому числі перемикачів пристроїв РПН; q – кількість регульованих трансформаторів.

3.2.2 Реалізація оптимального управління з урахуванням чутливості

Розв'язок задачі (3.20)–(3.21) зводиться до реалізації закону оптимального управління:

$$u(t) = -w \ y(t) \tag{3.22}$$

$$r_i = \begin{cases} +\Delta u_{устi} & \text{при } u_i \geq u_i^+; \\ 0 & \text{при } u_i^+ > u_i > u_i^-; \\ -\Delta u_{устi} & \text{при } u_i \leq u_i^-; \end{cases} \tag{3.23}$$

де w – матриця зворотної дії; r – корекційні дії САУ, які вводять систему в область оптимальної (нечутливості); $\Delta u_{устi}$ – добавка, яка добавляючи до уставки $u_{устi}$, викликає дії РП по введенню керованого параметра в область оптимальності; u_i – i -та складова вектора управління; u_i^+, u_i^- – верхня і нижня межі зони нечутливості зміни.

Реалізація (3.22)–(3.23) проілюстрована на рис. 3.9 і рис. 3.10.

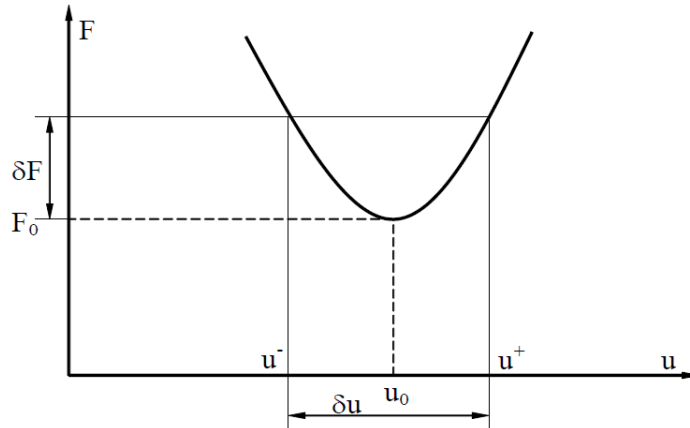


Рисунок 3.9 – Зона нечутливості критерію оптимальності та керуючого параметра

Оптимальне управління відповідно до (3) - (4) вимагає визначення меж зони нечутливості u^+ та u^- , яке пов'язане з необхідністю розв'язування оберненої задачі чутливості [5]. Для ЕЕС це завдання особливо складна через відсутність аналітичного виразу цільової функції, а також через необхідність пошуку її екстремуму. Для вирішення даної задачі доцільно застосувати критеріальні методи.

В критеріальній формі всі параметри подаються у відносних одиницях. Відповідно до цього, закон оптимального управління (3.22)–(3.23) запишеться:

$$u_*(t) = -\pi y_*(t) \quad (3.24)$$

$$r_{*i} = \begin{cases} +\Delta u_{*усті} & \text{при } u_{*i} \geq u_{*i}^+; \\ 0 & \text{при } u_{*i}^+ > u_{*i} > u_{*i}^-; \\ -\Delta u_{*усті} & \text{при } u_{*i} \leq u_{*i}^-; \end{cases} \quad (3.25)$$

де π – по своїй суті є матрицею критеріїв подібності, як показано в [8]; $E_{*ур а}^E(t) = \pi_a^E J(t)$, $E_{*ур р}^E(t) = \pi_p^E J(t)$, – параметри РУ, за допомогою яких оптимізуються режими ЕЕС, у відносних одиницях (за базисні

приймаються оптимальні значення параметрів u_{i0}). Всі інші величини в (3.24)–(3.25) переводяться у відносні за аналогічною схемою.

Реалізація (3.24)–(3.25) проілюстрована на рис. 3.10 і рис. 3.11. На рис. 3.10 функція якості приведена у відносних одиницях – $F_* = F/F_0$. Відповідно, зони нечутливості критерію оптимальності δF_* задається, а керуючого параметра δu_* визначаються у відносних одиницях – $\delta F_* = \delta F/F_0$, $\delta u_* = \delta u/u_0$. При цьому, якщо початок координат перенесено в одиницю, то зона нечутливості δu_* , визначається з умов

$$\begin{cases} F_* = f(u_*); \\ F_* = 1 + \delta F_*; \end{cases}$$

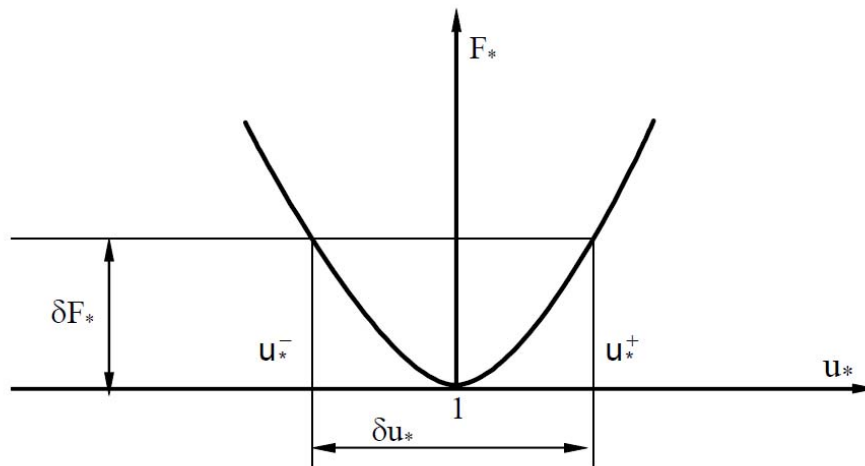


Рисунок 3.10 – Зона нечутливості критерію оптимальності та керуючого параметра у відносних одиницях

Перевагою керування у відносних одиницях є те, що конфігураційні параметри САК визначаються без розрахунку оптимальних значень критерію оптимальності та оптимізуються керуючих параметрів.

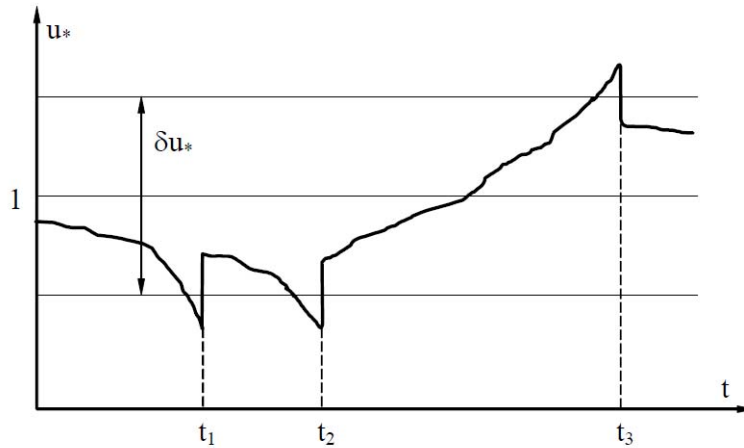


Рисунок 3.11 – Оптимальне управління з урахуванням чутливості у відносних одиницях

3.2.3 Визначення законів управління на основі подібності оптимальних режимів

У розглянутій постановці задачі оптимального управління керуючими змінними є е.р.с., які необхідно ввести за допомогою коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН та ВДТ у всі замкнуті контури для реалізації оптимального струморозподілу, і потужності ДРП. В [8] показано, що оптимальне значення втрат в ЕЕС досягається при відносних значеннях е.р.с., що визначаються за формулами:

$$E_{*ур а}^E(t) = \pi_a^E J_p(t), \quad E_{*ур р}^E(t) = \pi_p^E J_a(t), \quad (3.26)$$

де $E_{*ур а}^E(t)$, $E_{*ур р}^E(t)$ – вектори активних і реактивних складових відносних значень зрівняльних е.р.с.; $J_p(t)$, $J_a(t)$ – вектори активних і реактивних складових відносних значень струмів у вузлах; π_a^E , π_p^E – матриці критеріїв подібності оптимальних контурних е.р.с.

Матриці критеріїв подібності визначаються за формулами [8]:

$$\pi_a^E = -\left[E_{ур а}^{(б)} \right]_д^{-1} \nu_{гв} M_{\alpha}^{-1} \left[J_p^{(б)} \right]_д; \quad \pi_p^E = -\left[E_{ур р}^{(б)} \right]_д^{-1} \nu_{гв} M_{\alpha}^{-1} \left[J_a^{(б)} \right]_д, \quad (3.27)$$

де $v = N_{\alpha} x_{B\alpha} \Gamma_{B\alpha}^{-1} - x_k \Gamma_k^{-1} N_{\alpha}$ – матриця системних показників неоднорідності ЕЕС (див. п. 3.1).

З урахуванням зв'язку між контурними е.р.с. і коефіцієнтами трансформації трансформаторів (3.26) за певних умов (трансформатори знаходяться в хордах базової системи контурів, кількість регульованих трансформаторів відповідає кількості незалежних контурів) можуть бути записані у вигляді:

$$k'(t) = 1 - \pi_a^E J(t), \quad k''(t) = -\pi_p^E J(t), \quad (3.28)$$

де $k'(t)$, $k''(t)$ – вектори дійсних і уявних складових коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Серед можливих способів реалізації відповідної САК перевага віддається адаптивному регулюванню з еталонною моделлю. Такий підхід відповідає вимогам до керування нормальними режимами ЕЕС. В його рамках можуть застосовуватися напрацьовані і використовувані на сьогодні в АСДК алгоритми і програми. Він досить просто реалізується на практиці за допомогою сучасних мікропроцесорних систем.

3.2.4 САК потоками потужності і напругою в ЕЕС

Структурна схема оптимального керування потоками потужності в ЕЕС на основі подібності оптимальних режимів наведена на рис. 3.12.

Дана схема управління складається з двох контурів. У першому контурі (головному) здійснюється автоматичне керування окремими РП за допомогою *пристроїв автоматичного контролю і керування функціонуванням* (АКУФ) РП. Вони функціонують за законами управління (3.28). Вектори спостереження y' для управління РП формуються на основі телевимірювань у виділеній області корекції, в якій забезпечується часткова або повна спостережність.

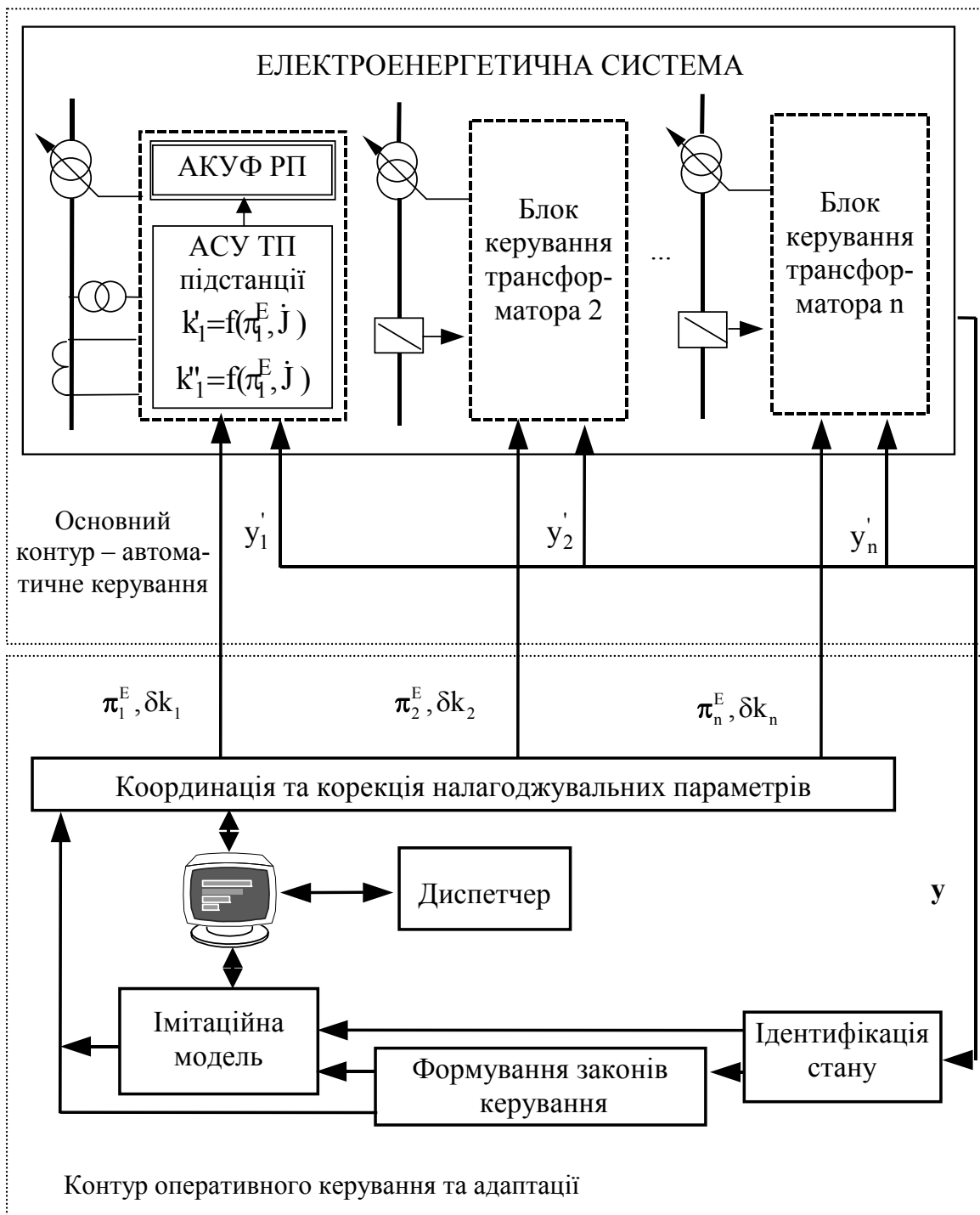


Рисунок 3.12 – Структурна схема оптимального керування режимами ЕЕС

У другому контурі (адаптації) залежно від ступеня порушення режиму ЕЕС і рішень диспетчера може виконуватися перенастроювання АКУФ РП або пряме управління параметрами РП. В останньому випадку пристрої АКУФ РП використовуються для узгодження каналу телемеханіки і схеми

управління РП. Команди диспетчера щодо зміни коефіцієнтів трансформації реалізуються шляхом відповідної зміни складових вектора коригувальних впливів r . У випадку, якщо оптимальне керування здійснюється автоматично, в контурі адаптації по повній інформації про стан ЕЕС у визначаються матриці критеріїв подібності π_a^E і π_p^E , а з них – визначальні критерії подібності для даного РП.

Їх склад визначається допустимою похибкою обчислень і точності реалізації оптимальних коефіцієнтів трансформації. Ще один настроювальний параметр – зона нечутливості i -го коефіцієнта трансформації δk_i задається після аналізу чутливості критерію оптимальності ΔP до зміни коефіцієнтів трансформації за методикою, викладеною в [5, 8].

У такій схемі еталонна модель є частиною системи керування. На різних етапах впровадження САК еталонна модель може виконувати різні функції. На початковому етапі автоматизації, коли необхідно узгоджувати оперативне керування диспетчером з автоматичним, вона використовується як імітаційної моделі, за допомогою якої оперативний персонал не тільки аналізує, визначає і коригує настроювальні параметри САК, а й має можливість "програвати" стану ЕЕС і оцінювати наслідки керуючих впливів, у тому числі автоматичних. На завершальному етапі, коли оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС здійснюється переважно локальними САК, еталонна модель стає основним елементом самонастройки і самоаналізу САК.

На рис. 3.13 як приклад наведено критеріальні залежності критерію оптимальності від коефіцієнтів трансформації $F_* = f(k_*)$. На підставі таких залежностей встановлюються зони нечутливості коефіцієнтів трансформації δk_i . Очевидно, що чисельні значення залежать від величини

зони нечутливості критерію оптимальності δF_* і характеру залежності $F_*=f(k_*)$.

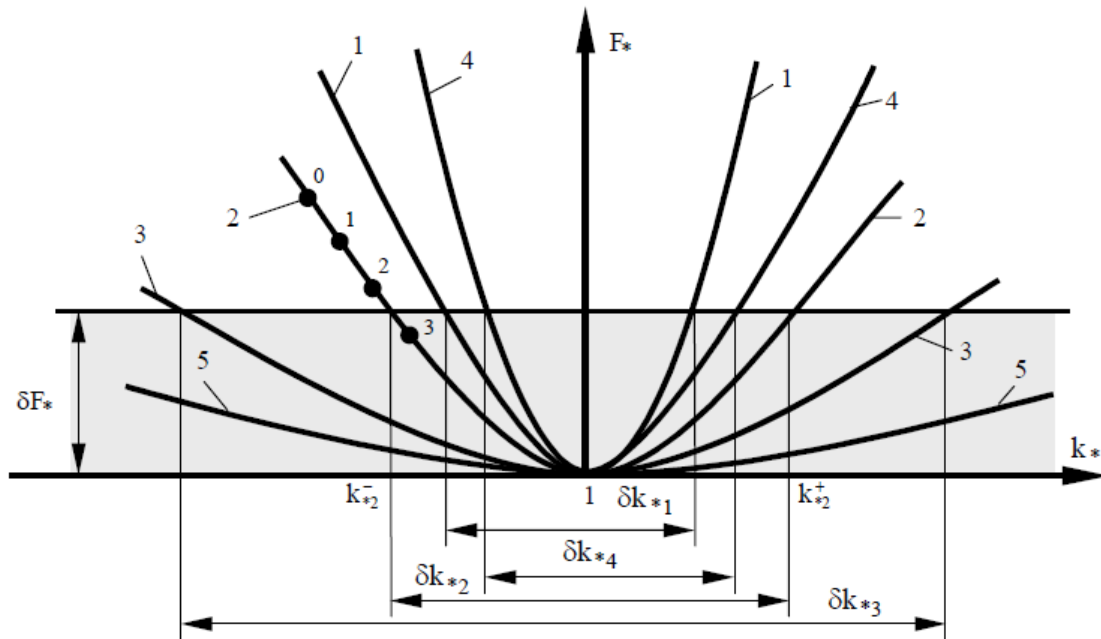


Рис. 3.13 – Критеріальні залежності трансформаторів

Координація роботи трансформаторів при оптимальному керування здійснюється за критеріальним залежностям $F_*=f(k_*)$. Вони відображають технічні можливості трансформаторів в керування втратами потужності в ЕЕС і використовуються для визначення впливу їх на потоки потужності. Для того, щоб розділити трансформатори на функціональні групи і визначити роль кожного з них в САК потоками потужності, вирішується зворотна задача чутливості. У результаті її вирішення при заданій зоні нечутливості критерію оптимальності δF_* визначаються зони нечутливості δk_i коефіцієнтів трансформації. Як видно з рис. 3.13, розміри цих зон відповідають реальним можливостям трансформаторів впливати на втрати. Відповідно до їх регулюючим ефектом встановлюється різна інтенсивність перемикачів для трансформаторів ЕЕС. При такій організації роботи системи керування введення режиму ЕЕС в область оптимальності реалізується з використанням мінімально можливої кількості керуючих

впливів, що в свою чергу забезпечує надійність та раціональне використання ресурсу регулюючих пристроїв. Наприклад, (див. рис. 3.13) другим трансформатором для введення F в область оптимальності слід виконати три перемикання.

Таким чином, при автоматизації оптимального керування потоками потужності і напругою в ЕЕС можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності і моделювання. Вони дають можливість вирішувати завдання, характерні для АСДК, виходячи з єдиних методологічних позицій на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід дозволяє реалізувати адаптивну САК з децентралізацією частини функцій АСДК практично без порушення принципів централізованого керування.

3.2.5 Спостережність і керованість

3.2.5.1 Спостережність. Вимірювання, спостереження є необхідною складовою частиною керування. Навіть тоді, коли формується так зване програмне керування – функція часу, що визначається, наприклад, на стадії проектування, вихідним є вимірювання, яке надає необхідну інформацію про керований процес. Зв'язок керування з інформацією, яка виходить за допомогою вимірювання, є органічною і може бути покладена в основу визначення поняття керування.

При автоматичному керування передбачається, що спостереження супроводжується виміром координат і параметрів, і в поняття "спостереження", "вимір" вкладається практично однаковий зміст. Надалі в основному буде застосовуватися термін "спостереження". На відміну від тотожності термінів "спостереження" і "вимірювання", терміни *спостережність* і *вимірюваність* мають різний зміст в теорії автоматичного управління. Під *вимірюваністю* розуміється можливість

безпосереднього виміру тієї чи іншої фізичної величини. Синонімом цього поняття є безпосередня спостережність. Під *спостережністю* більше в загальному розуміється можливість непрямого визначення величин на підставі вимірювання деяких інших величин і використання апріорної інформації ("відновлення" величин). В теорії керування під *спостережністю* розуміють також можливість непрямих вимірювань.

Можна розглядати спостережність як у просторі станів, так і в просторі сигналів. Однак компоненти вектора сигналів найчастіше вибираються такими, що вимірюються, отже в просторі сигналів зазвичай має місце безпосередня спостережність.

Якщо можливе визначення (поновлення) повного вектора стану X , то говорять *про повну* спостережність. Відповідна система називається *повністю спостережною*. Якщо ж існує можливість відновлення лише підмножини, тобто частини компонент вектора стану, а інша частина не може бути визначена в заданих умовах, то має місце *неповна спостережність*, а система називається *не повністю спостережною*.

3.2.5.2 Ідентифікація. В абстрактно-теоретичному розгляді поняття ідентифікації є окремим випадком спостережності. Однак у практичному застосуванні ідентифікація представляє настільки важливу і специфічну властивість, що її виділяють в спеціальну категорію. Параметрична ідентифікація являє собою можливість визначення параметрів математичної моделі системи або процесу за результатами вимірювання певних вихідних величин протягом деякого інтервалу часу. Параметри, вектор яких позначимо через a , відрізняються від координат (вектор x) швидкістю вимірювання. Параметри, як правило, вважаються величинами, які повільно змінюються, а в ідеальному випадку є постійними.

Відповідно до цього для задачі параметричної ідентифікації безперервного процесу рівняння записуються у вигляді

$$\dot{x} = f(x, u, a, t), \dot{a} = 0, y = h(x, u, a, t),$$

де x , y , u - відповідно вектори стану, спостережності, керування.

3.2.5.3 Керованість. Поняття керованості пов'язано з переходом системи шляхом керування з одного стану в інший. Цьому поняттю надається або структурно-якісний, або кількісний зміст. При розгляді структурно-якісної сторони керованості цікавляться принциповою можливістю переходу керованої системи з одної заданої множини станів в інші безліч станів, як правило, за кінцевий час. При кількісному вивченні керованості розглядають ті або інші характеристики перехідних процесів при найпростіших типових керуючих впливах. Керованість зазвичай розглядають стосовно до детермінованих процесів, хоча можлива побудова стохастичних аналогів задач керованості. Можна розглядати керованість як динамічних об'єктів, не оснащених регуляторами, так і систем, що містять безліч замкнутих контурів керування. У великій системі з ієрархічною структурою можна вивчати керованість кожного рівня, починаючи від нижчого і закінчуючи вищою. У будь-якому випадку керованість залежить від структури системи, складу органів керування, значень параметрів.

Може застосовуватися і застосовується ціла група понять керованості, які розрізняються як умовами переходу системи, так і обмеженнями, що накладаються на керування. Два таких типи переходів, як приклад, наведено на рис. 3.14. У випадку I розглядається перехід від довільної точки n -мірного простору станів в довільну точку цього простору, причому ніяких обмежень на характер руху, крім кінцевого часу переходу t_1-t_0 не накладається. У випадку II в просторі станів задана замкнута область G і повинен забезпечуватися перехід з будь-якої точки цієї області в будь-яку

її точку без виходу за межі області G . Це випадок існування обмежень типу нерівностей в просторі станів.

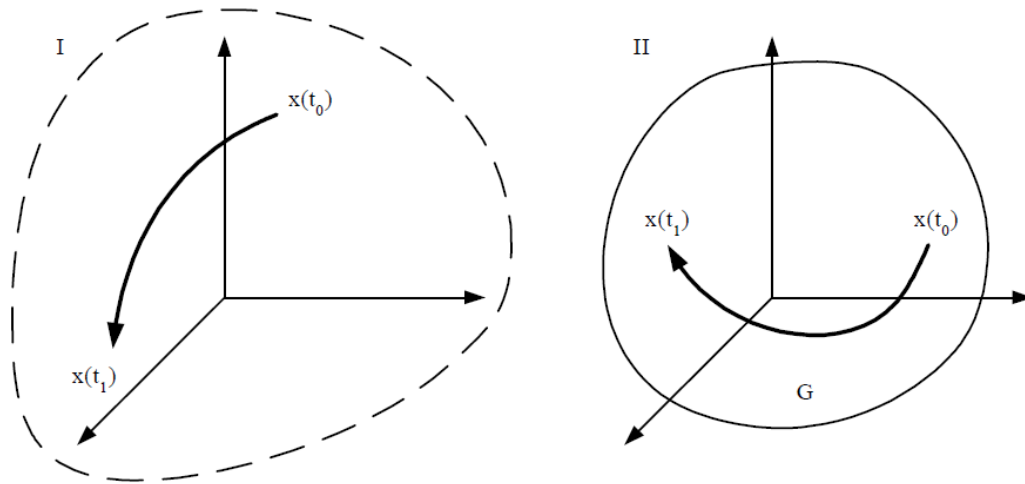


Рисунок 3.14 – Типи переходів за різних видах керованості

3.2.5.4 Алгоритми оптимального управління. Класифікацію алгоритмів оптимального і субоптимального керування доцільно розглядати з урахуванням вирішуваних завдань і умов, для яких призначений той чи інший алгоритм. Правда, завдання оптимального або субоптимального управління може вирішуватися системою в цілому, що включає не тільки апаратні або програмні модулі формування керуючих впливів, але і модулі оцінювання, ідентифікації, адаптації. Тим не менше алгоритми оптимального (субоптимального) автоматичного керування доцільно класифікувати за обсягом апріорної і поточної (апостеріорної) інформації, мінімізуемого функціоналу, необхідної обчислювальної продуктивності, призначенням та іншими подібними ознаками.

Вимірювання і модель процесу, яким здійснюється керування, є основою всякого керування. Тому кількість необхідної для функціонування системи (алгоритму) поточної і апріорної інформації можна вважати одним з найважливіших класифікаційних ознак. Апріорну і

апостеріорну інформацію, яка використовується для керування, називають *інформаційним забезпеченням керування*.

Інший групою класифікаційних ознак алгоритмів автоматичного керування є задача, яка розв'язується, цілі керування, виражені у вигляді мінімізуемого функціоналу або в інших термінах. Звичайно, при класифікації алгоритмів можуть зазначатися і цілі керування, виражені на "змістовному" рівні (наприклад, керування агрегатами турбіни і котла під час пуску і зупинки).

3.2.5.5 Алгоритми адаптивних систем автоматичного керування.

Адаптивними називають системи, в яких неповнота апріорної інформації доповнюється за рахунок більш повного (в порівнянні з не адаптивними системами) використання поточної інформації. Адаптивні системи керування більш універсальні, ніж не адаптивні. Вони дозволяють скоротити терміни проектування, налагодження і випробувань, забезпечити керування новими, мало вивченими технологічними процесами і об'єктами, сприяють більш повному досягненню системного ефекту.

Адаптивні САК зі спрощеними моделями процесів. Існують шляхи побудови ефективних САК за рахунок декомпозиції та використання спрощених моделей, як в підсистемах (модулях) оцінювання та ідентифікації, так і підсистемах формування оптимальних керуючих впливів. Декомпозицію і побудову спрощених математичних моделей можна робити різними методами. Тут можлива велика кількість варіантів. Розглянемо, як приклад, деякі з них.

Ієрархічні адаптивні оптимальні САК. Ієрархічний принцип побудови системи керування, напрацьований великим практичним досвідом в різних галузях, починаючи від адміністративного керування і закінчуючи локальними САК. По суті перехід від централізованих АСК ТП до

розподілених є підтвердженням доцільності ієрархічної структури систем керування.

Адаптивні оптимальні САК з феноменологічними моделями. Феноменологічними математичними моделями називають спрощені моделі, не претендують на розкриття глибоких механізмів описуваних процесів, а відображають лише найважливіші закономірності.

Адаптивні оптимальні САК з еталонною моделлю. Найбільш відомим напрямом детермінованих функціонально-адаптивних саморегулюючих систем керування є керування з еталонною моделлю. Схема такої адаптивної системи з еталонною моделлю показана на рис. 3.15.

В даному випадку еталонна модель є частиною системи. САК в цьому випадку, складається з двох контурів. Внутрішній контур (основний) – це звичайна конфігурація, що включає об'єкт керування та регулятор. Параметри регулятора налаштовуються зовнішнім контуром керування таким чином, щоб мінімізувати неузгодженість між виходом моделі і виходом оптимізаційного процесу.

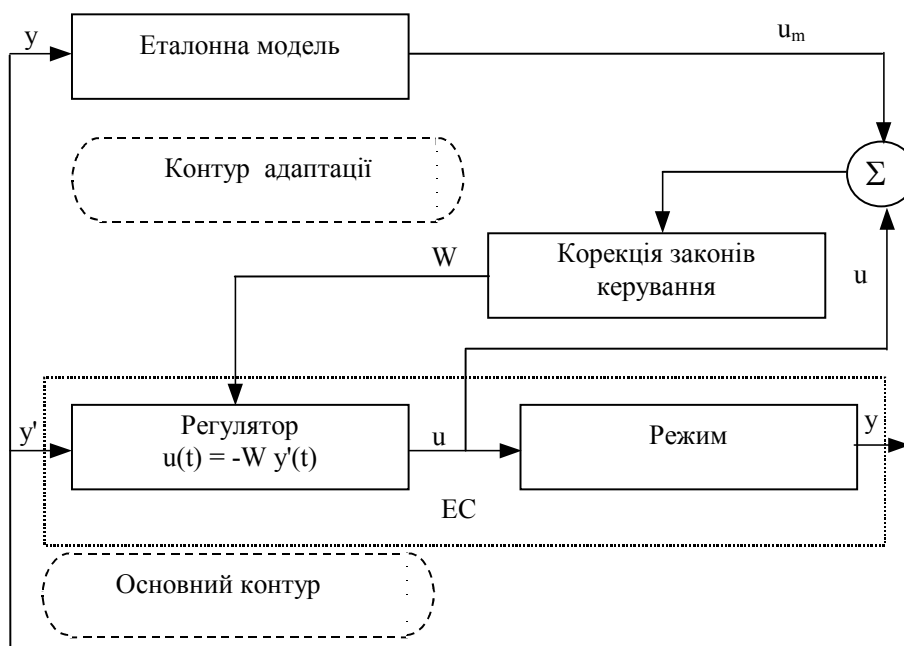


Рисунок 3.15. Адаптивна система керування з еталонною моделлю

На різних етапах впровадження системи керування еталонна модель може виконувати різні функції. На початковому етапі автоматизації, коли потрібно узгоджувати оперативне керування з автоматичним, це імітаційна модель, за допомогою якої оперативний персонал не тільки визначає і коригує настроювальні параметри САК, а й має можливість "програвати" стану об'єкта, наприклад ЕЕС, і оцінювати наслідки керуючих впливів, в тому числі автоматичних. На завершальному етапі еталонна модель стає основним елементом самонастройки і самоаналізу САК. За таким принципом, зокрема, побудована схема оптимального керування режимами ЕЕС (див. рис. 3.12).

3.3 Взаємовплив режимів електричних мереж різних класів напруги, його оцінка і компенсація. Втрати від транзитних потоків потужності.

Через організаційні зміни в структурі електроенергетики, а також введення ринкових відносин між суб'єктами виробництва, передачі і розподілу електроенергії, стало актуальним визначення втрат потужності і електроенергії від транзитних перетоків. З комерційними відносинами виникла необхідність взаєморозрахунків між власниками електричних мереж за транзит електроенергії, а також за взаємні перетоки потужності по лініях електропередач. Якщо електричні мережі є взаємозв'язаними і об'єднаними в електроенергетичну систему (ЕЕС), то потрібно досліджувати і оцінювати взаємовплив транзитних перетоків на режими електричних мереж. Отже, необхідно удосконалювати методи визначення втрат потужності від транзитних перетоків.

Складність цього завдання полягає в тому, що втрати потужності залежать від потужностей у вузлах і вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладання неможливо. На даний момент в

інженерній практиці використовується ряд методів, які дозволяють виконувати розрахунок втрат, як з однозначно заданою інформацією, так і з ймовірносно-статистичним оцінюванням втрат (регресійний аналіз) [11]. Використання даних методів в розподільних радіальних мережах, як правило, приводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування втрат електроенергії. Проте, в замкнених і складно-замкнених електричних мережах, збільшується вплив режимних чинників, інформація про яких практично відсутня на етапі планування. Це може викликати істотні похибки обліку додаткових технічних втрат електроенергії, коли режими електричних мереж відхиляються від планових.

Похибка регресійного аналізу, в окремих випадках, з використанням як чинника сумарного навантаження системи за наявності значних транзитних перетоків перевищує 30%. Використання регресійних залежностей або нормативних характеристик передбачає виділення чинників, які впливають на втрати електроенергії. Кількість чинників у свою чергу збільшує нелінійність регресійних залежностей і збільшує об'єм обчислень для визначення коефіцієнтів апроксимуючого полінома, що істотно збільшує кількість розрахунків. Враховуючи постановку завдання, кількість чинників регресійної залежності росте з кількістю транзитних перетоків потужності, що зрештою зумовлює неможливість використання ймовірносно-статистичної оцінки втрат з прийнятною похибкою.

Розглянемо задачі, пов'язані з втратами від транзитних перетоків, а також розробленням методів їх розрахунку. Метод, заснований на лінеаризації режимів ЕЕС і використанні алгоритмів і програм розрахунку усталених режимів. Метод призначений і може бути використаний для визначення втрат від внутрішніх і зовнішніх транзитних перетоків потужності.

3.3.1 Завдання оцінки взаємовпливу ЕЕС і управління втратами потужності від транзитних перетоків

Характерним є випадок, коли потужність з системи D (передавальна система) передається в систему A (приймаюча система) електричними мережами системи V (транзитна система або транзитер) (рис. 3.16). Протікаючи мережами системи транзитера, ця потужність накладається на внутрішні потоки потужності і викликає додаткові втрати потужності в системі V. Через неоднорідність електричних мереж системи транзитера, транзитна потужність спотворює природний поточкорозподіл не тільки в мережах вищої напруги (ВН), але і в мережах нижчої напруги (НН). Причому зміна поточкорозподілу відбувається таким чином, що ростуть сумарні втрати в системі, а також окремо втрати в мережах вищої і нижчої напруги. У якій з мереж, ВН або НН, втрати ростуть більшою мірою, залежить від значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку.

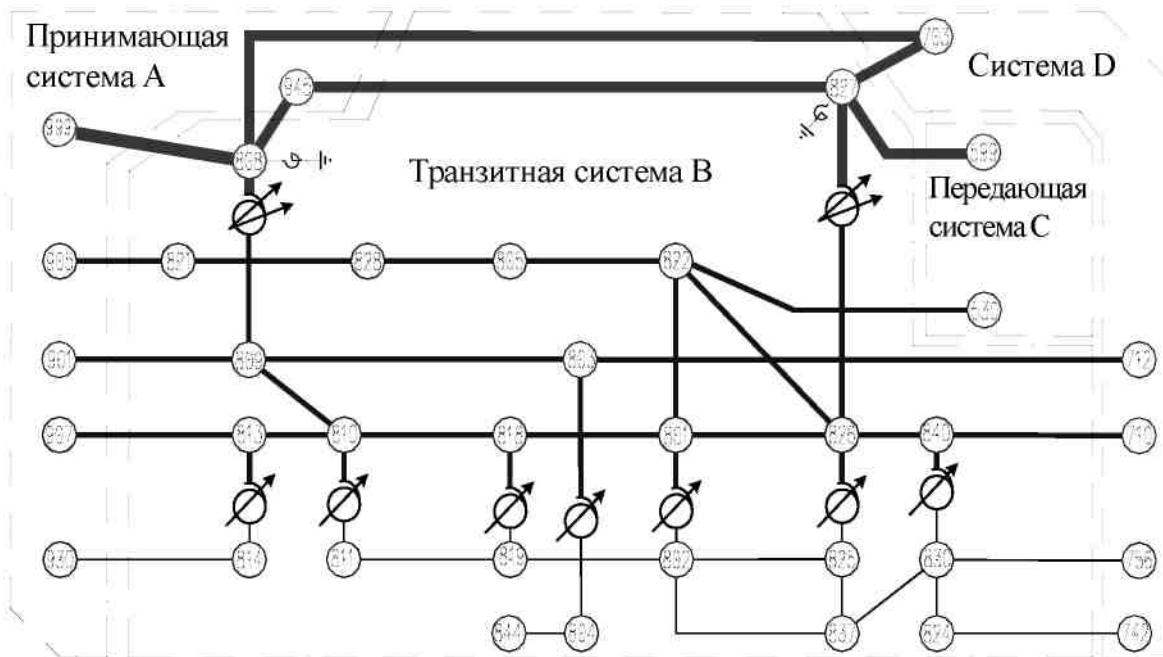


Рисунок 3.16 – Фрагмент ЕЕС, по якій здійснюється транзит потужності

У зв'язку з транзитом потужності через систему в ній виникають і можуть вирішуватися такі задачі:

1. Визначення втрат в системі, викликаних передачею потужності від системи D до A, для того, щоб покрити їх вартість за рахунок вказаних систем;

2. Аналіз і оцінювання впливу транзитних перетоків на режими, зокрема на втрати в мережах ВН і НН;

3. Розроблення заходів щодо оптимізації втрат в мережах ВН і НН. Тут залежно від умов експлуатації і взаємин між суб'єктами господарювання можливі декілька постановок задач:

– мінімізація сумарних втрат в мережах ВН і НН і визначення оптимальних значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку

$$\min\{\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{Ai} + \Delta P_{Ii}\},$$

де ΔP_{Ai} , ΔP_{Ii} – втрати потужності в мережах ВН і НН відповідно;

– “витіснення” транзитних перетоків з мережі НН в мережу ВН

$$\min\{\Delta P_{Ii}\}.$$

Така задача може бути актуальним за наявності зовнішніх транзитних перетоків потужності. Економічно доцільно здійснювати їх транспорт по електричних мережах ВН, але за рахунок неоднорідності ЕЕС і інших чинників вони частково завантажують і мережі НН. “Витіснення” транзитних перетоків з електричних мереж нижчої напруги підвищує їх пропускну спроможність, що особливо критично в режимах максимальних навантажень;

– “розвантаження” мережі ВН на мережу НН. Ця задача при нормальних відносинах між суб'єктами, що експлуатують електричні мережі енергооб'єднань, виникати не повинно, але для контролю над

ситуацією, також повинні визначатися додаткові втрати від транзитних потоків.

4. Визначення втрат від наскрізних потоків потужності в радіальній частині мережі НН. Тут можливі два випадки:

- всі втрати відносяться і покриваються енергопостачальною компанією і не розподіляються між окремими районними мережами;
- втрати розраховуються і розподіляються між окремими районними мережами для пропорційного їх відшкодування.

Розв'язування всіх перерахованих задач вимагає розрахунку значень втрат потужності від протікання транзитної потужності.

3.3.2 Аналіз задач, пов'язаних з транзитними перетоками і взаємовпливом паралельно працюючих електричних мереж

Проілюструвати вплив і наслідки транзитних перетоків доцільно на характерному прикладі. За таке взято фрагмент ОЕС України з паралельно працюючими замкнутими мережами 750, 330 і 110 кВ (див. рис. 3.16). Мережі 750 і 330 кВ зв'язані двома автотрансформаторами (АТ) з поздовжньо-поперечним регулюванням коефіцієнтів трансформації, а мережі 330 і 110 кВ зв'язані декількома АТ з поздовжнім регулюванням.

Дана ЕЕС є транзитною системою В. Через неї з системи D в систему А або навпаки може здійснюватися транзит потужності. Проаналізуємо випадок, коли з системи D в систему А передається, наприклад, 1000 Мвт. Ця потужність з боку системи D в систему В передається лінією 750 кВ, розподіляється в ній по мережах 750-330-110 кВ і відбирається з неї в систему А, також на напрузі 750 кВ.

Результати розрахунків зведені в табл. 3.3. У першому рядку приведені значення втрат ΔP в мережах 110 і 330 кВ в режимі, що передував транзиту. У другому рядку таблиці приведені значення втрат

потужності ΔP_T в режимі, коли на існуючий поточкорозподіл накладаються транзитні перетоки. У третьому рядку таблиці показано зростання втрат δP в мережах 110 і 330 кВ в результаті взаємовпливу мереж і перерозподілу транзитної потужності. Порівняно з базовим режимом втрати в мережі 330 кВ залежно від поточних значень коефіцієнтів трансформації АТ 750 кВ можуть збільшитися на 20–25% (у нашому прикладі це 19,24 %). Якщо не відкорегувати значення коефіцієнтів трансформації АТ 330 кВ, то ще істотніше ростуть відносні втрати в мережі 110 кВ (у даному випадку на 46,21 %).

Таблиця 3.3 – Втрати потужності в системі-транзитері

Таблиця 1

№ п/п		Сеть		Система В
		110 кВ	330 кВ	
1	ΔP , МВт	2,64	22,08	32,65
2	ΔP_T , МВт	3,86	26,33	50,11
3	ΔP , %	46,21	19,24	53,48
4	$\Delta P_{\text{то}}$, МВт	2,75	24,00	46,64
5	δP_o , %	4,17	8,70	6,92

Таблиця 3.4 – Перетоки потужності в АТ зв'язку

Таблиця 2

№ п/п		АТ1	АТ2
1	S	204,4+j179,1	26,8-j23,0
2	S_T	326,6+j71,8	98,5+j124,9
3	$S_{\text{то}}$	300,1-j208,2	69,2-j55,9
4	$S_{\text{то}}-S$	95,8-j387,4	42,4-j32,9

Зменшити втрати в системі можливо перерозподіливши потоки потужності в мережах зміною коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів. На рис. 3.17 приведена залежність втрат потужності від коефіцієнтів трансформації АТ1 і АТ2, коли критерієм оптимальності є сумарні втрати в системі-транзитері (задача 3). Для порівняння побудовані залежності втрат від поздовжньої (рис. 3.17а) і поперечної (рис. 3.17б) складових коефіцієнта трансформації. З них видно, що шляхом поздовжньо-поперечного регулювання сумарні втрати можна зменшити до

45,20 МВт. Проте, оскільки це зменшення досягається з порушенням обмежень по напрузі, то реальним є оптимальний режим з втратами 46,64 МВт. Відмітимо, що, як і повинно бути, ефективність поперечного регулювання значно вища, ніж поздовжнього.

Результати оптимізації режиму ЕЕС приведені в табл. 3.3 (четвертий і п'ятий рядки). Зміною коефіцієнтів трансформації досягається зменшення сумарних втрат по системі на 3,47 МВт або майже на 7%, втрат в мережі 110 кВ до 2,75 МВт, що на 4,17% більше ніж в базовому режимі, і в мережі 330 кВ до 24 МВт, що на 8,7% більше ніж в базовому режимі. Тобто, не дивлячись на оптимізаційні заходи, в мережах НН як наслідок взаємовпливу мереж і транзитних перетоків мають місце додаткові втрати.

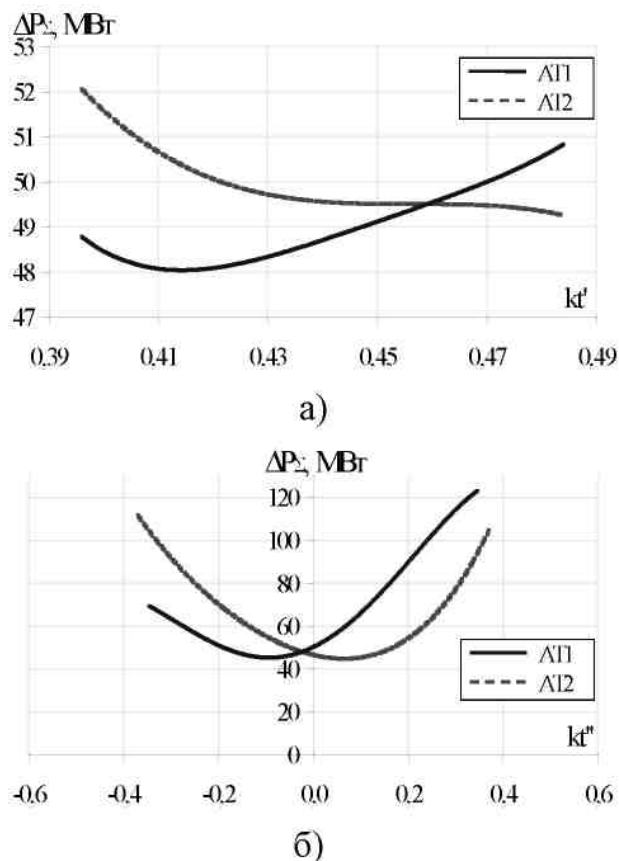


Рисунок 3.17 – Залежності сумарних втрат потужності в від коефіцієнтів трансформації

Зменшення сумарних втрат в системі від транзитних перетоків досягається за рахунок зменшення втрат в мережах нижчої напруги. При цьому змінюються потоки потужності через трансформатори зв'язку. У табл. 3.4 приведені значення потоків потужності через АТ в початковому режимі S , з накладанням транзиту S_T , а в оптимальному режимі S_{To} . Очевидно, що з метою зменшення впливу транзиту на мережі НН необхідно мінімізувати різницю $S_{To} - S$.

Оскільки негативний вплив транзитних перетоків на мережі НН визначається неоднорідністю електричних мереж, яка, у свою чергу, визначається їх конструкцією і топологією та закладається під час проектування, то розглянутий випадок реальної ЕЕС є типовим і для інших систем.

З погляду пропускної спроможності мережі НН, які можуть бути не завантажені, представляється можливим використовувати їх для передачі транзитної потужності. При цьому лише необхідно брати до уваги наявність додаткових втрат від транзитних перетоків, які необхідно визначати і оцінювати для формування висновків щодо доцільності транзиту потужності і керування значенням останньої. Для цього необхідна методика оперативного визначення транзитних втрат.

3.3.3 Визначення втрат потужності від транзитних перетоків

На даний момент в інженерній практиці різних країн використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунки втрат, як з однозначно заданою інформацією, так і з ймовірно-статистичним оцінюванням втрат (регресійний аналіз). Проте, однозначної методики розподілу втрат між учасниками енергообміну на даний час не існує.

У технічній літературі представлено три групи методів розподілу втрат потужності:

1) Пропорційні методи (Pro Rata Procedures), які базуються на припущенні про рівні внески у втрати мереж генерації і споживачів. Дані методи, як правило, не враховують особливості поструморозподілу і структуру електричної мережі;

2) Так звані, граничні методи (Marginal procedures), які базуються на коефіцієнтах приросту втрат (Incremental transmission loss (ITL) coefficients) потужності залежно від зміни навантаження у вузлах;

3) Пайові методи (Proportional Sharing Procedures), які базуються на визначенні поточкорозподілу і лінеаризованому розподілі втрат від кожного учасника енергообміну.

По суті, завдання визначення втрат потужності від транзитних перетоків є завданням визначення відповідних втрат, які називають транзитними втратами. Перераховані методи дозволяють зробити це з певними похибками. Оскільки компенсація транзитних втрат зв'язана з фінансовими розрахунками між учасниками обміну електроенергією, то виникає необхідність в розробленні більш точних методів.

У [10, 11] запропоновано метод визначення втрат від транзитних перетоків потужності, який на відміну від відомих оснований на використанні законів електротехніки. Показано, що втрати в вітках схеми системи залежно від потужності у вузлах системи визначаються:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\dot{a}} = \dot{\mathbf{T}} \dot{\mathbf{S}}, \quad (3.29)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\dot{a}}$ – вектор сумарних втрат у вітках схеми; $\dot{\mathbf{S}}$ – вектор потужностей у вузлах; $\dot{\mathbf{T}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності по вітках схеми залежно від потужностей вузлів схеми, кожен i -й рядок якої складається з:

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \dot{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\dot{a}}^{-1} \quad (3.30)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи i базисний; $\dot{\mathbf{U}}_{\dot{a}}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включаючи i

базисний; \mathbf{M}_{Σ_i} – i -й вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах включаючи i базисний; $\dot{\mathbf{C}}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів в вузлах по вітках схеми.

Відмітимо, що вектор-рядок $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, що показують, яку частку в сумарних втратах в i -й вітці складає протікання потужності по ній до кожного вузла. Коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які при певних допущеннях можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах, які визначаються навантаженням і генерацією у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{T}}$ через поточні значення вузлової напруги, по суті, означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

Згідно (3.29) втрати потужності в i -й вітці від перетоків по ній потужності j -го вузла визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = t_{ij} \dot{S}_j,$$

де t_{ij} – елемент матриці коефіцієнтів розподілу втрат в вітках \mathbf{T} , який знаходиться на перетині i -го рядка та j -го стовпця.

Втрати в i -й вітці від перетоків по ній потужностей групи вузлів, що належать, наприклад, передавальній системі, визначаються:

$$\Delta \dot{S}_i = \sum_{j \in \Pi} t_{ij} \dot{S}_j, \quad (3.31)$$

де Π – множина вузлів, від протікання потужності яких визначаються втрати в i -й вітці.

Таким чином, розрахунок транзитних втрат може виконуватися методом прямих розрахунків, що передбачає аналіз електричних режимів ЕЕС–транзитера. Аналіз виконується на основі розрахункової схеми електричних мереж і даних про режимні параметри вузлів генерації і

споживання. Даний метод є найбільш точним. Він передбачає проведення розрахунків електричних режимів, рівних за кількістю суб'єктів енергоринку і виконуваних за запитом або автоматично. Остання умова на даний час є цілком досяжною, зважаючи на сучасний стан оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) ЕЕС і апаратне забезпечення АСДК.

Використання даного методу передбачає застосування методу накладання під час розрахунку втрат потужності для кожної ЕЕС. Перехід до лінеаризованої моделі нормального режиму ЕЕС дозволяє уникнути похибок, що виникають в методах, в яких використовується допущення про відсутність втрат напруги в лініях електропередачі. Проте досягається це ускладненням розрахунків, а саме, необхідністю перерахунку матриці коефіцієнтів розподілу втрат в вітках T при зміні режиму ЕЕС, оскільки значення її елементів залежать від напруги у вузлах. При потужностях сучасних ЕОМ це не створює особливих труднощів.

Отже, у паралельно працюючих електричних мережах взаємовплив їх режимів є істотним і може супроводжуватися значними додатковими втратами потужності. Особливо це виявляється при транзитних потоках потужності. Втрати потужності від транзитних потоків можуть перевищувати оптимальні значення на 20-25%. Компенсувати негативний вплив транзитних перетоків на мережі нижчої напруги можна відповідною зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку. Розроблений метод, алгоритм і програма визначення втрат потужностей від транзиту електроенергії оснований на методі накладання. Методика базується на відомих методах розрахунку ustalених режимів ЕЕС. Запропонований метод може бути використаний для забезпечення взаєморозрахунків між власниками електричних мереж за транзит електроенергії і взаємні перетоки потужності між різними ЕЕС. На базі даної методики може даватися адресна оцінка того, якою мірою постачання

конкретного споживача здійснюється за рахунок перетоків від суміжних електричних мереж та власних джерел електроенергії.

3.4 Основні фактори ефективності керування потоками потужності і напругою в ЕЕС, їх врахування і використання

Для підвищення техніко-економічної ефективності від оптимізаційних заходів прийнятий при оперативному керуванні нормальними режимами ЕЕС критерій оптимальності – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС – потребує корекції. Напрямок удосконалення процесу оптимізації – врахування факторів, які реально визначають його ефективність на всіх етапах, включаючи практичну реалізацію. Раніше в п. 3.2.1 була сформульована задача у вигляді:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q \varnothing_{\alpha}, \quad (3.32)$$

де ΔP – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитку споживачів, зумовленого відхиленнями напруги від оптимального значення; $P(\omega)$ – потужність, яка еквівалентна збитку внаслідок недовідпуску електроенергії, викликаного відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН; \varnothing_{α} – штрафна функція, яка вводиться для обліку ресурсу трансформаторів, в тому числі перемикачів пристроїв РПН; q - кількість регульованих трансформаторів.

Математичне моделювання цих чинників необхідно проводити з метою врахування їх у розрахунках оптимальних режимів під час оперативного керування, тобто по суті формування складових цільової функції (3.32), і під час автоматичного керування шляхом відповідної корекції закону оптимального керування.

У першому випадку необхідно розробити математичні моделі, які аналітично пов'язують еквівалентні втрати потужності і показники якості

електроенергії та надійності регулюючих пристроїв, а також ресурс і регулюючий ефект останніх. Для цього необхідно дослідити фізичні процеси, які визначають працездатність регулюючих пристроїв, та встановити зв'язок їх з параметрами, які оптимізуються. Основна складність тут полягає в тому, що відомими є показники надійності групи регулюючих пристроїв класифікованими за класами напруги, потужності і т.д. Проте необхідна оцінка технічного стану і надійності кожного пристрою окремо. Для врахування збитку через невідповідність поточних і оптимальних показників якості електроенергії необхідно розробити методику переходу від питомих збитків приймачів електроенергії до еквівалентним втрат у вузлах електричних мереж.

У другому випадку, коли розробляються і корегуються закони оптимального керування, потрібно розробити методику впливу на інтенсивність функціонування регулюючих пристроїв, від якої залежить їх надійність і ресурс, а також якість електроенергії. В основі цієї методики лежить аналіз чутливості системи автоматичного керування з наступним визначенням уставок і зон нечутливості окремих локальних підсистем.

Даний матеріал присвячений моделюванню факторів, від яких залежить ступінь відповідності існуючих поточних і розрахованих оптимальних режимів ЕЕС при оперативному керуванні або відповідності керуючих впливів реальним умовам в ЕЕС при автоматичному керуванні. Розробляється математична модель надійності регулюючих пристроїв для врахування її при оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС. Для приведення у відповідність розмірностей критерію оптимальності і складовою надійності в цільовій функції визначається потужність, еквівалентна збитку через відмови регулюючих пристроїв. Базуючись на моделюванні навантажувальної здатності трансформаторів, створюється математична модель спрацювання їх ресурсу в функції від інтенсивності участі в оптимальному керуванні. Розробляється математична модель

збитку, який викликається відхиленнями параметрів від їх оптимальних значень. Створюються алгоритми аналізу чутливості оптимальних рішень і їх прикладного використання для визначення регулюючого ефекту і ранжирування регулюючих пристроїв, а також для визначення області оптимальності режимів системи.

3.4.1 Моделювання надійності та ресурсу регулюючих пристроїв

3.4.1.1 Визначення потужності, еквівалентній збитку через відмови регулюючих пристроїв. У цільову функцію задачі оптимального керуванні режимом ЕЕС (3.32) введена складова, яка відображає вплив надійності регулюючих пристроїв трансформаторів (РПН) на ефективність процесу оптимізації. Складність її визначення полягає в тому, що її значення залежить не тільки від показників надійності регулюючих пристроїв, а й від складу навантаження і схемного рішення підстанції.

З достатньою мірою точності надійність регулюючих пристроїв може бути врахована сумарним значенням потужності в ЕЕС, яке відповідає можливому недовідпуску електроенергії в результаті відмови РПН трансформаторів:

$$P(\bar{\omega}) = \sum_{i=1}^s P_{i \bar{A}_i} q_{D \bar{I} i}, = \sum_{i=1}^s P_{i \bar{A}_i} [1 - \exp(-\bar{\omega}_{D \bar{I} i} \cdot t)], \quad (3.33)$$

де $P_{i \bar{A}_i}$ – потужність i -ї підстанції з регулюючими трансформаторами, яка відповідає можливому недовідпуску електроенергії при відмовах пристроїв РПН; $q_{D \bar{I} i}$ – ймовірність відмов регулюючих пристроїв; $\bar{\omega}_{D \bar{I} i}$ – інтенсивність відмов i -ї трансформатора через відмову пристроїв РПН; s – кількість трансформаторів, які беруть участь в процесі управління режимом.

Величина $P_{i \dot{A}_i}$ істотно залежить від схеми підстанцій, від кількості трансформаторів на підстанції і коефіцієнта їх завантаження, від схемного резервування і від наявності автоматичних пристроїв введення резерву. Інтенсивність відмов трансформаторів $\bar{\omega}_{Df i}$, і відповідна їй можливість відмов $q_{Df i}$, визначається типом трансформаторів і регулюючих пристроїв, місцем установки трансформаторів з РПН в схемі електричної мережі і залежить від числа перемикачів регулюючих пристроїв, виконаних у процесі керування режимами.

На рис. 3.18 проілюстрована ефективність і механізм дії врахування надійності регулюючих пристроїв на стадії формування критеріальних залежностей $\Delta P_* = f(k_*)$ і наведено приклад залежностей, отриманих для того ж трансформатора без врахування (крива 1') і з урахуванням надійності (крива 1). В останньому випадку до втрат потужності ΔP_* при всіх поточних значеннях коефіцієнта трансформації k_* додається величина $P(\bar{\omega})_*$. Тому що при позитивних значеннях $P(\bar{\omega})$ виконується умова

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_0} > \frac{\Delta P + \Delta P(\bar{\omega})}{\Delta P_0 + \Delta P(\bar{\omega})},$$

то залежність 1 проходить нижче залежності 1'. При заданому допустимому значенні відхилення втрат, з урахуванням початкового коефіцієнта трансформації, для введення в область оптимальних режимів у першому випадку потрібно більше перемикачів, ніж у другому (в розглянутому прикладі три перемикачів відгалужень проти одного). Тут врахування надійності дозволяє не тільки зменшити число перемикачів регулюючих пристроїв для забезпечення оптимального режиму, а й змінити зону нечутливості коефіцієнтів трансформації $\partial k'$ на ∂k . В результаті зменшується інтенсивність перемикачів РПН даним трансформатором. Остання обставина призводить до зниження

вірогідності відмов трансформаторів з РПН і очікуваному збитку від недовідпуску електроенергії.

Для об'єктивного врахування реальних можливостей трансформаторів з РПН, які беруть участь в оптимальному керуванні потоками потужності, потрібно знати $\bar{\omega}_{Df i}$, кожного трансформатора окремо. В залежності від інформаційного забезпечення, стану системи діагностики обладнання і системи спостереження за процесом функціонування ЕЕС можливі два підходи.

У першому випадку показники надійності отримують шляхом аналізу статистичних закономірностей появи раптових відмов багатьох однотипних пристроїв. При цьому відмови розглядаються як деякі абстрактні події і з показниками надійності не зв'язуються фізичні характеристики конкретних пристроїв і фактори, що впливають на них. В результаті для всіх трансформаторів певного класу напруги задається однакова інтенсивність відмов. Для визначення $\bar{\omega}_{Df i}$, окремих трансформаторів використовується метод експертних оцінок. Уточнення значень $\bar{\omega}_{Df i}$, може здійснюватися з урахуванням статистичних даних для окремих трансформаторів в реальних ЕЕС. Отримані при цьому відносні оцінки показників надійності трансформаторів дають можливість врахувати збитки на досить великому інтервалі часу, протягом якого $\bar{\omega}_{Df i}$, приймаються незмінними. За існуючими методиками показники надійності приводяться до року і такий підхід дозволяє будувати тільки довгострокові програми використання трансформаторів з РПН.

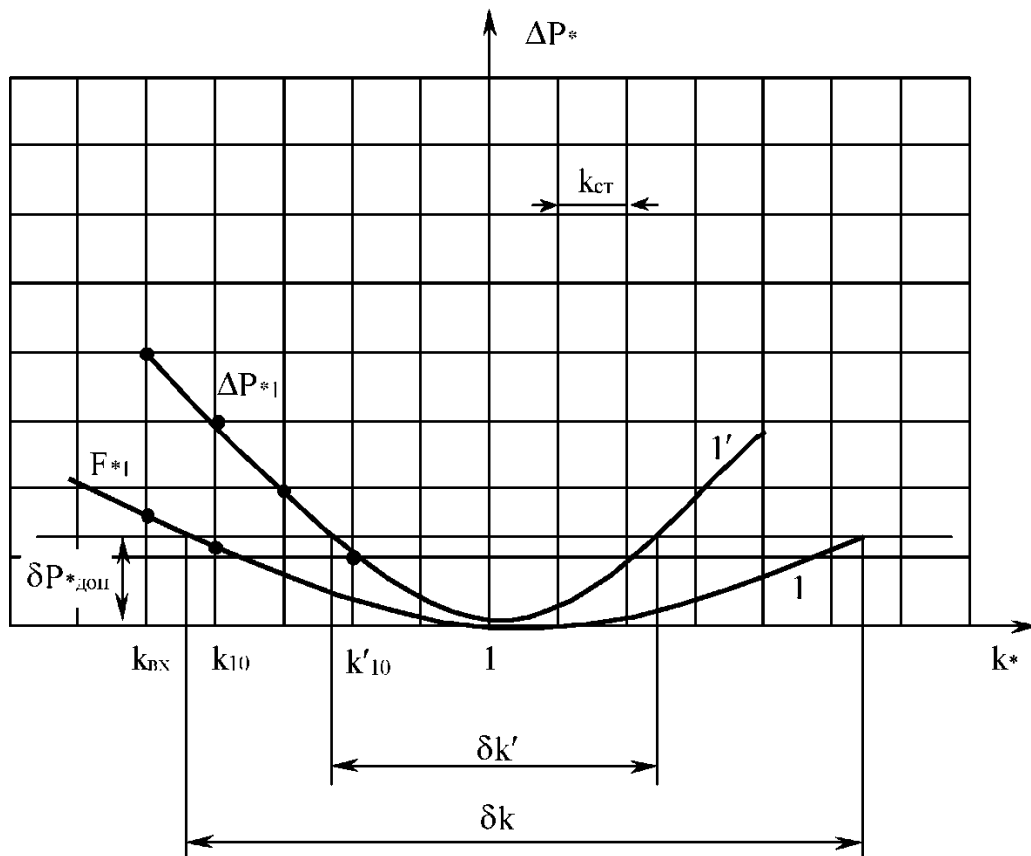


Рисунок 3.18 Вплив врахування надійності трансформаторів на характер критеріальних залежностей

Другий підхід щодо врахування надійності при оптимальному керуванні режимом ЕЕС допускає наявність системи діагностики технічного стану регулюючих пристроїв. Показники надійності в цьому випадку визначаються в залежності від фізичних властивостей і характеристик конструктивних матеріалів, від фізико-хімічних процесів зміни цих властивостей і режимних параметрів в часі, а також від керуючих впливів.

Найбільш загальною причиною відмов регулюючих пристроїв є зміни параметрів і характеристик елементів, зумовлені фізико-хімічними процесами, що відбуваються в них. До останнього можна віднести структурні зміни у використовуваних сплавах металів, переміщення та накопичення точкових дефектів і дислокацій в конструктивних елементах,

дифузійні процеси в об'ємі і на поверхні твердих тіл, розриви хімічних зв'язків ланцюгів макромолекул полімерних матеріалів і т.п. Закономірності, які характеризують ці процеси, є основою для розроблення моделей відмов і процесів їх виникнення. До числа таких моделей належать моделі: деформації і механічного руйнування різних матеріалів; порушення електричної стійкості діелектриків; теплового руйнування елементів; електрична ерозія; зварювання контактних поверхонь та ін. Конкретні механізми зниження надійності окремих вузлів визначаються загальними фізичними та фізико-хімічними процесами змін структури, властивостей і параметрів елементів, а також видом, принципом дії і конструктивним виконанням останніх. В процесі експлуатації в матеріалах, з яких виготовлені деталі перемикає пристрої, накопичуються незворотні зміни, що знижують стійкість, порушують координацію і взаємодію окремих вузлів. В результаті значення критичних параметрів, що характеризують запас стійкості, зменшується. При досягненні діючими навантаженнями (електричними, механічними, тепловими) критичних значень, гранично допустимих для даного матеріалу, настає повна відмова елементів, які входять до складу регулюючого пристрою.

3.4.1.2 Моделювання навантажувальної здатності і ресурсу трансформаторів. В процесі керування режимами ЕЕС по напрузі і реактивній потужності визначені закони керування реалізуються за допомогою РПН трансформаторів і автотрансформаторів (АТ) зв'язку з використанням автоматичних пристроїв, які в цілому представляють систему автоматичної регулювання напруги (АРН).

Розмір штрафу, що входить в математичну модель (3.18), визначається з урахуванням використаного ресурсу кожного трансформатора і АТ в системі АРН. З [5] відомо, що зниження втрат електроенергії в рік від

встановлення і використання одного пристрою АРН на трансформаторах і автотрансформаторах АТ зв'язку з РПН в середньому становить величину ΔE . При наявності в ЕЕС АТ зв'язку для кожного з них відома величина витраченого ресурсу. Значення коефіцієнта, який враховує витрачений ресурс кожного АТ зв'язку, визначається з виразу

$$k_{Hj} = \frac{H_j}{H_\Sigma} = \frac{H_j}{\sum_{i=1}^s H_\Sigma}, \quad j=1, s, \quad (3.34)$$

де H_j – відоме (поточне) значення витраченого ресурсу АТ; H_Σ – початкове значення ресурсу АТ.

Зменшення втрат від встановлення і використання одного пристрою АРН з урахуванням технічного стану АТ зв'язку становить

$$\emptyset_j = k_{Hj} \Delta E / T, \quad (3.35)$$

де T – розрахунковий період часу.

Розглянемо тепер методику визначення значення витраченого ресурсу (ВР) трансформаторів.

Теорія навантажувальної здатності силових трансформаторів передбачає основним критерієм зносу ізоляції зниження її механічної стійкості на злам, яка залежить від температури найбільш нагрітої точки (ННТ) обмотки. В умовах експлуатації, коли навантаження змінюються в великому діапазоні і максимальна потужність може не перевищувати номінальну, термін служби трансформатора продовжується більше, ніж у 1,5 рази в порівнянні з нормованим. В цих умовах трансформатор і АТ можуть працювати більше 30-50 років, що не раціонально з точки зору їх морального зносу. Тому для більш ефективного використання АТ зв'язку в процесі керування бажано їх систематично перевантажувати, що вимагає, в свою чергу, точного і зручного методу визначення ВР ізоляції, в якому використовується доступна вихідна інформація.

Спосіб визначення ВР ізоляції базується на використанні даних про температуру ізоляції в стаціонарному та нестаціонарному режимах, про

напрацьованому пристроєм часу, про тривалість простоїв, кількості коротких замикань (КЗ) та включень.

3.4.2 Моделювання збитку, що виникає в результаті відхилення напруги

Методика визначення функції збитку від відхилення напруги (ВН) в задачах оперативного керування режимами ЕЕС запропонована в [5]. Функція потужності, яка еквівалентна збитку через відхилення напруги $P(\delta U)$ в (3.32) оптимального керування нормальними режимами ЕЕС визначається наступним чином. В якості вихідних даних приймаються економічні характеристики, які існують для різних споживачів. У більшості випадків вони апроксимуються залежністю виду

$$y_i = \sum_{g=0}^1 a_g \cdot V^g, \quad (3.36)$$

де y_i – питомий збиток споживача електроенергії через відхилення напруги; a_g - коефіцієнти, які залежать від типів електроспоживачів; V – відносне відхилення напруги у споживачів.

Еквівалентний збиток групи споживачів, які живляться від j -го вузла ЕЕС, визначається з урахуванням частки кожного i -го споживача у сумарній навантаженні цього вузла:

$$y_j = \sum_{i=1}^{n_x} P_i \cdot \Delta t \cdot y_i = P_j t \sum_{i=1}^{n_x} d_{ij} y_i, \quad (3.37)$$

де P_j – навантаження j -го вузла; Δt – тривалість режиму; $d_{ij} = P_i/P_j$ – зважуючий коефіцієнт, який враховує частку i -го споживача в навантаженні j -го вузла; n_x – кількість споживачів в j -му вузлі, які відрізняються економічними характеристиками (3.36).

Сумарний збиток в ЕЕС, обумовлений відхиленнями напруги, дорівнюватиме:

$$Y(\delta U) = \sum_{j=1}^{m_y} y_j = \Delta t \sum_{j=1}^{m_y} P_j \sum_{i=1}^{n_x} d_{ij} y_i, \quad (3.38)$$

де m_y – кількість вузлів ЕЕС, збиток в яких враховується при оптимізації режиму.

Потужність, еквівалентна цьому збитку, визначається таким чином:

$$P(\delta U) = \frac{Y(\delta U)}{\Delta t \cdot b} = \frac{1}{b} \sum_{j=1}^{m_y} P_j \sum_{i=1}^{n_x} d_{ij} y_i, \quad (3.39)$$

або з урахуванням (3.36)

$$P(\delta U) = \frac{1}{b} \sum_{j=1}^{m_y} P_j \sum_{i=1}^{n_x} d_{ij} \sum_{g=0}^1 a_g V_i^g, \quad (3.40)$$

де b – вартість 1 кВт·год втрат електричної енергії.

Таким чином, маючи дані щодо економічних характеристик електроприймачів та їх участь (частки) у сумарному навантаженні вузла, можна визначити потужність, еквівалентну збитку через відхилення напруги, для того, щоб представити її в математичній моделі оптимізації режимів ЕЕС. На рис. 3.19 наведені приклади залежності цільової функції F і її складових ΔP і $P(\delta U)$ від коефіцієнтів трансформації трансформатора.

Можливі *три випадки*. У першому (рис. 3.19,а) характер залежності $P(\delta U) = f(k)$ (крива 1) такою, що введення її в F не змінює оптимальне значення k_0 , розраховане в результаті мінімізації тільки ΔP .

У другому випадку введення $P(\delta U) = f(k)$ (крива 2) в F змінює розрахований оптимальний коефіцієнт трансформації з k_0 на k'_0 . При цьому спостерігається збільшення втрат в ЕЕС на $\Delta(\Delta P)$ та зменшення збитку, який викликається відхиленнями напруги на величину, пропорційну $\Delta P(\delta U)$. Загалом сумарний техніко-економічний ефект від врахування збитку $P(\delta U)$ в задачі оптимізації позитивний, але досягається він при інших оптимальних параметрах режиму.

У третьому випадку (рис. 3.19,б) введення $P(\delta U) = f(k)$ у функцію F не змінює розрахований оптимальний коефіцієнт трансформації трансформатора, але спостерігається різке збільшення втрат при відхиленні від оптимального значення. Оптимальне рішення стає більш чутливим. Компенсація цих втрат досягається шляхом зменшення зони нечутливості по напрузі відповідних автоматичних регуляторів.

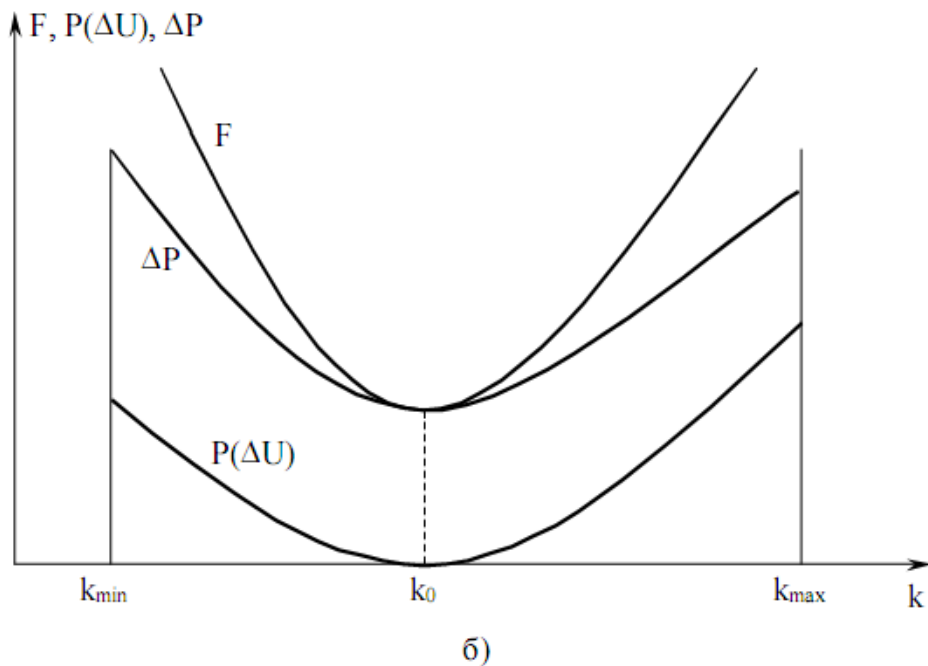
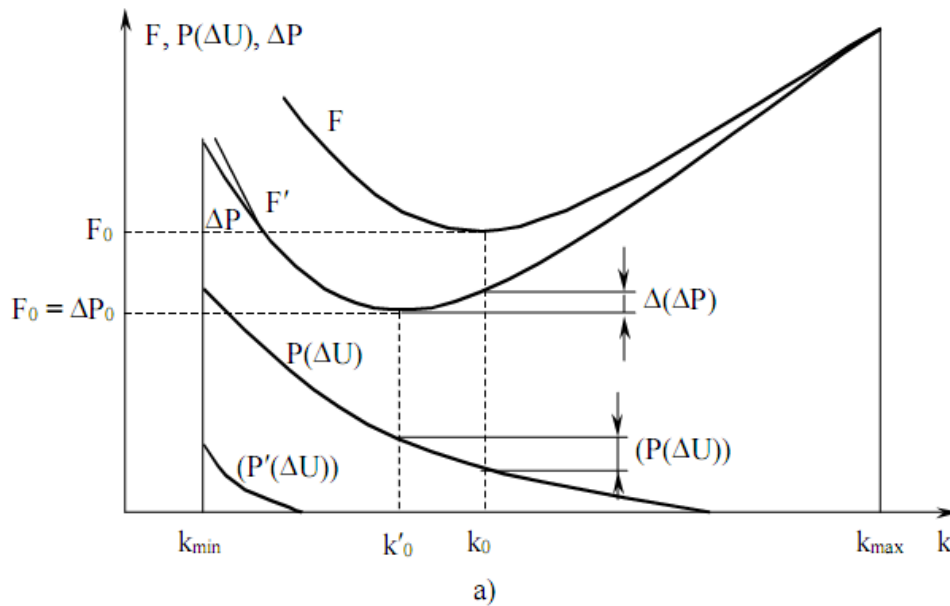


Рисунок 3.19 – Вплив врахування збитку, викликаного відхиленнями напруги, на оптимальні рішення

Приклади, показані на рис. 3.19, ілюструють можливі ситуації, які виникають, коли використовується викладений метод врахування збитку, викликаного відхиленнями напруги. У кожному конкретному випадку ступінь впливу $P(\delta U)$ визначається існуючим складом користувачів електроенергії та їх економічними характеристиками.

Включення в математичну модель оптимального управління складової шкоди $P(\delta U)$ може значно вплинути на чутливість критерію управління. На рис. 3.20 наведено приклад залежностей, побудованих для двох трансформаторів, які встановлені на різних підстанціях ЕЕС. Пунктирними лініями 1' і 2' показані залежності $\Delta P_* = f(k_*)$ при зміні коефіцієнтів трансформації першого і другого трансформаторів. Суцільними лініями 1 і 2 наведені залежності, коли до втрат потужності в ЕЕС додається потужність, еквівалентна збитку, який викликається відхиленнями напруги.

З цього прикладу видно, що може змінитися навіть порядок використання трансформаторів, ранжованих за значеннями регулюючого ефекту. Те ж характерно і для АТ зв'язку. На рис. 3.20 показано, як здійснюється введення режиму в область оптимальності δ після зміни навантаження споживачів. Якщо мінімізується ΔP , то для цього потрібно перехід першим трансформатором від вихідного значення коефіцієнта трансформації $k_{*1i\ddot{r}}$ до k'_{*10} , а другим $k_{*2i\ddot{r}}$ до k'_{*20} (криві 1' і 2'). Якщо ж мінімізуються F і узагальнені залежності мають вид, показаний на рис. 3.20 (криві 1 і 2), то для реалізації оптимального режиму потрібно відповідно перехід від $k_{*1i\ddot{r}}$ до k_{*10} і від $k_{*2i\ddot{r}}$ до k'_{*20} , тобто оптимальні значення коефіцієнтів трансформації в порівнянні з попереднім варіантом для одного з трансформаторів змінилися, а для іншого залишилися тими ж.

В цілому, в останньому випадку для введення режиму в область оптимуму потрібно буде більше перемикаць відпайок РПН. Якщо пристрої РПН використовуються в автоматичному режимі, то збільшення інтенсивності їх роботи досягається зменшенням зони нечутливості відповідних автоматичних регуляторів. В прикладі, що аналізується, для першого трансформатора вона змінюється з δk_1^1 до δk_1 .

Розглянутий підхід дозволяє відмовитися від жорсткої фіксації напруг у вузлах приєднання розподільних і магістральних мереж ЕЕС. Він дає можливість досить повно врахувати вплив розподільних мереж в процесі оптимізації режиму магістральних мережі. Прийняті при цьому оптимальні рішення є більш обґрунтованими.

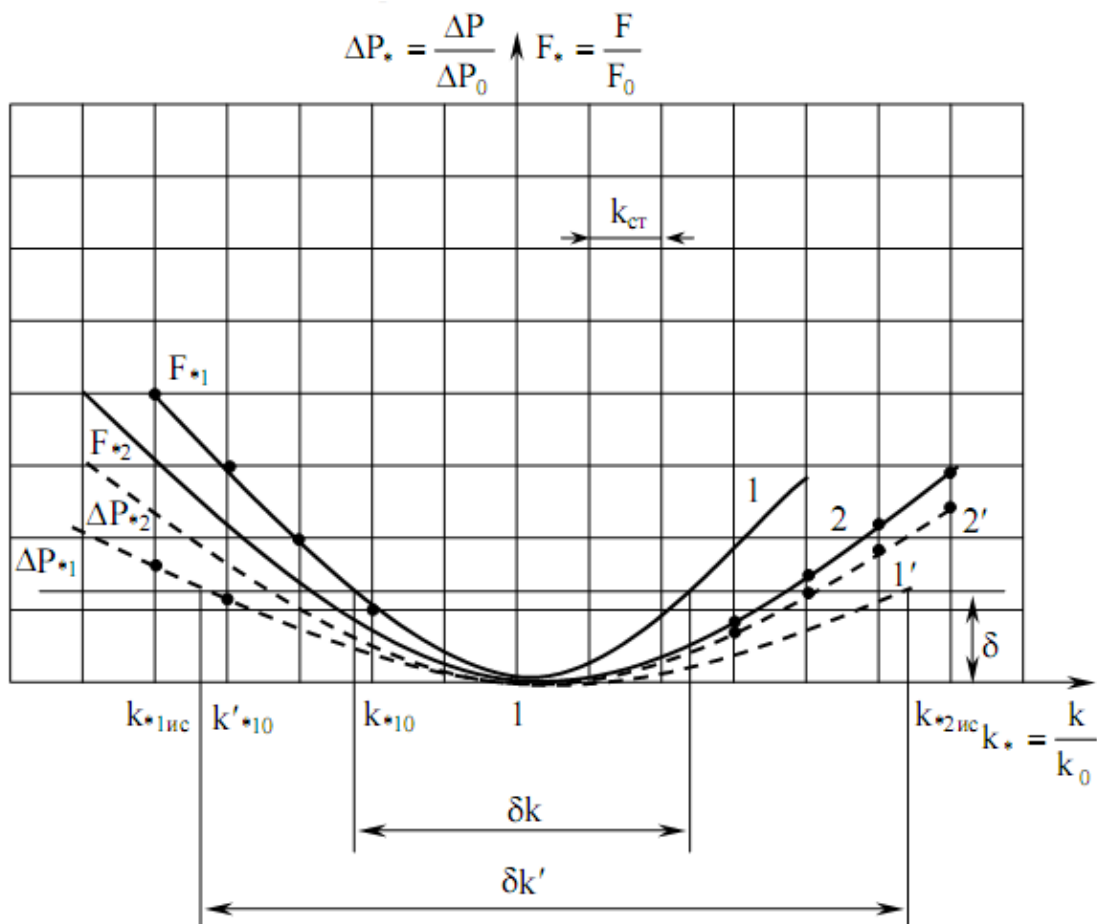


Рисунок 3.20 – Вплив врахування збитку, викликаного відхиленнями напруги, на характер критеріальних залежностей

Врахування збитку, який викликається відхиленнями напруги, під час оптимального керування нормальними режимами ЕЕС допомагає координувати роботу регулюючих пристроїв і уточнювати їх функції. В результаті вони використовуються більш раціонально і при цьому підвищується сумарний техніко-економічний ефект.

3.5 Smart Grid технології в електричних мережах

3.5.1 Поняття й основні положення концепції Smart Grid

Відповідно до трактування, сформульованою Європейською технологічною платформою, Smart Grids розуміються як «електричні мережі, що задовольняють вимогам по енергоефективному й економічному функціонуванню енергосистеми за рахунок скоординованого керування й за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулювальними пристроями та споживачами».

Міністерство енергетики США позиціонує Smart Grid як «повністю автоматизовану енергетичну систему, що забезпечує двосторонній потік електричної енергії й інформації між електричними станціями й електроспоживачами. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дозволяють різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи...».

NETL визначає Smart Grid як сукупність організаційних змін, нової моделі процесів, рішень в області інформаційних технологій, а також рішень в області автоматизованих систем керування технологічними процесами й диспетчерським керуванням в електроенергетиці.

Найбільше повно загальну функціонально-технологічну ідеологію цієї концепції, очевидно, відбиває сформульоване IEEE визначення Smart Grid як концепції повністю інтегрованої, саморегулюючої електроенергетичної системи, що самовідновлюється, що має мережну топологію й включає в себе всі джерела, що генерують, магістральні й розподільні мережі й всі види споживачів електричної енергії, керовані єдиною мережею інформаційно-керуючих пристроїв і систем у режимі реального часу.

Тобто, основне завдання впровадження Smart Grid технологій в електричні мережі енергосистем це підвищення енергоефективності процесів виробництва, транспортування, розподілу і споживання електроенергії. В результаті має підвищитися надійність електропостачання, покращитися якість електроенергії, а також зменшитися втрати електроенергії під час її передавання та розподілу.

3.5.2 Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики

Останні десятиліття характеризуються бурхливим розвитком техніки, економіки й суспільства, у яких відбуваються кардинальні зміни (високі технології, ріст чисельності населення планети, глобальна зміна клімату й т.п.), що впливають у тому числі на енергетичний бізнес, пред'являючи до нього все нові й нові вимоги.

До числа найбільш істотних змін у розвитку суспільства й економіки, що впливають у тому числі на енергетичну галузь, відносяться наступні (рис. 3.21).

1. Дефіцит джерел електричної енергії. У минулому столітті ріст електроспоживання був обумовлений бурхливим ростом промисловості й економіки, тому попит споживачів нескладно було спрогнозувати, а отже, забезпечити оптимальне планування розвитку енергетичних об'єктів. За останні 10-20 років ситуація змінилася: з'явилася безліч нових та

поліпшених технологій, пристосувань, приладів і інструментів, які живляться винятково за рахунок електричної енергії, широке використання яких споживачами різко підвищує обсяги споживаної електричної енергії й створює перевантаження на тих ділянках мережі, на яких ще 15 років тому це було неможливо.

Середній розмір енергоспоживання в побутовому секторі з 1970 р. (до теперішнього часу) збільшився приблизно вдвічі. Що стосується використання різних електропобутових приладів, то більше 15% сьогоденного споживання йде на устаткування, що не застосовувалося до 1990 року. У найближчі роки одним з істотних джерел росту споживання електричної енергії буде перехід на електромобілі, про що заявили уряди багатьох країн, схваливши відповідні проекти розвитку електротранспорту в великих містах, які страждають від забруднення повітря.



Рисунок 3.21 – Основні причини необхідності змін у розвитку електроенергетики

2. Постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів. Не так давно питання якості електропостачання було проблемою тільки для окремих категорій великих промислових споживачів. Сьогодні проблема якісного електропостачання зачіпає вже всіх споживачів: населення й комунальні споживачі виражають занепокоєння, обумовлене аварійними відключеннями, що наочно демонструють недостатньо високу якість електропостачання. На думку більшості експертів, у найближчі 20 років якість електропостачання стане найбільшою проблемою в галузі.

Більша частина країн Європи й Америки потребує не тільки надійних джерел постачання палива, але й зниження втрат у магістральних лініях електропередачі та системних обмежень, а також безперервної модернізації мережі для більш ефективного забезпечення енергією споживачів. Крім того, старіння інфраструктури електростанцій і електропередачі усе більше загрожує безпеці, надійності і якості електропостачання.

3. Постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі: незважаючи на політику стримування тарифів на електричну енергію, вони продовжують зростання і в Україні, і за кордоном.

4. Старіння й наростаючий дефіцит кваліфікованих кадрів в енергетичній галузі. У більшості розвинених країн спостерігається різкий відтік кваліфікованих кадрів, що викликаний наступними причинами:

- працівники галузі, які брали участь у створенні існуючих енергетичних систем, масово виходять на пенсію;

- система вищої освіти й перепідготовки кадрів у цей час не відповідає вимогам розвитку галузі й не дозволяє забезпечити належною мірою енергетичні компанії висококваліфікованими кадрами, здатними забезпечити інноваційний прорив в електроенергетиці;

5. Зростання вимог зацікавлених сторін — стейкхолдерів — до результатів діяльності енергетичних компаній. Зміна організаційних форм власності й формування ринкових умов обумовили виникнення для енергетичних компаній нової системи вимог стейкхолдерів (акціонерів, законодавців, регулювальних органів, споживачів, суспільних і екологічних організацій), суть яких полягає в підвищенні надійності електропостачання, зниженні операційних витрат, підвищенні доходів інвесторів, зниженні чисельності персоналу й ін.

6. Вимоги екологічної й промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів. Перераховані вище каталізатори (1-5) змін впливають як на сферу генерування електричної енергії, так і на діяльність електромережевих і збутових компаній, що виступають головними гравцями, які балансують попит та пропозицію. Результати такого впливу проявляються в зміні клімату й глобальному потеплінні, зростанні збитку для третіх осіб і навколишнього середовища, забрудненні й виснаженні природних ресурсів, підвищенні інвестиційних ризиків і т.д.

7. Зниження загальносистемних витрат. У своєму нинішньому стані більшість магістральних і розподільних мереж не в змозі забезпечити ефективне підключення великої кількості малих електростанцій (розподілена генерація), що працюють, у тому числі, на поновлюваних джерелах енергії. Вироблювана цими електростанціями енергія на сьогодні, як правило, не забезпечена належним чином диспетчерським керуванням, а потужність електроенергії, що віддається в мережу, залежить від природних умов або від бажання власника електростанції.

Незважаючи на те, що розподілені джерела можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі теплові та атомні електростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання

частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання. З ряду політичних і економічних причин у Європі, наприклад, очікується значне зростання потужностей за рахунок розподіленої генерації. При збереженні статус-кво в системі керування мережами уведення нових потужностей за рахунок розподіленого генерування буде потребувати зростання потужності як магістральних, так і розподільних мереж (рис. 3.22).

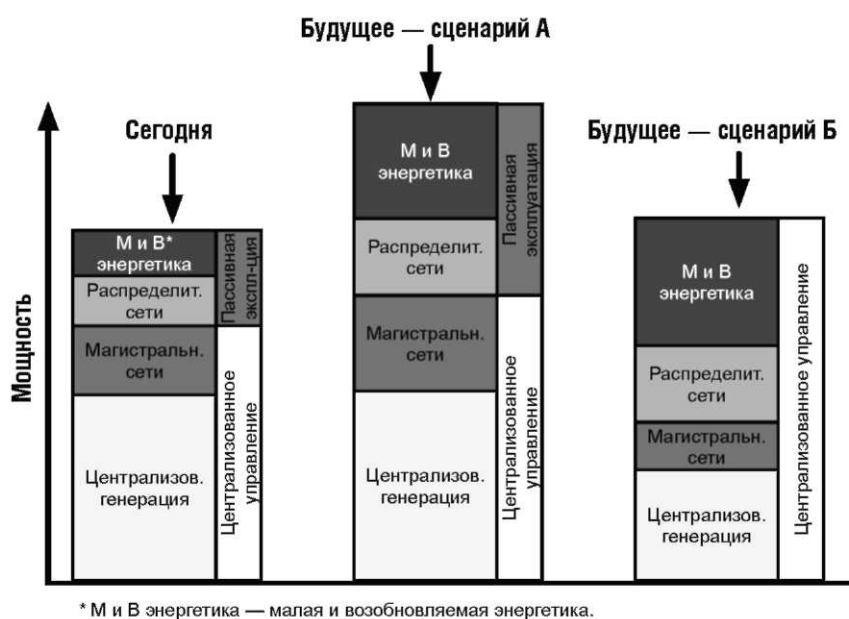


Рисунок 3.22 – Можливість зниження загальносистемних витрат за різних варіантів розвитку електроенергетики

У той же час повністю інтегроване розподілене генерування й активізована система керування споживанням кінцевих споживачів дозволять взяти на себе частину системних послуг, знижуючи роль централізованого генерування. Ця обставина допоможе також більш ефективно забезпечити передачу й розподіл електроенергії (див. рис. 3.22). Для цього необхідна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування – до концепції розподіленого керування.

Все вищесказане в жодному разі не відкидає переважну частку технічних і технологічних розробок, що існують у цей час і не означає зниження вимог до основного енергетичного й електротехнічного устаткування: більша частина активів (вимикачі, генератори, кабелі, проводи, трансформатори й ін.) залишаються на службі, деякі з них будуть замінені згодом, але в цілому основне устаткування, що забезпечувало електропостачання економіки більшості країн протягом ось вже 100 років, не зміниться загалом. Нові умови й каталізатори розвитку галузі формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують:

- рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад;
- постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями;
- інтеграцію розподілених джерел електроенергії (у тому числі поновлюваних) і засобів зберігання електроенергії;
- рекуперацію тепла.

Таким чином, основні фактори, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці під впливом складних умов, можна згрупувати в такий спосіб.

Фактори технологічного прогресу:

- поява й розвиток нових технологій, пристроїв і матеріалів (у тому числі в інших галузях), які можуть застосовуватися і застосовуються у сфері електроенергетичного виробництва, і в першу чергу наростаючі темпи й масштаби розвитку комп'ютерних і інформаційних технологій;
- інтенсивне зростання кількості малих джерел енергії (у першу чергу поновлюваних) у світі;
- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів.

Фактори підвищення вимог споживачів:

- підвищення вимог до набору (лінійки) і якості послуг;
- очікування зниження цінових параметрів послуг галузі;
- вимоги до інформаційної прозорості системи взаємин суб'єктів електроенергетичних ринків, у першу чергу зі споживачами.

Фактори зниження надійності:

- наростаючий рівень зношування устаткування;
- необхідність масових інвестицій у реновацію основних фондів;
- зниження загального рівня надійності електропостачання;
- високий рівень втрат при перетворенні, передачі й розподілі електроенергії.

Фактори зміни ринку:

- зміна внутрішніх умов функціонування електроенергетичних ринків;
- економічна нестабільність;
- реформування організації функціонування електроенергетики в більшості країн;
- розвиток ринку квот на екологічно небезпечні викиди.

Фактори підвищення вимог у сфері енергоефективності й екологічної безпеки:

- необхідність зниження впливу на навколишнє середовище;
- необхідність підвищення енергоефективності й енергозбереження.

Ідентифікація цих умов і факторів висунула на передній план проблему розвитку електроенергетики в рамках традиційних підходів і існуючих принципів і способів, включаючи технологічний базис.

Проведений за кордоном аналіз можливих шляхів показав, що розвиток електроенергетики в рамках колишньої екстенсивної концепції, заснованої переважно на уведенні нових потужностей і розвитку мережної інфраструктури з поліпшенням техніко-економічних показників окремих

видів устаткування й технологій, пов'язане з наявністю серйозних обмежень.

У якості найбільш значимих при цьому можна виділити:

- можливість подальшого нарощування обсягів, підвищення ефективності генерувальних компаній, у тому числі через вичерпність непоновлюваних енергоресурсів, появу істотних екологічних обмежень у довгостроковій перспективі;

- стримування розвитку мережної інфраструктури, у першу чергу в районах з високою щільністю населення, усе більше зростаючими техногенними й інфраструктурними ризиками розвитку;

- низький потенціал підвищення ефективності використання ресурсів (існуюча технологічна база електроенергетики практично вичерпала можливості значного підвищення продуктивності устаткування);

- обмеженість інвестиційних ресурсів для будівництва нових енергетичних об'єктів і розвитку мережної інфраструктури.

Результати досліджень за кордоном показали, що урахування всіх факторів і пов'язаних з ними ризиків розвитку електроенергетики в майбутньому вимагає перегляду традиційних підходів, принципів і механізмів її функціонування, вироблення нових, здатних забезпечити стійкий розвиток, проривне підвищення споживчих властивостей і ефективності використання енергії.

Це рішення вимагає розроблення нової концепції інноваційного розвитку електроенергетики, що, з одного боку, відповідає б сучасним поглядам, цілям і цінностям соціального й суспільного розвитку, а також перспективним потребам людей і суспільства в цілому, а з іншого боку - максимально враховувала основні тенденції й напрямки науково-технічного прогресу у всіх галузях, сферах життя й діяльності суспільства. Такою концепцією й стала Smart Grid.

Основними ідеологами розробки цієї концепції виступили США й країни ЄС, що прийняли її за основу своєї національної політики енергетичного й інноваційного розвитку. Надалі, як ми вже відзначали, концепція Smart Grid одержала визнання й розвиток практично у всіх великих індустріально розвинених і країнах, що розвиваються. Слід відмітити, що у вітчизняній електроенергетиці на протязі багатьох років розвивалися технології, які по-суті є елементами Smart Grid. Це в першу чергу стосується систем автоматизованого і автоматичного керування процесами в електроенергетичних системах. Наприклад, за рахунок активно-адаптивних систем оптимального керування на належному рівні підтримувалася надійність електропостачання та якість електроенергії.

3.5.3 Принципи розбудови і реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах

Можна сформулювати наступні *вихідні положення*, прийняті при розробленні й розвитку концепції Smart Grid.

1. Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики (енергосистеми) і зачіпає всі її основні елементи: генерування, передачу й розподіл (включаючи й комунальну сферу), збут і диспетчеризацію.

2. Електроенергетична система в майбутньому розглядається як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємин між всіма суб'єктами енергетичного ринку й інших зацікавлених сторін.

3. Розвиток і функціонування ЕЕС повинні бути спрямовані на задоволення погоджених всіма зацікавленими сторонами основних вимог – ключових цінностей, вироблених у результаті спільного бачення всіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів розвитку електроенергетики.

4. Довгострокове перетворення електроенергетики повинне бути спрямоване на розвиток існуючих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів, що забезпечують найбільшою мірою досягнення цих ключових цінностей.

5. Електрична мережа (всі її елементи) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми.

6. Розроблення концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування й тиражування – і стосується наукових, нормативно-правових, технологічних, технічних, організаційних, управлінських й інформаційних сфер.

7. Реалізація концепції носить інноваційний характер і відбиває перехід до нового технологічного укладу в електроенергетиці й в економіці в цілому.

Методологія розроблення концепції Smart Grid заснована на підходах, що розвиваються в сучасній теорії стратегічного керування, де базовим елементом є визначення стратегічного бачення розвитку, що представляє собою систему поглядів на прогнозований стан об'єкта в майбутньому, тобто на роль і місце електроенергетики в сучасному суспільстві й «суспільстві майбутнього». Таке бачення визначає цілі й вимоги до розвитку галузі, підходи, принципи й способи їх досягнення, необхідний технологічний базис.

Формування стратегічного бачення при цьому здійснюється виходячи з вимог і інтересів широкого кола зацікавлених сторін у розвитку економічних систем (компаній, галузей, держав і т.д.) і створює погоджену базу для вибору напрямків їх розвитку, визначення конкретних цілей і завдань із наступним розробленням стратегії їх досягнення й прийняття управлінських рішень.

Розвиток сучасних електричних мереж, вимагає постійно вдосконалювати технічні засоби, які використовуються для оптимального керування сучасними ЕЕС, що в свою чергу створює можливості для покращення функціонування ЕЕС і зумовлює розвиток методів і алгоритмів, які закладені в основу сучасних САК.

Сучасні умови експлуатації ЕЕС зумовлюють виникнення багатьох ускладнень які виникають при роботі САК:

- в процесі оцінювання поточного режиму іноді виникають аномальні виміри, які зумовлені відмовами в роботі телеметрії;

- існуючі методи і алгоритми, які закладені в роботу САК не враховують всіх впливових факторів на режим роботи ЕЕС, тому керуючі впливи є неточними;

- технічних стан регулюючих пристроїв не дозволяє реалізовувати всі керуючі впливи в повній мірі.

На сьогодні розглядати засоби покращання умов для оптимального керування режимами ЕЕС доцільно розглядати в рамках концепції Smart Grid. В ній передбачується розвиток наступних функціональних властивостей.

1. **Самовідновлення при зміні станів.** Енергосистема і її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, який забезпечує потрібні надійність і якість електропостачання шляхом ідентифікації, аналізу і переходу від керування по факту виникнення ситуації до превентивної її появи. Діагностування стану обладнання та оцінювання ймовірних ризиків його відмов базується на вимірах, що проводяться в режимі реального часу на обладнанні станцій, підстанцій і ліній електропередачі. В енергосистемі на базі концепції Smart Grid визначається загальний стан електричних мереж.

2. **Мотивація активної поведінки кінцевого споживача,** яка забезпечує можливість самостійної зміни ним обсягу і функціональних

властивостей електроенергії, що отримується. Участь споживачів може приймати різні форми в залежності від його можливостей і умов енергосистеми: вибір тарифного плану, регулювання пікового навантаження, використання власних джерел енергії, в тому числі нетрадиційних і відновлювальних. Разом це робить можливим зменшення експлуатаційних витрат, зменшення втрат електроенергії в електричних мережах і зменшення навантаження на навколишнє середовище.

3. *Забезпечення надійності та якості електроенергії* шляхом заміни системно орієнтованого підходу до забезпечення цих властивостей клієнтоорієнтованим і підтримки різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах. Моніторинг і контролюючі пристрої можуть створити мережу, яка самовідновлюється і може сприяти скороченню і попередженню перебоїв, а також продовженню строку служби підстанційного обладнання. Енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна мати можливість диференціювати послуги електропостачання з різними рівнями надійності і якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику швидку реакцію щодо зміни надійності і якості електропостачання.

4. *Різні типи електростанцій і систем акумулювання електроенергії – розподілене генерування.* Оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужності шляхом під'єднання їх до ЕЕС згідно стандартизованих процедур і перехід до створення «мікромереж» з боку кінцевих споживачів. Для споживачів повинні бути створені умови для розбудови власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

5. *Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача.* Відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування.

ЕЕС на базі концепції Smart Grid надасть більші можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в РЕМ ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії.

6. *Оптимізація управління активами.* Перехід до дистанційного моніторингу виробничих можливостей в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів електричних мереж, вдосконалення експлуатації, ремонтів і заміни обладнання по його стану. ЕЕС на базі концепції Smart Grid, використовуючи дані про технічний стан електрообладнання, оптимізує пропускну здатність мереж, зменшить системні втрати, оптимізує генеруючі і мережеві ресурси, відкорегує графіки навантаження.

В табл. 3.4 укрупнено подана порівняльна характеристика функціональних властивостей нинішньої енергосистеми і енергосистеми на базі концепції Smart Grid. Серед задач, які мають розв'язуватися для переходу до енергосистеми на базі концепції Smart Grid, знаходяться в тому числі задачі, розв'язок яких покликаний удосконалити систему керування потоками потужності. Для цього необхідно покращити технічний стан і розширити регульовальні можливості відповідного обладнання. В першу чергу це стосується трансформаторів і автотрансформаторів з РПН, для яких повинні бути створені сучасні системи оперативного діагностування, а також покращені умови їх експлуатації для того, щоб можна було оптимально використовувати їх навантажувальну здатність.

Одночасно необхідно вдосконалювати активно-адаптивну систему автоматичного керування (САК) потоками потужності і напругою в ЕЕС, яка б дозволяла мінімізувати втрати потужності в них з врахуванням

технічного стану і регулюючого ефекту трансформаторів з РПН і лінійних регуляторів.

Таблиця 3.4

Порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогоденної енергосистеми і енергосистеми на базі концепції Smart Grid

Енергосистема сьогодні	Енергосистема на базі концепції Smart Grid
Одностороння комунікація між елементами або їх відсутність	Двосторонні комунікації
Централізоване генерування	Розподілене генерування
Топологія – переважно радіальна	Радіальна і замкнена
Реакція на наслідки аварії	Реакція на попередження аварії
Робота обладнання до відмови	Моніторинг і самодіагностика, яка продовжує роботу обладнання
Ручне відновлення	Автоматичне відновлення – само віднов-лення мережі
Підверженість системним аваріям	Попередження розвитку системних аварій
Ручне і фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення
Перевірка стану обладнання на місці	Дистанційний моніторинг обладнання
Обмежений контроль перетоків потужності	Керування потоками потужності
Недоступна або запізнiла інформація про ціну електроенергії для споживача	Ціна в реальному часі

Одним з можливих способів функціонування САК потоками потужності і напругою у складі системи оптимального керування нормальними режимами ЕЕС є керування з імітаційною моделлю (див. п. 3.2). При цьому використовується подібність оптимальних режимів ЕЕС і критеріальні співвідношення між їх параметрами. Використання такого підходу дає можливість використати в якості законів керування стійкі співвідношення між параметрами режиму ЕЕС, отримані засобами теорії подібності. Вони дозволяють відійти від централізованого керування і більш широко і ефективніше використовувати керування за локальними параметрами. Під час формування їх також враховується поточний технічний стан регулюючих пристроїв, який може змінюватися в залежності від метеорологічних умов та характеру навантаження.

3.6 Відновлювані джерела електроенергії в електричних мережах

3.6.1 Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж

В руслі переходу від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого і до електропостачання за двосторонніми договорами в останні роки і на перспективу в Україні спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає. До місцевих джерел електроенергії, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,38 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ), когенераційні установки, газо- та парогазові установки та ін.

Разом з тим електричні мережі (ЕМ) енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів (див. рис. 3.23). Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10 кВ, які проектувалися і експлуатуються за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працюють в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі. При цьому РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруг у вузлах.

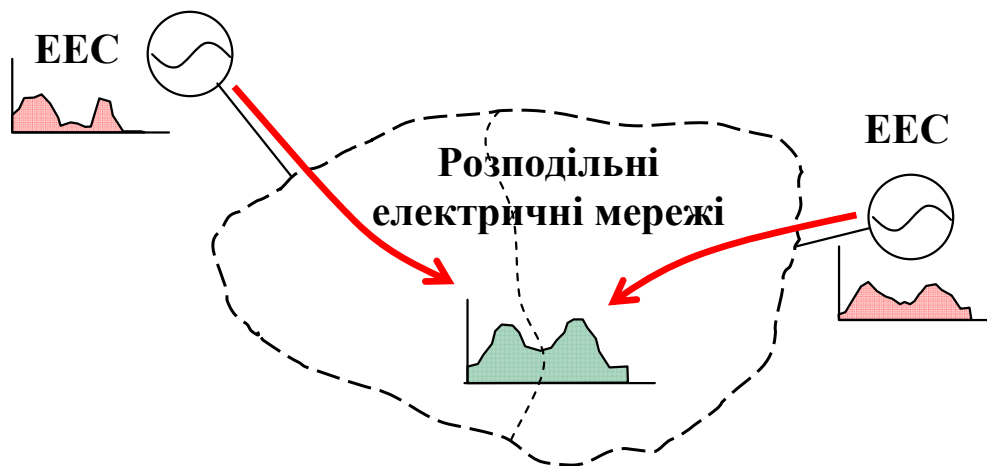


Рисунок 3.23 – Розподільні електричні мережі з централізованим живленням

З розбудовою в розподільних електричних мережах розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) (див. рис. 3.24) виникають нові задачі. Це

необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від ЕЕС і розосередженого генерування, узгодження покриття графіка навантаження розосередженими джерелами, які в силу своїх фізичних особливостей можуть видавати потужність за різними графіками, оцінка впливу РДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінка впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо.

Вплив РДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиної встановленої потужності РДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

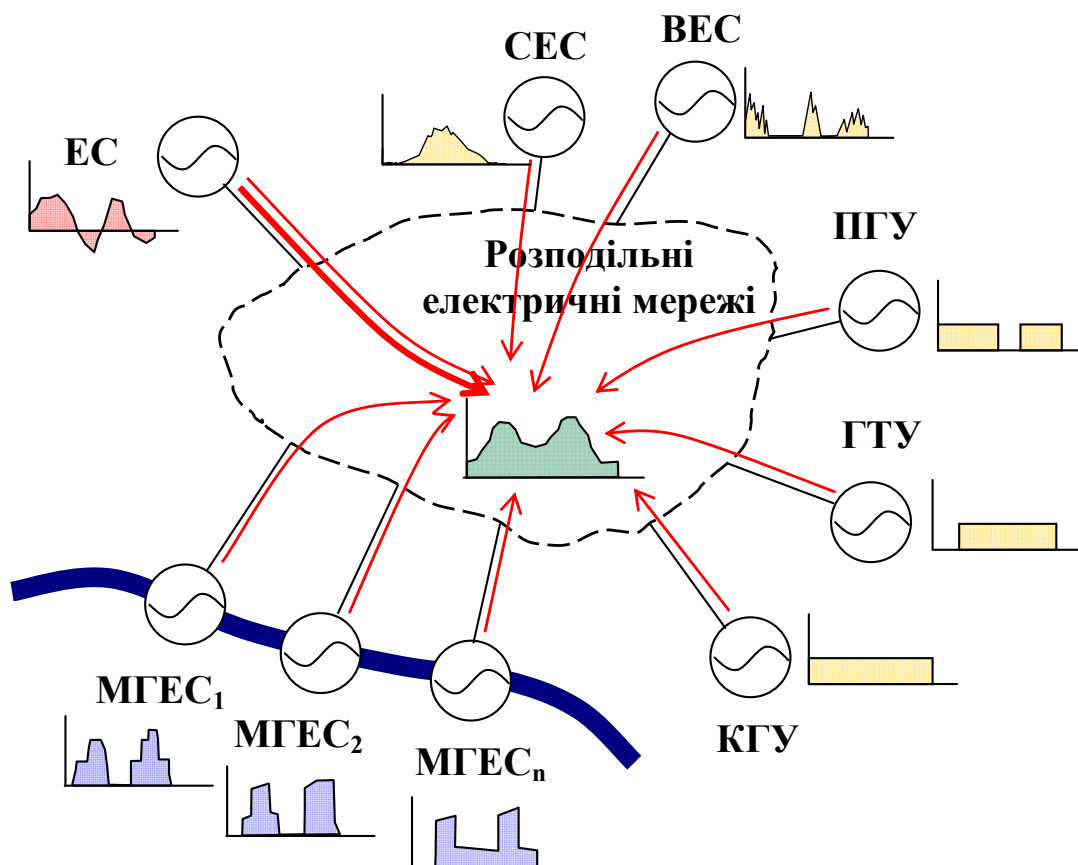


Рисунок 3.24 – Розподільні електричні мережі з комбінованим електропостачанням

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність РДЕ в ЕМ складає суттєву частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електричну систему (ЛЕС), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості РДЕ та інші, характерні для електричної системи.

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження РДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ, та правильне рішення яких зможе сформувати наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови ВДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання. При цьому, враховуючи що електроенергія від РДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від РДЕ. Отже потрібно розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних потоків. Це особливо важливо в умовах, коли здійснюється адресне електропостачання і втрати від транзиту електроенергії повинні покриватися договірними сторонами.

Показано [12], що вплив РДЕ на режими РЕМ, зокрема на втрати потужності і рівні напруги, залежить від багатьох чинників, які проявляються в залежності від умов експлуатації по різному.

3.6.2 Вплив РДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах

На сьогодні втрати електроенергії в електричних мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1% від її відпуску в електричну мережу, що значно більше ніж в США (6,5%), Англії (8,6%), Франції (4,5%) і навіть в Росії (8,7%). Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій.

Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є РДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри РДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень.

На рис. 3.25 наведено можливі схеми приєднання РДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі. На рис. 3.25,а РДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється РДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 3.25,б, розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ.

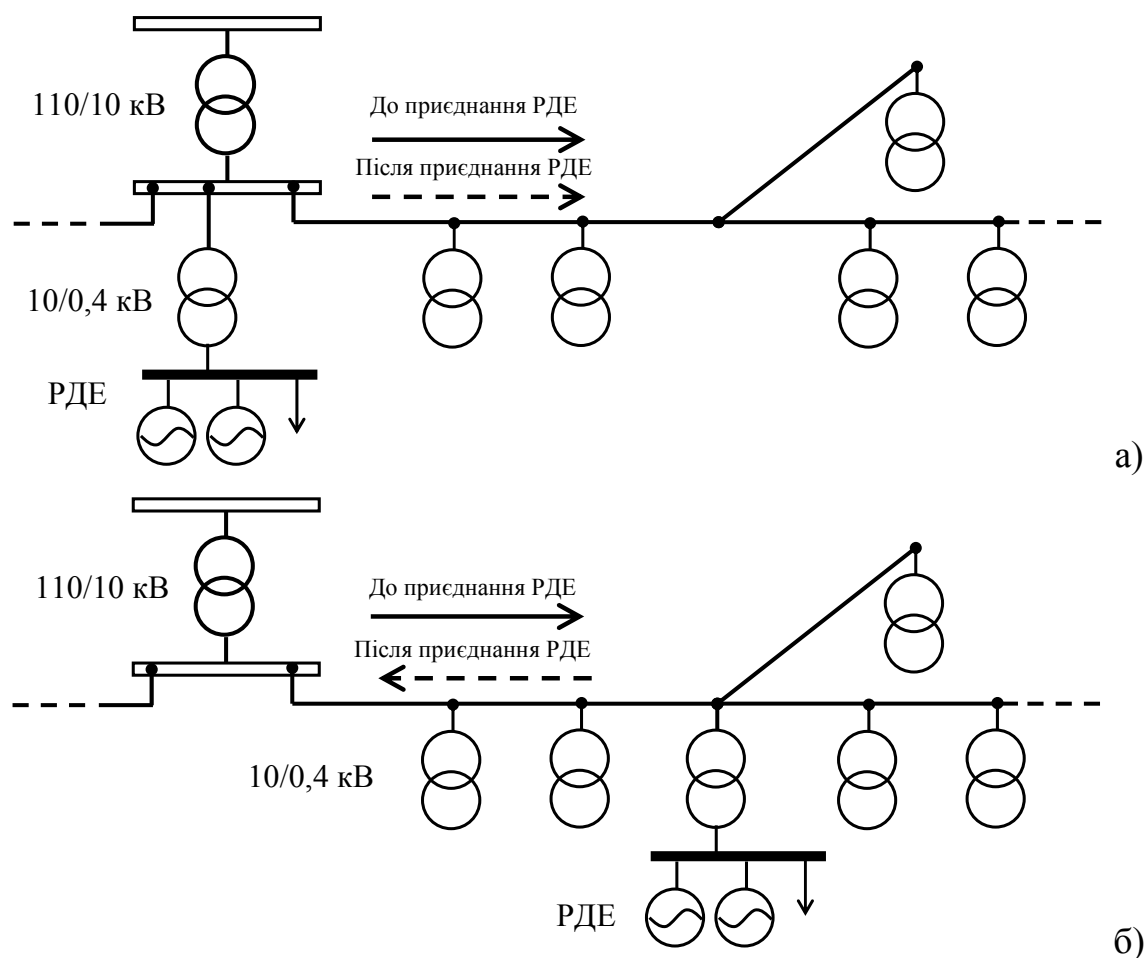


Рисунок 3.25 – Варіанти приєднання РДЕ в електричній мережі

Виходячи з типових схем приєднання РДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. В загальному їх можна оцінити як [12]

$$\Delta W = \frac{S_{\text{неп0}}^2}{U_i^2} r_{\text{ае}} k_o^2 \dot{O}_i = \frac{(D_{i\text{аа}} - D_{\text{а}})^2 + (D_{i\text{аа}} \operatorname{tg}\varphi_i - D_{\text{а}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{а}})^2}{U_i^2} r_{\text{ае}} k_o^2 \dot{O}_i, \quad (3.41)$$

де $S_{\text{сист}}$ – повна потужність, що надходить до шин приєднання РДЕ з боку системи у режимі середніх навантажень; $P_{\text{Г}}$, $P_{\text{нав}}$ – середні потужності, відповідно, РДЕ та суміжного навантаження; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ЕМ;

$r_{ек}$ – еквівалентний опір ЕМ, визначений з урахуванням приведення навантажень до U_H ; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з РДЕ; T_Π – тривалість звітного періоду.

Вирази для наближеного визначення втрат електроенергії в ЕМ залежно від типу та потужності генераторів РДЕ мають такий вигляд:

– для випадку застосування синхронних генераторів (СГ)

$$\Delta W_{\tilde{N}\tilde{A}} = \frac{D_{\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_{\tilde{a}}) + D_{i\tilde{a}\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_i)}{U_i^2} r_{\tilde{a}\tilde{e}} k_{\tilde{o}}^2 \dot{O}_i - \frac{2D_{\tilde{a}}D_{i\tilde{a}\tilde{a}}(1 + tg\varphi_{\tilde{a}}tg\varphi_i)}{U_i^2} r_{\tilde{a}\tilde{e}} k_{\tilde{o}}^2 \dot{O}_i; \quad (3.42)$$

– для випадку застосування асинхронних генераторів (АГ)

$$\Delta W_{\tilde{A}\tilde{A}} = \frac{D_{\tilde{a}}^2 + D_{i\tilde{a}\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_i) - 2D_{\tilde{a}}D_{i\tilde{a}\tilde{a}}}{U_i^2} r_{\tilde{a}\tilde{e}} k_{\tilde{o}}^2 \dot{O}_i. \quad (3.43)$$

З метою оцінки міри впливу різних типів генераторів РДЕ на втрати електроенергії в розподільних мережах введено коефіцієнти впливу, що характеризують відношення втрат електроенергії в ЕМ до та після введення розосередженого генерування в експлуатацію [12]:

$$k_{\Delta W_{\tilde{N}\tilde{A}}} = 1 + \frac{D_{\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_{\tilde{a}})}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_i)} - 2 \frac{D_{\tilde{a}}(1 + tg\varphi_{\tilde{a}}tg\varphi_i)}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}(1 + tg^2\varphi_i)} \approx \left(\frac{D_{\tilde{a}}}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}} - 1 \right)^2; \quad (3.44)$$

$$k_{\Delta W_{\tilde{A}\tilde{A}}} = 1 + \frac{D_{\tilde{a}}^2}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}^2(1 + tg^2\varphi_i)} - 2 \frac{D_{\tilde{a}}}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}(1 + tg^2\varphi_i)} = \left(\frac{D_{\tilde{a}}}{D_{i\tilde{a}\tilde{a}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_i + \sin^2 \varphi_i. \quad (3.45)$$

З наведених виразів видно, що збільшення втрат в розподільних мережах за рахунок роботи РДЕ буде мати місце лише у випадку коли

середня потужність генерації станції буде перевищувати аналогічний показник суміжного навантаження удвічі.

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності у вітках РЕМ можливо за результатами розрахунків ustalених режимів. Проте виділити в цих втратах складову від РДЕ є проблематично. Складність задачі оцінки впливу режимів роботи РДЕ на втрати потужності в РЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладання неможливо. В інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірісно-статистичним оцінюванням втрат (див. п. 3.3). Використання даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії у випадку відхилення режиму ЕМ від планового.

В [11] показано, що втрати потужності у вітках ЕМ визначаються як

$$\Delta \dot{S}_a = \dot{\mu} \dot{S}, \quad (3.46)$$

де $\Delta \dot{S}_a$ – вектор втрат потужності у вітках схеми; $\dot{\mu}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужності у її вузлах \dot{S} .

В (3.46) втрати потужності в і-й вітці визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{a^i} = \mu_i \dot{S}, \quad (3.47)$$

де $\mu_i = (\dot{U}_i \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_a^{-1}$; \dot{U}_i , \hat{U}_a – транспонований вектор та діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний; $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець

матриці з'єднань віток у вузлах включаючи і балансуєчий; \hat{C}_i – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів по вітках схеми.

Вектор-рядок μ_i складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в i -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від РДЕ.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці μ через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

Таким чином, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (не більше 1%) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу РДЕ на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання, тобто визначати втрати згідно (3.47).

Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від РДЕ з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яку частку в сумарних втратах в i -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від РДЕ.

Для підвищення ефективності використання різномісних РДЕ і забезпечення надійного електропостачання споживачів якісною

електроенергією згідно графіка навантаження необхідно створити систему керування РДЕ з врахуванням їх розосередження в просторі і часі.

3.6.3 Характеристика розосереджених джерел електроенергії як об'єкта керування

Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком розосереджених джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з технологіями Smart Grid. Планований техніко-економічний ефект від впровадження РДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачання електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з РДЕ (рис. 3.26).

Важливою задекларованою особливістю Smart Grid є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування РДЕ. Переваги такого підходу очевидні. Тому доцільно розглянути питання організації децентралізованого керування РДЕ в локальних енергетичних системах, отримати математичні моделі умов оптимальності та обґрунтувати методи

оптимального керування РДЕ на прикладі малих гідроелектростанцій (ГЕС) та їх каскадів як керованих джерел у сукупності з вітровими та сонячними електростанціями, керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов.

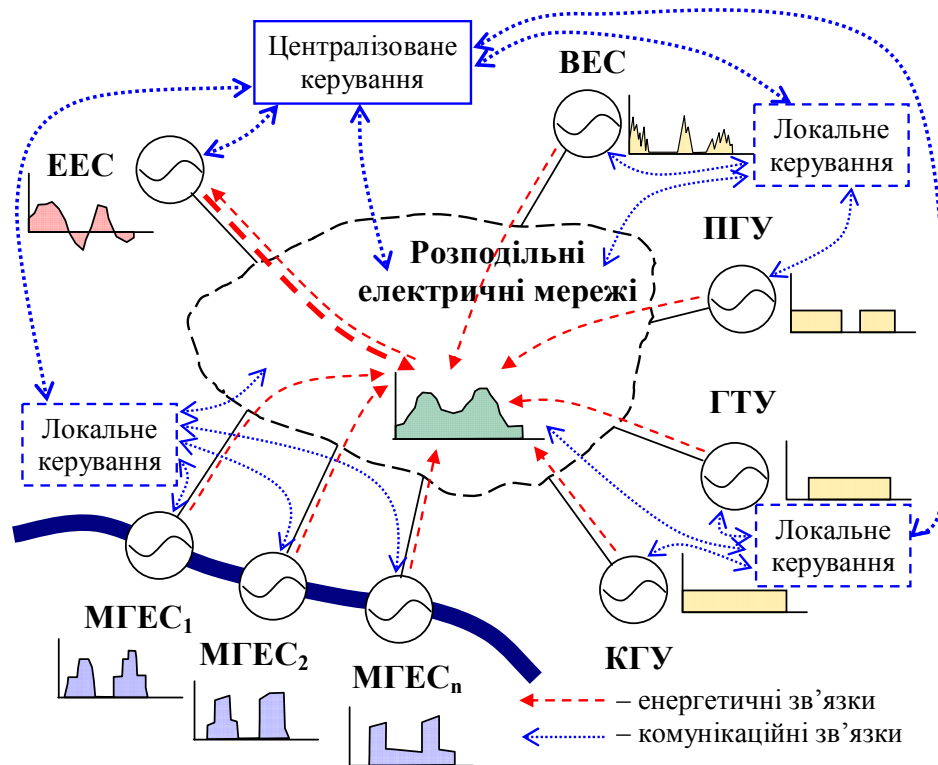


Рисунок 3.26 – Енергетичні та комунікаційні зв'язки джерел енергії у Smart Grid

Розосереджені джерела електроенергії (*Distributed Energy Resources*) поділяються за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища та первинними енергоносіями на:

– відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням (*Renewable, Variable*) – використовують відновлювані ресурси, але генерування суттєво змінне у часі (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));

– відновлювані джерела з керованим генеруванням (*Renewable, Non-Variable*) – використовують відновлювані ресурси, а генерування постійне протягом деякого періоду часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);

– не відновлювані джерела з керованим генеруванням (*Non-Renewable, Non-Variable*) – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.).

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей РДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Децентралізація частини функцій керування (рис. 3.26) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

Таким вимогам щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування РДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для розосереджених джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих

систем керування є керування з еталонною моделлю (див. п. 3.2). Схема такої адаптивної системи з еталонною моделлю показана на рис. 3.27.

Функціонування локальних САК підпорядковується централізованій автоматизованій системі керування (АСК) та здійснюється за законом:

$$\mathbf{u}(t) = -\pi \mathbf{y}'(t), \quad (3.48)$$

де \mathbf{u} – вектор керуючих впливів; \mathbf{y}' – фрагмент вектора спостереження \mathbf{y} , необхідний для здійснення локального керування РДЕ; π – матриця коефіцієнтів пропорційності, що мають фізичний зміст критеріїв подібності.

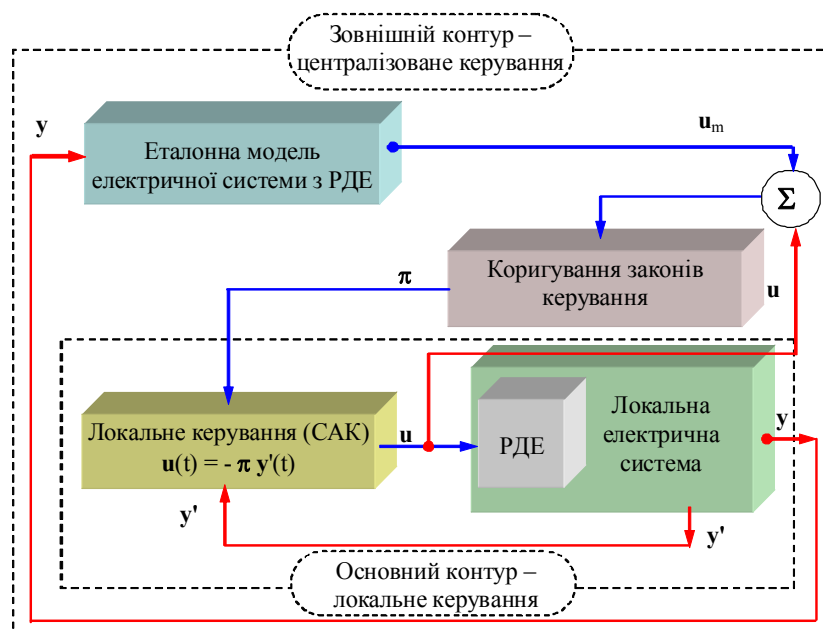


Рисунок 3.27 – Адаптивна система керування РДЕ з еталонною моделлю

В даній схемі еталонна модель є частиною системи керування, а узгодження централізованого та децентралізованого керування здійснюється через блок коригування законів керування, який зв'язує зовнішній і внутрішній (основний) контури керування. Основний контур утворюється об'єктом керування та системою локального керування (рис.

3.27) (для випадку МГЕС використовується інтегрований регулятор потужності, що впливає на кут відкриття направляючого апарату окремого блоку). Параметри регулятора налагоджуються зовнішнім контуром керування так, щоб мінімізувати неузгодженість між виходом еталонної моделі централізованого керування та виходом керованого процесу, який контролюється за рахунок відповідних зворотних зв'язків.

На різних етапах впровадження Smart Grid еталонна модель системи керування виконує різні функції. На початковому етапі, коли необхідно узгоджувати оперативне керування з автоматичним, це функціональна імітаційна модель, за допомогою якої оперативний персонал не тільки визначає та коригує налагоджувальні параметри САК, а й відтворює прогнозні стани РДЕ, оцінює наслідки керувальних впливів, в тому числі автоматичних. Після остаточного впровадження системи керування та переходу на рівень *Supervisory Control* еталонна модель стає основним елементом самоналагодження централізованої системи керування та самоаналізу САК.

Ефективність адаптивного підходу залежить від співвідношення частоти отримання відгуків і швидкості змін, що відбуваються в об'єкті керування. Стабільність об'єкту підвищує ефективність процесу адаптації. Основною складністю застосування саморегульованих систем керування є потреба великого обсягу обчислень і, відповідно, значного часу ідентифікації моделі локальної системи й визначення вектора керування. Проте у випадку попередньої ідентифікації з використанням методів теорії подібності цей недолік не є визначальним для побудови локальної системи керування РДЕ.

Отже, для реалізації задач оперативного й автоматичного керування нормальними режимами РДЕ у локальній системі можливе використання адаптивної системи керування регульовальними пристроями. Ефективність адаптивного підходу підвищується за рахунок розділення функції

керування режимами РДЕ – централізоване формування законів керування за повними математичними моделями електричної системи та РДЕ і децентралізована реалізація цих законів в локальних системах керування й регулювання окремих РДЕ та їх груп за інформацією місцевого характеру.

В цьому випадку потрібен синтез законів керування за обмеженою інформацією, які б максимально відображали принципи централізованого керування. Реалізація наведеної концепції керування дозволить розвантажити централізований рівень керування від обчислювальних операцій, пов'язаних з визначенням керувальних впливів окремих РДЕ, а також зменшить потужність комунікаційних засобів, необхідних для централізованого керування.

Виходячи з наведених задач оптимального керування режимами РДЕ, формування єдиного критерію та умов оптимальності для їх розв'язання є ускладненим. Отже, функціонування таких джерел у локальній електричній системі має підпорядковуватися окремим законам керування залежно від ситуації. Для реалізації двоконтурної адаптивної системи (рис. 3.27) умови оптимальності та сформовані на їх підставі закони керування РДЕ повинні формуватися, спираючись на загальну методологію. Під час формування автоматичної системи керування роботою ВДЕ в електричній мережі приходиться враховувати їх природні особливості. Сумісна їх робота повинна організовуватися таким чином, щоб досягався системний техніко-економічний ефект. ВДЕ повинні працювати з максимальним прибутком, створюючи умови для зменшення втрат електроенергії в електричній мережі, покращення якості напруги та забезпечення надійності електропостачання.

3.6.4 Оптимальне керування ВДЕ в електричній мережі.

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керуваності та спостережності. На рис. 3.28 наведена структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК, яка використовується у «Вінницяобленерго». Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення втрат електроенергії в електричних мережах. Для підтримування балансу потужності в ЛЕС і генерування ВДЕ, зокрема СЕС, за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, використовується АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Децентралізація частини функцій керування (рис. 3.28) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

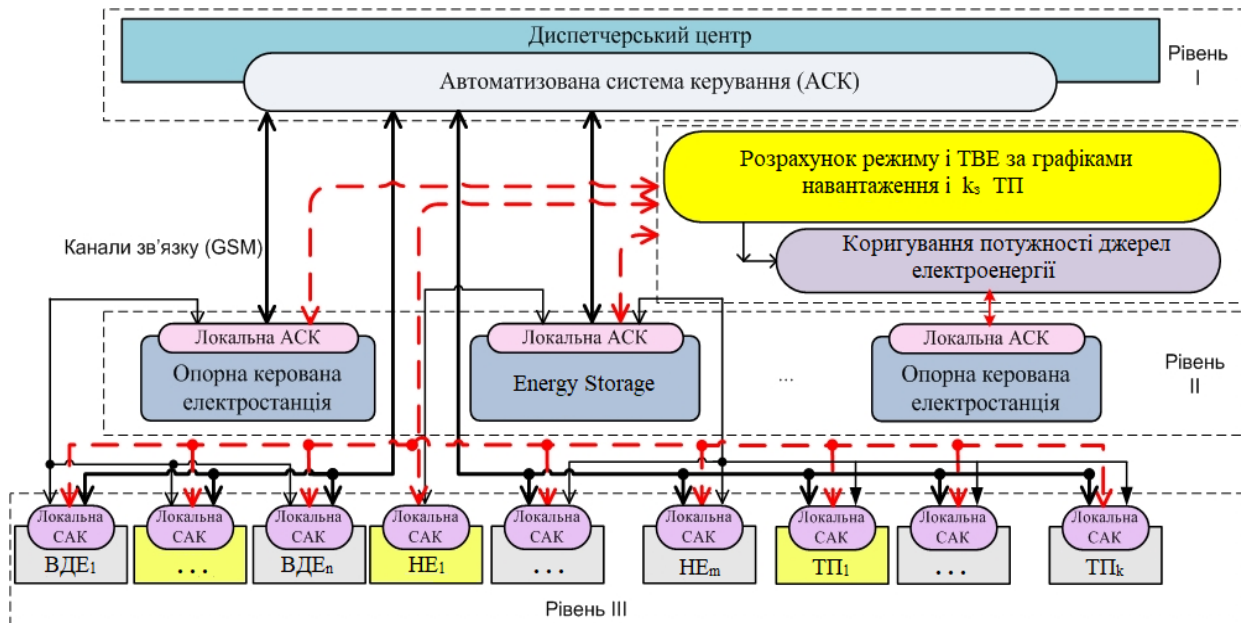


Рисунок 3.28 – Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК

Таким вимогам щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю, про що вже йшлося вище.

Враховуючи наведене вище для реалізації комплексу задач оптимального керування ВДЕ в розподільних мережах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність

каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром. Виходячи з цього автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 3.28) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування (САК).

Особливістю роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням (див. приклад на рис. 3.29). В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Як відомо, наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги (див. п. 3.3). Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ВДЕ і централізованими джерелами електроенергії. Реально це можна зробити або змінюючи потужність ВДЕ, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку розподільної і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ВДЕ, а в другому – має бути в робочому стані пристрій РПН та повинен бути певний запас навантажувальної здатності трансформатора зв'язку (див. п. 3.4).

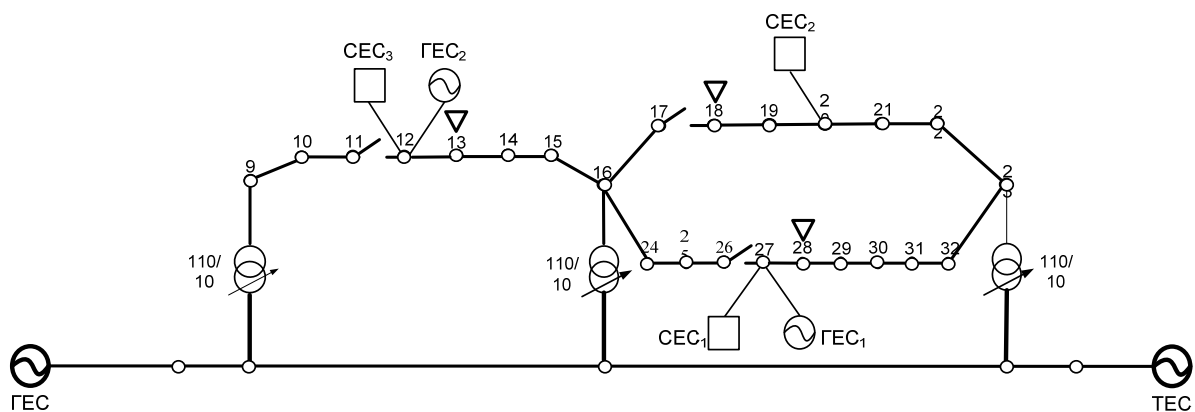


Рисунок 3.29 – Схема електричних мереж 110/10 кВ з ВДЕ

Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і поточкорозподіл в ЛЕС. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в ЛЕС можливо тільки за допомогою АСК, схема якої показана на рис. 3.28. Для коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути СЕС і малі ГЕС, що входять в неї. В нашому прикладі (рис. 3.29) третій рівень АСК відновлюваними джерелами енергії складається з локальних САК СЕС₁, СЕС₂, СЕС₃, ГЕС₁ і ГЕС₂.

Можливий інший варіант оптимального керування потоками потужності в ЛЕС, коли електричні мережі в ній замкнені. В цьому випадку, оскільки мережі вищої напруги (ВН) і нижчої напруги (НН) працюють паралельно, то необхідно зменшувати додаткові втрати електроенергії в ЛЕС за допомогою АСК в темпі процесу. Коригувальних дій ВДЕ, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в ЛЕС необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС. Ними вводяться зрівнювальні електрорушійні сили (ЕРС_{зр}) в замкнені контури і компенсується вплив неоднорідності електричних мереж ВН і НН, як це показано в п. 3.1.4.2.

4 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1 Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії

Наведемо три обов'язкових умови, за яких направлені на зниження втрат дії можна називати заходами для їх зменшення. Насамперед, до заходів зниження втрат електроенергії (ЗЗВ) можна відносити тільки заходи, що знижують втрати в мережі і в обладнанні, які функціонують в нормальних технічних умовах. Другою умовою є відсутність негативного впливу заходу на безпеку персоналу, якість виконання ним своїх обов'язків, надійність електропостачання й якість електроенергії. Третьою умовою є виконання конкретної роботи саме з метою зниження втрат.

Виходячи з особливостей отримання ефекту, ЗЗВ можуть бути розділені на чотири групи:

- заходи по вдосконаленню керування режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж;
- заходи по реконструкції електричних мереж;
- заходи по вдосконаленню обліку електроенергії.

Заходи кожної з цих груп мають організаційні і технічні аспекти. На рис. 4.1 наведено аспекти організаційних і технічних заходів, що проявляються підчас впровадження ЗЗВ. В [1] приведено типовий перелік ЗЗВ. До організаційних заходів відносяться ЗЗВ по вдосконаленню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їх схем і режимів. Вони є практично без затратними. До технічних заходів відносяться ЗЗВ по реконструкції, модернізації і будівництву електричних мереж. Очевидно, що вони вимагають додаткових капіталовкладень.

Основною оцінкою ефективності ЗЗВ є розрахунок їх впливу на втрати електроенергії в мережі. Для без затратних ЗЗВ ефект виражається відносним значенням зниження втрат електроенергії δW або відповідного йому зниження затрат $\delta \zeta = \zeta_a \delta W / 100$, де ζ_a – питомі затрати на електроенергію, коп/(кВт-г).

При оцінюванні ефективності технічних ЗЗВ необхідно додатково враховувати і капіталовкладення, що потрібні для їх реалізації. Повинна виконуватися умова

$$\delta Z \geq (p_o + p_a)K,$$

де K – капіталовкладення; p_o , p_a – нормативні щорічні відрахування на обслуговування і амортизацію обладнання.

Термін окупності технічного ЗЗВ визначається як

$$T_{ок} = \frac{K}{z_e \delta W - (p_o + p_a)K}.$$

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

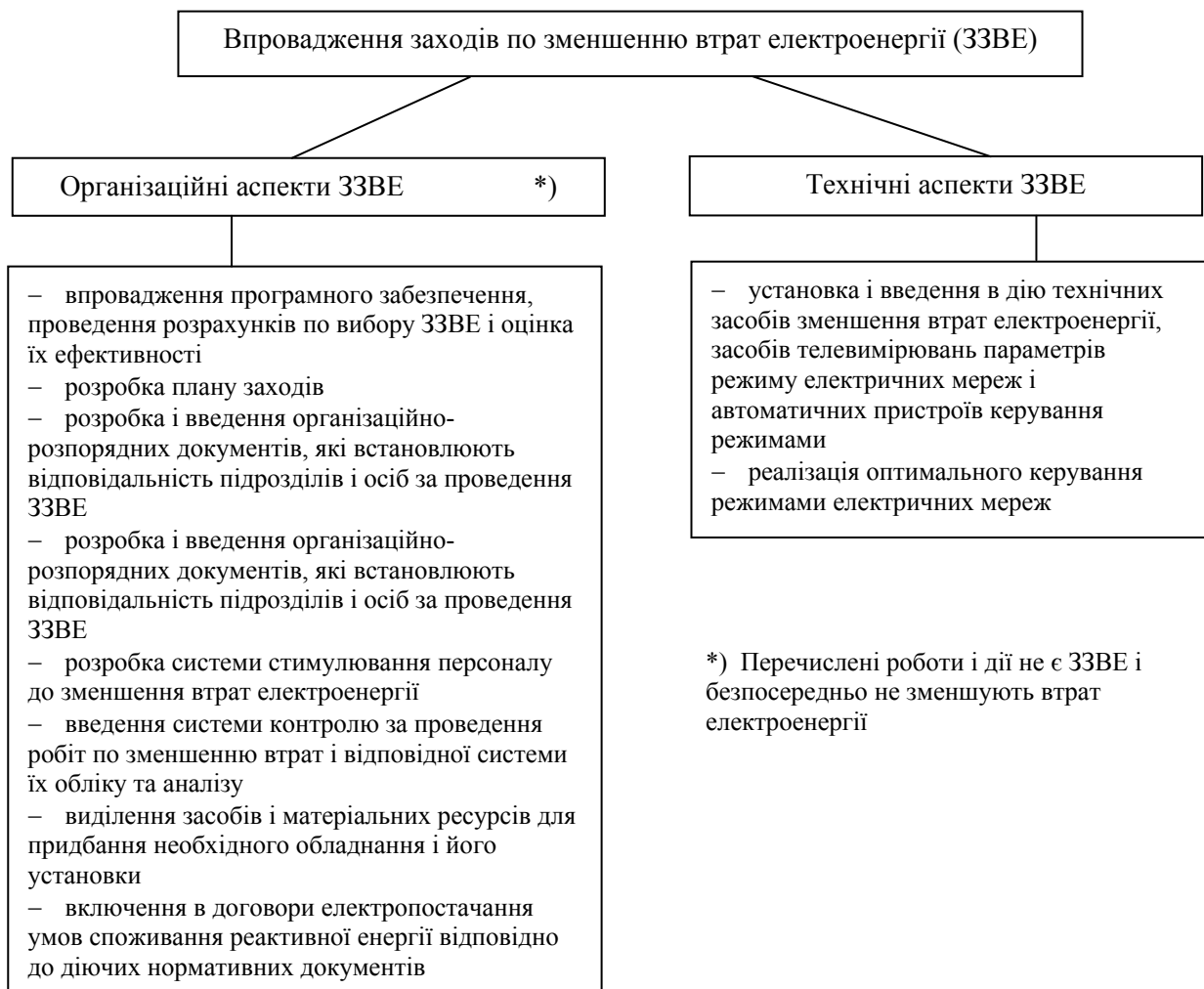


Рисунок 4.1 – Організаційні і технічні аспекти ЗЗВ



Рисунок 4.2 – Заходи зі зниження втрат в електричних мережах

4.2 Організаційні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах

4.2.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням

Захід є одним з організаційних заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо міських електромережах 6 – 10 кВ.

Оптимізація місць розмикання ліній 6 – 35 кВ повинна провадитись з урахуванням зміни технологічних втрат електроенергії в оптимізованій

електричній мережі й у живильній її замкненій основній електричній мережі 110 кВ і вище (див. рис. 4.3). Однак, у зв'язку з надмірним збільшенням обсягу електричної мережі через одночасне урахування електричних мереж усіх класів напруг, допускається іноді виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній 6–35 кВ окремо від основних електричних мереж.

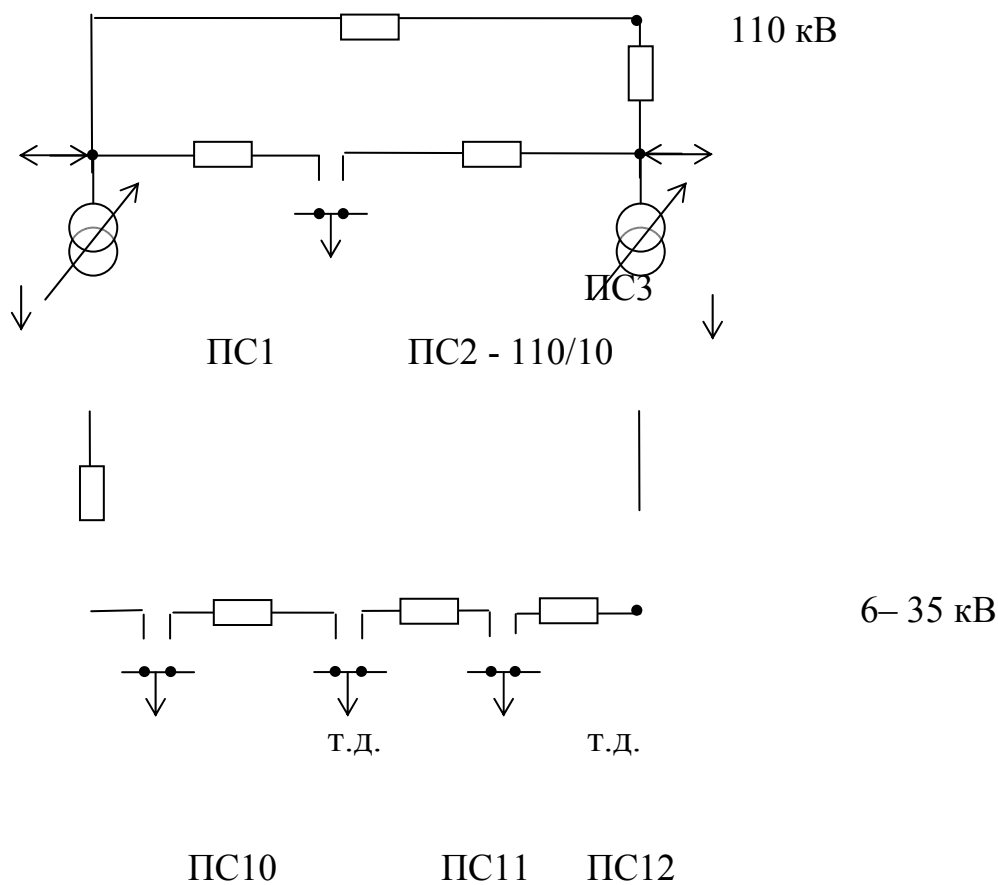


Рисунок 4.3 – Приклад схеми електричної мережі 110/6–35 кВ

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

– визначається зниження технічних втрат електроенергії в розімкненій електричній мережі δW_{pm} як різниця втрат у ній до і після

розмикання, яка отримана за допомогою програм розрахунку (наприклад «Втрати-110/10/0,4»):

$$\delta W_{pm} = K_n \cdot (\Delta W_{pm1} - \Delta W_{pm2}), \quad (4.1)$$

де K_n – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн.од., обчислений за формулою: $K_n = 1 - \frac{\Delta}{50}$, де Δ – середньоквадратична похибка, %, використовуваного методу розрахунку; $\Delta W_{pm1}, \Delta W_{pm2}$ – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається, відповідно до і після розмикання;

– уточнюються навантаження підстанцій замкненої електричної мережі згідно зі зміненою схемою розподільної електричної мережі;

– розраховуються втрати електроенергії в замкненій електричній мережі δW_{om} за уточнених навантажень підстанцій і визначається зміна втрат електроенергії в ній за формулою:

$$\delta W_{om} = K_n \cdot (\Delta W_{om1} - \Delta W_{om2}), \quad (4.2)$$

де $\Delta W_{om1}, \Delta W_{om2}$ – втрати електроенергії в основній електричній мережі відповідно до і після розмикання;

– визначається сумарна зміна втрат електроенергії δW_{Σ} у замкненій і розподільній електричних мережах за формулою:

$$\delta W_{\Sigma} = \delta W_{pm} \pm \delta W_{om}, \quad (4.3)$$

де δW_{pm} – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається; δW_{om} – втрати електроенергії в основній електричній мережі.

Знак "-" у формулі (4.3) ставиться в разі підвищення втрат електроенергії в основній електричній мережі системи після оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж.

Під час розрахунку зниження втрат електроенергії від розмикання розподільної електричної мережі без урахування економічного ефекту в

основній електричній мережі фактичне зниження втрат електроенергії δW_{Σ} у годинах приймається рівним 70 %, що отримано за формулою (4.1), тобто:

$$\delta W_{\Sigma} = 0,7 \cdot \delta W_{рм}, \quad (4.4)$$

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

На вибір місця розмикання розподільної мережі суттєво впливає необхідність виконання умов надійності. Як правило, в першу чергу виконується ділення мережі, виходячи з умов надійності [15]. Точки розмикання з умов надійності і економічності можуть не співпадати і зниження втрат в мережі не досягається. Ще одна проблема зв'язана з тим, що оскільки графік навантаження змінюється, то може змінюватися і точка оптимального розмикання мережі. В цьому випадку необхідно передбачати декілька пунктів секціонування мережі. Можуть також не співпадати точки поточкорозподілу активних і реактивних потужностей, що примушує відшукувати компромісне рішення щодо розмикання мережі.

Особливого підходу при оптимізації схеми мережі вимагається тоді, коли в мережі розбудовуються відновлювані джерела електроенергії. Тут, окрім усього, необхідно враховувати можливості видачі потужності ВДЕ. До того ж уже сама наявність ВДЕ є предметом дослідження їх на режими мережі і, в тому числі, на втрати як це показано в п. 3.6.

4.2.2 Оптимізація режимів електричних мереж енергосистем за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю

Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання джерел реактивної потужності (ДРП), що встановлені в мережах, і законів регулювання коефіцієнтів трансформації

трансформаторів зв'язку (трансформаторів в замкнених контурах). Ефективність оптимізації режимів усталених режимів електричних мереж

Економічний ефект визначається на підставі результатів порівняння розрахунків поточних і оптимальних режимів ЕЕС в двох зонах добового графіка споживання: за години максимуму і години мінімуму навантажень.

Розрахунок поточних і оптимальних режимів максимальних і мінімальних навантажень здійснюється за одним з комплексів програм. Оптимізація режиму здійснюється з вибором оптимальних відпайок на трансформаторах з РПН, на трансформаторах поперечного регулювання, що перерозподіляють потоки активної потужності між електричними мережами 750 і 330 кВ, а також оптимізація завантаження ДРП. Розрахункова схема повинна містити в собі всю електричну мережу 220–750 кВ і трансформатори зв'язку з електричною мережею 110–150 кВ.

Інформацією для розрахункових режимів є телевимірювання ОІК і оперативні дані технічного стану устаткування.

Перерахунок режимів виконується за кожної істотної зміни режиму ЕЕС: виведення в ремонт і включення після ремонту потужних блоків електричних станцій, ПЛ 750 кВ і ПЛ 500-330 кВ, що найбільш впливають на режим, зміни режиму зовнішніх зв'язків ЕЕС, топології схеми електричних з'єднань.

У разі наявності вітрових (ВЕС) та/або сонячних електростанцій (СЕС) слід брати до уваги, що вони повинні виконувати регулювання частоти, напруги та реактивної потужності, керуючись вимогами до ВЕС та СЕС [16]. На ВЕС та СЕС потужністю понад 25 МВт має бути передбачена можливість регулювання активної потужності для стабілізації частоти в електричній мережі загального призначення в точці приєднання. ВЕС та СЕС мають бути оснащені функціями регулювання реактивної потужності, здатними регулювати напругу в точці їх приєднання.

Для визначення економічного ефекту за розрахунковий період від реалізації оптимізаційних заходів необхідно обчислювати геометричну площу фігури, що обмежена тривалістю розрахункового періоду (абсцисою), величинами оптимізаційних ефектів на початку і кінці цього періоду (ординати), і прямої, що з'єднує точки оптимальних значень втрат потужності за закінченнями розрахункового періоду. Так само здійснюється підрахунок економічного ефекту за наступні розрахункові періоди від упровадження наступних заходів з оптимізації режиму. Сумарний економічний ефект за місяць визначається додаванням економічних ефектів розрахункових періодів. За таким принципом визначається сумарний економічний ефект за місяць для режимів максимальних і мінімальних навантажень (як середньоарифметичне значення між режимами максимальних і мінімальних навантажень). Під час розрахунків і визначення місячного економічного ефекту зниження втрат прийнята така тривалість існування режимів протягом доби: максимальних навантажень – 5-7 год, а мінімальних навантажень – 9 год.

Повний економічний ефект зниження втрат за місяць визначається додаванням сумарних економічних ефектів режимів максимальних і мінімальних навантажень.

4.2.3 Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора

Доцільність такого переведення оцінюється за допомогою програм оптимізації режиму за реактивною потужністю і розглядається тільки для тих генераторів, що у визначений період часу не використовуються. Як правило, це або малоекономічні генератори, виведені з роботи на період сезонного зниження навантаження, або генератори електростанцій, що працюють на дефіцитному паливі. Фактична ефективність заходу визначається за формулою:

$$\delta W_{\phi 6.3} = \delta W_{cf} - W_{\text{спож.}\phi}, \quad (4.5)$$

де $\delta W_{cf} = \delta W_{1\phi} - \delta W_{2\phi}$ – фактичне зниження втрат електроенергії в електричній мережі енергетики відповідно без переведення і з переведенням генератора в режим СК; $W_{\text{спож.}\phi}$ – споживання електроенергії генератором у режимі СК, що розраховується за формулою:

$$W_{\text{спож.}\phi} = (K_2 \times A \times Q_{\text{сер}}^2 + B \times Q_{\text{сер}} + C) \times T, \quad (4.6)$$

де K_2 – коефіцієнт, що враховує форму графіка навантаження генератора, визначається за формулою,

$$K_2 = \frac{Q_m \times T}{W_q}, \quad (4.7)$$

де $Q_{\text{сер}}$ – середнє навантаження генератора у режимі СК за час T ; Q_m – максимальна реактивна потужність генератора; W_q – сума абсолютних значень виробленої і спожитої реактивної електроенергії за час T ; T – фактичний час безпосередньої роботи генератора на електричну мережу; A, B, C – параметри генератора, які визначаються експериментально чи за паспортними даними.

На даний час через значну ціну палива та електроенергії цей захід використовується досить рідко. Куди ефективнішим є встановлення ДРП безпосередньо біля споживачів реактивної потужності.

4.2.4 Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії

Захід рекомендується виконувати споживачам електроенергії під оперативним керуванням електропостачальної організації на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження. Вирівнювання графіка навантаження електричної мережі рекомендується здійснювати за допомогою застосування до споживачів заохочувальних заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години.

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу δW визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W_i (1 - (k_{\delta 2} / k_{\delta 1})^2), \quad (4.8)$$

де індексами 1 і 2 позначені коефіцієнти форми графіка відповідно до вирівнювання і після нього; ΔW_i – навантажувальні втрати в електричній мережі за коефіцієнта форми $k_{\phi 1}$.

Якщо аналізується розподільна електрична мережа, то зниження втрат електроенергії від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна представити в такому вигляді:

$$\delta W = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U^2 T} R_a (k_{\delta 1}^2 - k_{\delta 2}^2) \quad (4.9)$$

де W_P , W_Q – відпущена в мережу активна і реактивна електроенергії за розрахунковий час T ; R_e – еквівалентний опір мережі; U – номінальна напруга мережі.

4.2.5 Оптимізація розподілу навантаження між підстанціями електричної мережі 110 кВ і вище

Захід провадиться за сезонних змін навантаження не менш двох разів на рік. Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за різницею значень, отриманих відповідно до і після виконання заходу.

4.2.6 Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами

Мінімальні втрати активної потужності відповідають режиму електричної мережі, за якого розподіл потужності по відгалуженнях є пропорційним їх активним опорам. Природний же розподіл потужності відбувається відповідно до повних опорів $Z = R + jX$. Через те, що в електричних мережах 220 кВ і вище $R \ll X$, розподіл відповідно до

повних опорів у більшій степені відповідає мінімуму втрат реактивної потужності. Обидві умови збігаються лише в тому випадку, якщо електрична мережа однорідна, тобто коли відношення $\gamma = X/R$ на всіх ділянках однакове.

У дійсності ця умова більшою чи меншою мірою не дотримується, тому що для електричних мереж 110–220 кВ $x_0 \approx \text{const}$, а r_0 залежить від перетину провідника. Найбільшою мірою воно не дотримується в замкнених контурах, утворених електричними мережами різних номінальних напруг (рис. 4.4).

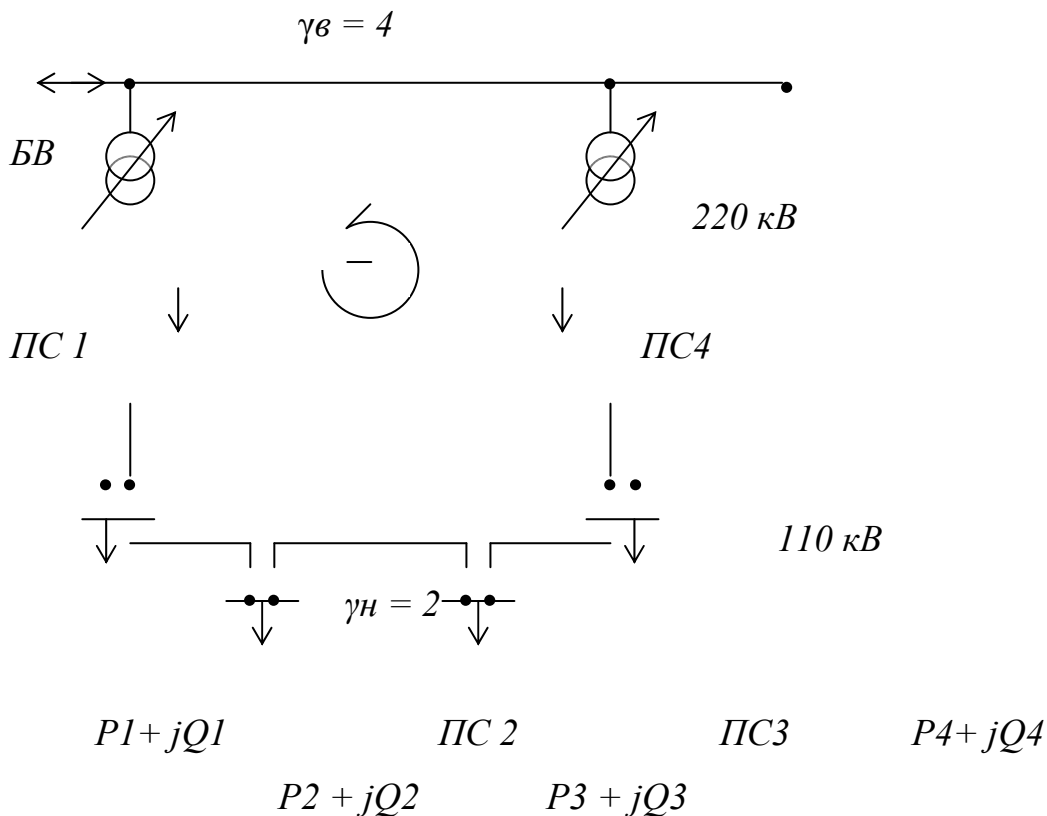


Рисунок 4.4 – Схема електричної мережі з контуром, утвореним мережами різних напруг

Значення γ для електричної мережі вищої напруги, як правило, більше аналогічного значення для електричної мережі нижчої напруги

$\gamma_B > \gamma_H$, що призводить до появи струму небалансу $\dot{I}_{i\dot{a}} = I'_{i\dot{a}} + jI''_{i\dot{a}}$, що збільшує (порівняно з економічним) завантаження електричної мережі нижчої напруги і знижує навантаження електричної мережі вищої напруги.

Для компенсації струму небалансу в контур необхідно ввести зрівнювальну ЕРС $\dot{E}_{\zeta\delta} = E'_{\zeta\delta} + jE''_{\zeta\delta}$, що створює зрівнювальний струм

$\dot{I}_{\zeta\delta} = I'_{\zeta\delta} + jI''_{\zeta\delta}$, рівний струму $\dot{I}_{i\dot{a}}$, але спрямований протилежно:

$$\dot{E}_{zp} = -\dot{I}_{zp} \dot{Z}_k, \quad (4.10)$$

де \dot{Z}_e – контурний опір.

Розкриваючи формулу (4.10), одержуємо:

$$\left. \begin{aligned} E'_{zp} &= -I'_{zp} R_k + I''_{zp} X_k; \\ E''_{zp} &= -I'_{zp} X_k - I''_{zp} R_k. \end{aligned} \right\} \quad (4.11)$$

З огляду на те, що для електричних мереж напругою вище 110 кВ $X_k \gg R_k$, з формули (4.11) отримуємо, що поздовжня складова ЕРС $E'_{\zeta\delta}$ переважно впливає на перерозподіл реактивного струму $I''_{\zeta\delta}$, а поперечна $E''_{\zeta\delta}$ – активного $I'_{\zeta\delta}$. У зв'язку з цим у неоднорідних контурах доцільним є впровадження пристроїв для поперечного регулювання (подовжнє здійснюється трансформаторами зв'язку).

За їх відсутності можлива примусова зміна поточкорозподілу шляхом розмикання електричної мережі нижчої напруги. У даному випадку необхідно визначити, в якому місці варто розмикати електричну мережу, щоб втрати активної потужності були мінімальними. Передбачається, що попередньо вирішено питання щодо допустимості такого розмикання з огляду на надійність електропостачання і режимів напруги.

Як оптимальний розподіл потужностей приймається природний розподіл в однорідній електричній мережі. Для його розрахунку вихідну схему приводять до однорідної, підбираючи реактивні опори таким чином,

щоб дотримувалися дві умови: відношення X/R для паралельних віток повинні бути однаковими і втрати реактивної потужності в перетвореній схемі повинні дорівнювати втратам у вихідній схемі. Розмикання електричної мережі роблять у точках струмоподілу, отриманих під час розрахунку перетвореної схеми.

Іноді точки розділу виходять різними для активної і реактивної потужності. У цьому випадку необхідно порівняти втрати під час розмикання в кожній з них і вибрати найкращу. Як правило, це сусідні точки електричної мережі. Якщо ж між ними знаходиться кілька проміжних точок, то розрахунок необхідно виконати для випадків розмикання в кожній точці.

Якщо елементи розглянутого контуру не входять в інші контури (наприклад, дві частини ЕЕС зв'язані лініями 500 і 220 кВ, що працюють паралельно), то можна обійтися без приведення електричної мережі до однорідної. Тоді виконують кілька розрахунків у різних місцях розмикання і вибирають варіант із мінімальними втратами потужності.

Оптимальні точки розмикання можуть бути різними за режимами найбільших і найменших навантажень (один з варіантів врахування зниження втрат електроенергії полягає в зведенні всіх режимів до двох розрахункових – найбільших і найменших навантажень). Якщо немає можливості оперативної зміни точок розмикання протягом доби, то вибирають точку, що забезпечує мінімум втрат електроенергії за добу:

$$\Delta W_d = \Delta P_1 t_1 + \Delta P_2 t_2, \quad (4.12)$$

де t_1, t_2 – тривалість розглянутого режиму за добу, відповідно для найбільших і найменших навантажень. Визначається за сумарним графіком навантаження електричної мережі, що розмикається.

Якщо місце розмикання встановлене постійним на більш тривалий період, що включає різну характерну добу (наприклад, робочі і неробочі

дні для одного сезонного періоду), то може бути забезпечений мінімум величини:

$$\Delta W_{сез} = \sum_{i=1}^m (\Delta P_{1i} t_{1i} + \Delta P_{2i} t_{2i}) d_i, \quad (4.13)$$

де d_i – кількість діб, протягом яких триває розглянутий режим; m – кількість розрахункових періодів.

Зміну поточкорозподілу в неоднорідній мережі може бути виконано не тільки за допомогою розмикання контурів, але й, як зазначалось вище, наприклад, за допомогою трансформаторів з поперечним регулюванням чи включенням у контур реактора.

В п. 3.2 показано, як зрівнювальні ЕРС перераховуються в коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку, визначаються закони оптимального керування, які реалізуються активно-адаптивною САК.

4.2.7 Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж

В центрі живлення напругу регулюють, як правило, для дотримання вимог щодо якості напруги. Проте, якщо рівні напруги знаходяться в допустимих межах, то доцільно розглянути можливості зниження втрат електроенергії шляхом регулювання напруги. З відомої формули

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

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

Зниження втрат електроенергії необхідно визначати з використання програм розрахунку усталеного режиму з врахуванням статичних характеристик (бажано реальних, а не типові). Тоді зниження втрат електроенергії в мережах з центром живлення з РПН визначається:

$$\delta W = \frac{1,5}{100} \Delta W (H' \delta V' + H'' \delta V''), \quad (4.14)$$

де ΔW – втрати електроенергії в мережі за розрахунковий період T ; H' і H'' – вагові коефіцієнти режимів найбільшого і найменшого навантаження; відхилення напруги на шинах НН в режимах найбільшого і найменшого навантаження $\delta V' = E_{\tilde{n}\delta} (n_1' - n_2')$, $\delta V'' = E_{\tilde{n}\delta} (n_1'' - n_2'')$, де $E_{\tilde{n}\delta}$ – ступінь регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора, n_1' , n_1'' – початкові номери відпайок, n_2' , n_2'' – після їх зміни.

Для наближеної оцінки ефекту від виконання даного заходу можна використовувати усереднені норми, які наведено в п. 1.3 таблицях 1.3 і 1.4.

4.2.8 Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої і другої категорій, а також на районних підстанціях ЕЕС, як правило, встановлюються два і більше трансформатори. При цьому можлива їх роздільна і паралельна робота.

За роздільної роботи кожний із трансформаторів включається на виділену секцію шин. При цьому знижуються струми короткого замикання за трансформаторами, що полегшує роботу устаткування і комутаційних апаратів. Однак такий режим роботи трансформаторів менш економічний порівняно з режимом паралельної роботи трансформаторів

(найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, що пропорційні їх номінальним потужностям). Економічний розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами настає в тому випадку, якщо їхні параметри однакові.

Як правило, відключення одного з двох трансформаторів підстанції доцільне, якщо їх максимальне навантаження не перевищує 40–45% сумарної номінальної потужності трансформаторів. Зниження втрат електроенергії при відключенні трансформатора визначається:

$$\delta W = \delta W_{\delta} - \delta W_i, \quad (4.15)$$

де $\delta W_x = \sum_{j=1}^m \delta P_{xj} t_j$ – зниження втрат х.х.; δP_{xj} – зниження втрат потужності

х.х. в j -му періоді t_j при відключенні одного трансформатора; m –

кількість характерних режимів; $\delta W_i = \sum_{j=1}^m \delta P_{ij} t_j$ – збільшення

навантажувальних втрат потужності в j -му періоді t_j в трансформаторі, що залишився в роботі.

На підстанціях 220 кВ і вище із двома трансформаторами вимкнення трансформаторів в резерв, як правило, не допускається. Винятком є підстанції, навантаження яких повністю резервується по прилеглій мережі.

З метою планомірного і систематичного впровадження зазначеного заходу рекомендується розробляти графіки відключення силових трансформаторів (автотрансформаторів) підстанцій у режимах малих навантажень і трансформаторів (автотрансформаторів) із сезонним навантаженням.

Доцільність відключення паралельних ліній у режимі найменших навантажень визначається аналогічними формулами. При цьому розрахунки, що аналізують ефективність відключення паралельних ліній і

трансформаторів, повинні виконуватися під час розгляду електричної мережі більш високої напруги.

4.2.9 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

До трифазних електричних мереж 380 В міст і сіл підключається велика кількість однофазних споживачів, що приєднуються між однією з фаз і нейтральним проводом. Їхнє підключення здійснюється за можливості рівномірно між фазами, однак струми фаз I_A , I_B і I_C виявляються в тій чи іншій мірі неоднакові.

Розрізняють імовірнісну несиметрію, що має переміжний характер з більшим навантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, за якої неоднаковим є середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути усунуто лише спеціальними пристроями, наприклад, з тиристорним керуванням, що переключає частину навантажень з перенавантаженої на недовантажену фазу. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1-2 рази на рік) перерозподілу навантажень між фазами.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах у силу нерівності

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3I_{сep}^2, \quad (4.16)$$

але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нейтральному проводу.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії (нерівномірного розподілу струмових навантажень по фазах) $\delta W_{8.10}$ визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W(k_{i1} - k_{i2}), \quad (4.17)$$

де ΔW – втрати електроенергії в електричній мережі за рівномірного завантаження фаз; k_{n1} , k_{n2} – коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування.

Коефіцієнти несиметрії до і після симетрування визначається за формулою:

$$k_i = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\delta}\right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\delta}, \quad (4.18)$$

де R_0 / R_δ – відношення опорів нульового і фазного проводів.

Перерозподіл навантаження в електричній мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нейтрального проводу становить більше 15А для електричних мереж сільськогосподарського призначення.

4.2.10 Усунення неякісних з'єднань проводів ліній

Скрутки, неякісні з'єднання проводів ліній можуть збільшити загальні втрати електроенергії в лініях до 20 %. Виявлення неякісних з'єднань здійснюється за допомогою визначення струмів короткого замикання, балансів електроенергії, застосуванням тепловізорів тощо.

Під час експлуатації електричний опір контактних з'єднань під впливом зовнішніх факторів збільшується, що приводить до необхідності контролювати величину опору. Відповідно до вимог електричний опір контактних з'єднань (крім зварних та паяних), що пройшли випробування на відповідність вимогам стандартів та іншої технічної документації, не повинно перевищувати початкове значення більш ніж у 1,5 рази. Електричний опір зварних та паяних з'єднань повинен залишитися незмінним.

У зв'язку із зазначеним виникає необхідність виявлення неякісних контактних з'єднань шляхом застосування відповідних технічних засобів

або проведення вибірових замірів електричного опору контактних з'єднань в електричній мережі з наступним усуненням перевищення опору з'єднань. Зниження втрат електричної енергії від виконання заходу визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W_0 - \Delta W_f, \quad (4.19)$$

де ΔW_0 - втрати електроенергії в контактних з'єднаннях до виконання заходів; ΔW_f - нормовані втрати електроенергії в контактних з'єднаннях після виконання заходів.

4.2.11 Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій

Зниження витрат на власні потреби підстанцій розраховуються по відношенню до нормативів витрат персоналом електропередавальних організацій для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб. Нормативи при цьому повинні систематично уточнюватися, виходячи з фактичної витрати.

Економія витрат електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігріву виробничого приміщення підстанцій та обігріву приводів вимикачів у ВРУ, оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдування трансформаторів тощо.

Значну економію, зокрема, дає установлення і введення в роботу автоматики відключення-включення пристрою електрообігріву та обдування. Досить перспективним є обладнання трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла для теплопостачання будівель управління підстанцій та житлових приміщень обслуговуючого персоналу.

Плановане зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, виходячи з досвіду минулих років і

передбачуваного обсягу заходів по економії витрат електроенергії на власні потреби на плановий період.

Фактичне зниження витрат електроенергії на власні потреби визначається як різниця між нормативною і фактичною витратою електроенергії, визначеною за показаннями лічильників власних потреб.

4.2.12 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних мереж

Упровадження цього заходу найбільш ефективно для транзитних ліній електропередавання великої пропускної здатності, автотрансформаторів зв'язку тощо, відключення яких викликає значне підвищення втрат в електричній мережі. Зменшення тривалості таких відключень досягається покращанням організації робіт, за рахунок проведення ремонтів за необхідності (на основі технічного стану устаткування), сполученням ремонтів послідовно включених елементів електричної мережі, проведенням їх за оптимальним графіком, виконанням ремонтів по-фазно і під напругою тощо.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу варто визначати лише для тих робіт, на які є нормативи тривалості проведення. За цими даними може бути визначене середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, що використовується для обчислення планованого зниження втрат за формулою:

$$\delta W_i = \frac{\delta W_{\tilde{n}\delta} \Delta W_{i \text{ i}\delta}}{100}, \quad (4.20)$$

де $\delta W_{\tilde{n}\delta}$ – середньорічне зниження втрат електроенергії в електричних мережах; $\Delta W_{n \text{ мер}}$ – плановані втрати електроенергії в електричних мережах, на які даний захід впливає.

Середньорічне зниження втрат електроенергії повинно щороку коригуватися на підставі досвіду експлуатації, планів капітальних і поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається в такий спосіб. У разі скорочення на час ΔT тривалості, наприклад, ремонту генератора, синхронного компенсатора чи лінії трансформатора зв'язку в електричній мережі зниження втрат електроенергії визначається за формулою:

$$\delta W_{\delta} = \Delta T \left[(\Delta P_{1i} - \Delta P_{2i}) \left(\frac{P_{\dot{n}\delta}}{P_{i\dot{a}e\dot{n}}} \right)^2 - (\Delta P_{2\delta} - \Delta P_{1\delta}) \right], \quad (4.21)$$

де ΔP_{1n} , ΔP_{2n} – навантажувальні втрати потужності в електричній мережі в максимум її навантаження відповідно при відключеному і включеному елементі (визначаються для робочих режимів за програмами оптимізації); $P_{сер}$ – середнє навантаження за час ΔT ; $P_{макс}$ – максимальне навантаження сумарного графіка навантаження в зимовий контрольний день; ΔP_{1x} и ΔP_{2x} – втрати неробочого ходу в електричній мережі при відключеному і включеному елементі (для ліній дорівнюють нулю); ΔT – скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту устаткування, год.

4.2.13 Виконання робіт під напругою

Захід дає ефект щодо зниження втрат електроенергії під час виконання робіт під напругою в замкнених електричних мережах напругою 220 кВ і вище. Зниження втрат електроенергії досягається за рахунок скорочення тривалості неоптимальних ремонтних режимів електричних мереж. Зниження втрат електроенергії від упровадження заходу визначають за формулою:

$$\delta W = \sum_{i=1}^m \delta P_i T_i, \quad (4.22)$$

де δP_i – зниження втрат потужності в електричній мережі при середніх завантаженнях за період, протягом якого виконуються роботи під напругою на i -й лінії. Величина δP_i визначається за програмами розрахунку устасталених режимів як різниця втрат потужності в електричній мережі при відключеній і включеній i -й лінії. Якщо на частині ПЛ роботи під напругою виконуються одночасно, розрахунок δP_i для цієї групи ліній потрібно провадити за припущення їхнього одночасного відключення; m – кількість ліній, на яких провадяться роботи під напругою протягом року; T_i – час, протягом якого потрібно було б провадити ремонтні роботи з відключенням i -ї лінії, год.

4.2.14 Введення в роботу засобів автоматичного регулювання напруги, що не використовуються

Захід виконується на підстанціях, де наявні пристрої автоматичного регулювання напруги за відповідних причин переведені в режим дистанційного керування. Основний ефект досягається за рахунок збільшення можливостей регулювання напруги. Фактичне зниження втрат електроенергії визначається різницею значень, отриманих відповідно до і після виконання заходу.

4.2.15 Увімкнення-вимкнення шунтувальних реакторів в електричній мережі 500 -750 кВ

Шунтувальні реактори вмикають з метою зниження втрат електроенергії на "корону". У дощ і паморозь втрати на "корону" істотно перевищують теплові втрати. Економічний ефект підраховують як різницю сумарних (теплових і на "корону") втрат двох варіантів, які розраховують для існуючої погоди із шунтувальними реакторами і без них. Розрахунковий час для визначення економічного ефекту приймається рівним часу тривалості дощу або паморозі.

Вимикання шунтувальних реакторів здійснюється з метою збільшення рівнів напруги і зниження втрат за хорошої погоди і підвищення статичної стійкості в контрольованих перетинах, перетікання в яких досягають максимально допустимих значень.

4.3 Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах

4.3.1 Розрахунок планованого і фактичного зниження технічних втрат електроенергії під час проведення технічних заходів

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів δW_ϕ визначається за формулою:

$$\delta W_\phi = k_o k_n (\Delta W_{1p} - \Delta W_{2p}), \quad (4.23)$$

де k_o – коефіцієнт, який приймається рівним 1, якщо значення розрахункових втрат електроенергії визначалися за оптимальних режимів роботи електричної мережі, і рівним 0,9, якщо значення втрат електроенергії розраховувалися без попередньої оптимізації режимів; k_n – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії; ΔW_{1p} і ΔW_{2p} – значення розрахункових втрат електроенергії в електричній мережі, визначені до і після проведення заходу.

Користуючись формулою (4.23), необхідно керуватися такими рекомендаціями:

– під час виконань заходу, пов'язаного зі зміною параметрів ділянки замкненої електричної мережі, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії

повинні розраховуватися для всієї електричної мережі за змінених параметрів ділянки;

– під час виконань заходу на ділянці замкненої електричної мережі, що живиться від одного ЦЖ, втрати електроенергії повинні розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до ЦЖ;

– коли виконується захід на ділянці радіальної електричної мережі чи в ЦЖ радіальної мережі, то допускається враховувати зміну втрат електроенергії тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_o при цьому приймається рівним одиниці.

Плановане зниження річних втрат електроенергії під час впровадження технічних заходів з індексами 4.3.1–4.3.10 приймається з урахуванням проектів реконструкції і розвитку електричних мереж, в яких повинна оцінюватися ефективність цих заходів.

4.3.2 Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах

Цей захід є одним з найефективніших технічних заходів в електричних мережах.

Установлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) буде ефективною, якщо наведені витрати, пов'язані з їхнім спорудженням і експлуатацією, будуть менше одержуваного при цьому в суб'єкті енергетики економічного ефекту:

$$Z_W + Z_Q + Z_U + Z_{II} - Z_K \geq 0, \quad (4.24)$$

де Z_W , Z_Q , Z_U і Z_{II} – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат електроенергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в мережах, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і рівня пропускну здатності електричної мережі; Z_K – витрати на установлення й експлуатацію КРП.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини Z_W , Z_Q і Z_K . Для визначення Z_U необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак, як правило, вони відсутні. Що стосується показника Z_D , то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розвитку електричної мережі.

Особливість вибору пристроїв для компенсації реактивної потужності полягає в тому, що одночасно з вирішенням питань визначення оптимальної потужності, місць і черговості установлення КУ (проектне завдання) необхідно оптимізувати режим роботи електричних мереж за реактивною потужністю з урахуванням установлених синхронних генераторів на станціях, СК в електричних мережах і двигунів у споживачів. Оскільки режим роботи електричної мережі постійно змінюється, виникає завдання вибору оптимальних законів регулювання потужності КУ з метою забезпечення допустимих рівнів напруги у вузлах електричної мережі під час оперативного керування її режимом. Таким чином, оптимізація КРП – це складне багатоцільове завдання з багатьма обмеженнями.

Зниження втрат електроенергії від установлення пристроїв КРП у складнозамкненій електричній мережі з достатньою точністю може бути визначено за програмою оптимізації усталеного режиму за реактивною потужністю з урахуванням знайдених оптимальних потужностей КРП і місць їх встановлення.

Фактичне зниження втрат електроенергії, визначене за формулою (4.23), повинно бути зменшене на втрати в компенсувальних пристроях ΔW_{kn} у мегават-годинах, визначених для синхронних компенсаторів за формулою (8.6), а для батарей конденсаторів за формулою:

$$\Delta W_{EI} = \delta_Q \cdot Q_{EO} \cdot \dot{O}, \quad (4.25)$$

де δ_Q – відносні втрати електроенергії в компенсаторах; $Q_{КУ}$ – потужність компенсувальної установки; T – час роботи компенсувальної установки.

Для орієнтованого оцінювання зниження втрат електроенергії від установлення і введення в роботу КУ в розімкненій електричній мережі δW можна скористатися формулою:

$$\delta W = \frac{2Q_{\text{ЕО}}Q_i - Q_{\text{ЕО}}^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{ае}} \tau k_n - \Delta W_{\text{ЕО}}, \quad (4.26)$$

де Q_n – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі; $Q_{КУ}$ – потужність компенсувальних установок; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга електричної мережі; $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі; τ – час найбільших втрат; $\Delta W_{КУ}$ – втрати електроенергії в КУ.

Крім зниження втрат електроенергії під час встановлення КУ відбувається зниження втрат напруги в електричній мережі. Так, після проведення таких заходів (без урахування регулювального ефекту напруги, який в цьому випадку незначний) вони стали:

$$\Delta U' = \frac{Pr + (Q - Q_{\text{кО}})x}{U}. \quad (4.27)$$

де P і Q – активне і реактивне навантаження ділянки електричної мережі; r і x – активний та індуктивний опір ділянки електричної мережі від розглянутої точки до пункту, в якому здійснюється регулювання напругою (наприклад, до трансформатора з РПН); U – напруга електричної мережі.

4.3.3 Заміна проводів на перевантажених лініях

Доцільність заміни проводів перевантаженої лінії потрібно визначати за максимум інтегрального ефекту. При цьому необхідно враховувати фактичне навантаження лінії, передбачуване збільшення навантаження на

найближчу перспективу і вартість заміни проводів. Найбільш поширеним є застосування цього заходу в електричних мережах 380 В і 6–10 кВ.

Заміна існуючих проводів проводами більших перетинів в електричних мережах 6-10 кВ, як правило, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більше рекомендованих значень (наприклад, для АС-50 це 135 А, АС-70 це 210 А). Як правило, перетин проводу на перевантаженій лінії варто змінювати на більший, який перевищує існуючий на два ступені (А-16 – на А-35, А-35 – на А-70 тощо).

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за формулою (4.23) для електричних мереж усіх класів напруг.

4.3.4 Заміна відгалужень від ВЛ 0,38 кВ до будинків

Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення цього заходу визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях, що замінюються, за формулою:

$$\delta W = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot l \cdot I^2 \cdot \tau \cdot 10^{-6} \cdot k_i, \quad (4.28)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів;
 F_1 і F_2 – площі відповідно старого і нового проводів, мм²; m – кількість фаз у відгалуженні (за однофазного відгалуження $m=1$, за трифазного $m=3$);
 l – довжина відгалуження, км;

Допускається наближене оцінювання зниження втрат електроенергії під час проведення заходів за формулою:

$$\delta W = 0,006 n_{\text{відг}},$$

де $n_{\text{відг}}$ – планована кількість замінних відгалужень.

4.3.5 Заміна перевантажених силових трансформаторів

Заміну перевантажених трансформаторів на підстанціях здійснюють, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів k_{zl} більше верхньої межі економічно доцільного завантаження $k_{zl}^{\hat{a}}$:

$$k_{zl} \geq k_{zl}^{\hat{a}}. \quad (4.29)$$

Верхню межу завантаження визначають за формулою:

$$k_{zl}^{\hat{a}} = \sqrt{\frac{(P_{xl+1} - P_{xl}) \cdot T \cdot \zeta + K}{(P_{el} - k_{\hat{a}o}^2 \cdot P_{el+1}) \cdot T \cdot \zeta}}, \quad (4.30)$$

де P_x і P_k – паспортні значення втрат відповідно неробочого ходу і короткого замикання, МВт; ζ – вартість 1 МВт·год активної електроенергії; індекс l стосується трансформатора, що підлягає заміні, $l+1$ – трансформатора, що замінює перевантажений трансформатор, більшої потужності; T – тривалість роботи трансформатора, год; k_{em} – відношення номінальних потужностей S_{nl}/S_{nl+1} ; K – вартість заміни трансформаторів, обумовлена для кожного конкретного випадку.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора чи установлення додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат:

$$\delta W_i = (P_{el} - k_{\hat{a}o}^2 \cdot P_{el+1}) \cdot k_{zl}^2 \cdot \tau \cdot k_n \quad (4.31)$$

і збільшення втрат неробочого ходу:

$$\delta W_x = (P_{xl+1} - P_{xl}) \cdot T. \quad (4.32)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії, становить:

$$\delta W = \delta W_i - \delta W_o. \quad (4.33)$$

4.3.6 Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

У разі застосування додаткового трансформатора значення P_{xl} і P_{kl} є сумарними для всіх трансформаторів, установлених до введення додаткового, а P_{xl+1} і P_{kl+1} – те ж після його введення. У загальному випадку втрати неробочого ходу (4.32) під час установлення сучасного трансформатора можуть не зрости, а зменшитися.

Якщо термін окупності установлюваного трансформатора $T_{окуп}$ не перевищує одного року, його визначають за формулою:

$$T_{ієді} = \frac{K}{\delta W \cdot \zeta}, \quad (4.34)$$

де δW – визначається за виразом (4.33);

$$K = K_n + K_{дм} - K_l, \quad (4.35)$$

де K_n – витрати на впровадження заходів, пов'язаних з установленням нового обладнання; $K_{дм}$ – вартість демонтажу устаткування; K_l – ліквідна вартість демонтованого устаткування.

4.3.7 Заміна недовантажених силових трансформаторів

Заміна недовантаженого трансформатора, у разі неможливості його відключення, трансформатором меншої потужності здійснюється, якщо прогнозований на 4-5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менше нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не приводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більше – і в аварійному) режимі.

Перша умова записується у вигляді:

$$k_{cl} < k_{cl}^i \quad (4.36)$$

а друга –

$$k_{іо} k_{cl} < k_{нн l-1} \quad (4.37)$$

де k_{zl} , $k_{\zeta l}^i$ – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження трансформатора, що підлягає заміні; k_{nm} – відношення номінальних потужностей трансформаторів; k_{cn} – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора.

Індекс l стосується трансформатора, що підлягає заміні, а $l-1$ – того, що замінює недовантажений трансформатор, меншої потужності.

Нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора за наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою

$$k_{\zeta l}^{ii} = \sqrt{\frac{(P_{xl} - P_{xl-1})T \zeta - K}{(k_{i0}^2 P_{i l-1} - P_{il})\tau \zeta}} \quad (4.38)$$

У цьому випадку $k_{\zeta l}^i = k_{\zeta l}^{ii}$.

Під час заміни недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії неробочого ходу:

$$\delta W_x = (P_{xl} - P_{xl-1})T, \quad (4.39)$$

де P_{xl} і P_{xl-1} – паспортні значення втрат неробочого ходу, індекс $l-1$ стосується недовантаженого трансформатора, а індекс l – трансформатора, на який замінюють недовантажений.

При цьому, як правило, збільшуються навантажувальні втрати δW_n :

$$\delta W_i = (k_{i0}^2 \cdot P_{i l-1} - P_{il}) \cdot k_{\zeta l}^2 \cdot \tau \cdot k_I. \quad (4.40)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W_{\delta} - \delta W_i. \quad (4.41)$$

Термін окупності даного заходу можна також визначити за формулою (4.34). При цьому термін окупності заходів із заміни перевантажених і недовантажених трансформаторів має становити менше року, а в разі можливої сезонної заміни – 3-4 місяці.

4.3.8 Установлення і введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації

Досить докладно принцип роботи пристроїв для автоматичного регулювання напруги за допомогою коефіцієнтів трансформації описано в заході 4.2.7. Ефект від їх установлення полягає в більш ретельному відстеженні змін режиму, ніж це могло б бути виконано диспетчером.

4.3.9 Установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів

Автоматичне регулювання потужності (АРП) конденсаторних батарей є заходом підвищення ефективності їх використання.

У ряді випадків за різкоперемінних графіків реактивного навантаження споживачів установлення нерегульованих БСК виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби, через перекомпенсацію, навантаження і неприпустиме завищення рівнів напруги, завдає збитків. Тому виникає проблема регулювання потужності БСК протягом року, місяця, доби. Регулювання може бути ручним і автоматичним. Автоматичне регулювання потужності БСК є особливо ефективним на підстанціях без постійного обслуговування персоналом та в електроустановках споживачів.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби й одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах електричної мережі. При цьому не завжди АРП БСК діє на ці показники в одному напрямку. Бувають випадки, коли за поліпшення режиму напруги втрати електроенергії в електричній мережі зростають.

За ступеневого регулювання потужності БСК можуть мати місце режими роботи споживачів як з недостатньою компенсацією, так і зайвою

(перекомпенсацією). Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності і місць установлення, визначити доцільне число секцій БСК і режим їхньої роботи. Чим більш нерівномірний графік роботи споживача, тим кількість секцій повинна бути більшою. При цьому необхідно враховувати і те, що вартість БСК зростає зі збільшенням кількості секцій за рахунок установлення додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо). Отже, під час роботи параметрів АРП повинно забезпечуватися раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК за рахунок установлення пристроїв АРП і ефекту від їхнього застосування.

У загальному випадку установлення АРП БСК економічно доцільне, якщо виконуються умови:

$$\delta W_{ze} - Z_{АРП} \geq 0; \quad (4.42)$$

$$U_{t,\min} \leq U_{ti} \leq U_{t,\max}, \quad (4.43)$$

де δW – зниження втрат електроенергії в електричній мережі за рік від установлення АРП БСК; $Z_{АРП}$ – приведені витрати на установлення додаткових пристроїв АРП.

В окремих випадках, як відзначалося вище, АРП БСК установлюється виключно для місцевого регулювання напруги. Втрати електроенергії при цьому можуть як збільшуватися, так і зменшуватися.

4.3.10 Автоматизація керування режимами електричних мереж

Для автоматизації керування режимами електричних мереж потрібно:

- установити телевимірювання й інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- замінити приводи або самі комутуючі апарати.

Перед установленням телевимірювань необхідно оцінити електричну мережу (виявити зони, керування якими можливе за допомогою уже встановлених засобів ТВ) і визначити оптимальні місця установлення

додаткових засобів ТВ. Таке оцінювання здійснюється за спеціальними програмами і є одноразовою операцією, на підставі якої розробляється план оснащення електричної мережі засобами телевимірювань.

4.3.11 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Підвищення номінальної напруги – один з основних шляхів збільшення пропускної здатності електричної мережі і зменшення втрат потужності й електроенергії. Перехід на новий, більш високий ступінь напруги, здійснюється в тому випадку, коли за рахунок інших неможливо досягти бажаного ефекту.

Підвищення номінальної напруги електричної мережі здійснюється переважно за двома напрямками:

- за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих кабельних і повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерно для міських і сільських розподільних електричних мереж 6-10 кВ, міських кабельних мереж 6-10 кВ тощо;

- за допомогою спорудження живильної електричної мережі більш високої напруги у вигляді глибоких введень у центри електроспоживання, розвантаження на цій основі існуючих ліній і переведення їх до розряду розподільних.

Основним методом для вибору номінальної напруги електричної мережі є техніко-економічне порівняння ряду варіантів. Розглядаються варіанти переведення електричних мережах з 6 на 10 кВ, 6 та 10 на 20 кВ, а також 35 на 110 кВ.

4.3.12 Установлення пристроїв для поздовжньо-поперечного регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнених електричних мережах

Економічний режим неоднорідної замкненої електричної мережі можна одержати, здійснивши примусовий розподіл потужностей включенням у контур поздовжньо-поперечної ЕРС. Один зі способів створення такої ЕРС полягає в застосуванні послідовних вольто-додаткових трансформаторів (ВДТ). В пп. 3.1 та 3.2 показано можливість і ефективність застосування ВДТ для компенсації негативного впливу неоднорідності на розподіл потоків потужності в ЕЕС.

4.3.13 Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва розвантажувальних підстанцій та ліній електропередавання

В якості основного критерію ефективності використовують інтегральний ефект, а як додатковий – період повернення капіталу (термін окупності). У розрахунках приймають, що, як правило, зростання інтегрального ефекту забезпечується зростанням передачі кількості електричної енергії новозбудованими (реконструйованими) мережами та зменшенням технологічних витрат електроенергії і втраченої вигоди.

При визначенні економічної ефективності капітальних вкладень в такі заходи потрібно враховувати:

- річне зменшення втрат електричної енергії в елементах мереж вищої і нижчої напруг внаслідок реалізації заходів;
- річну втрачену вигоду внаслідок невідповідності показників якості електричної енергії вимогам ГОСТ 13109;
- річну втрачену вигоду внаслідок недовідпуску електричної енергії;
- річне зростання (зменшення) затрат на технічне обслуговування і ремонт електричних мереж;

- річне зростання (зменшення) амортизаційних відрахувань;
- перспективні обсяги електроспоживання в зоні електричних мереж, для яких планують зазначені технічні заходи;
- обсяги капітальних вкладень;
- тарифи на електричну енергію.

Річне зменшення втрат активної електричної енергії $\delta\Delta W_{k,t}^{(P)}$ в елементах мереж вищої і нижчої напруг внаслідок реалізації заходів визначають як різницю річних фактичних втрат в елементах цих мереж $\Delta W_0^{(P)}$ і річних розрахункових втрат $\Delta W_{k,t}^{(P)}$, визначених на етапі техніко-економічного обґрунтування для кожного з k варіантів реалізації технічних заходів, за формулою

$$\delta\Delta W_{k,t}^{(P)} = \Delta W_0^{(P)} - \Delta W_{k,t}^{(P)}. \quad (4.44)$$

Значення $\Delta W_0^{(P)}$ і $\Delta W_{k,t}^{(P)}$ визначають згідно з Методикою визначення технологічних витрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередавання.

4.4 Заход щодо удосконалення обліку електричної енергії

4.4.1 Способи удосконалення обліку електричної енергії

До заходів щодо удосконалення обліку електричної енергії належать:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів та електролічильників за допустимих умов (відсутність недовантаження первинних ланцюгів ТС, перевантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій основ лічильників, відокремлення кіл релейного захисту та обліку електроенергії, розвантаження ліній з'єднання лічильників та ТН,

забезпечення коректності схем ввімкнення вимірювальних комплексів тощо);

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

- заміна розрахункових схем обліку електроенергії з трансформаторами струму на лічильники прямого включення чи трансформатори струму з меншим коефіцієнтом трансформації;

- заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками (заміна старих, що відпрацювали свій ресурс, індукційних лічильників класу точності 2,5 на більш точні дозволить в середньому підвищити облікований корисний відпуск електроенергії на 10-12%);

- впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ) на електричних станціях, підстанціях, у великих споживачів з поступовим переходом до впровадження АСОЕ побутового споживача;

- установлення приладів для технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);

- періодичне перевірення умов роботи електролічильників розрахункового обліку в споживачів і виявлення розкрадань електроенергії;

- перенесення місця встановлення розрахункового обліку на межу балансової належності;

- захист приладів обліку від розкрадання електроенергії (вдосконалення конструкцій лічильників, перенесення приладів обліку за межі приватних володінь в спеціально обладнані шафи обліку, маркування засобів вимірювання, установлення та пломбування клемних кришок лічильників та вимірювальних трансформаторів тощо).

4.4.2 Похибки вимірювання кількості електричної енергії

Похибки вимірювання кількості електричної енергії стають суттєвими у випадках:

- перевантаження вторинних кіл ТС пристроями релейного захисту, автоматики, телеметрії тощо (систематична складова похибки може досягати від мінус 5 % до мінус 10 % і більше);

- перевантаження вторинних ланцюгів ТН (від мінус 2 % до мінус 3 % і більше);

- зміщення робочої точки ТС і лічильників в область малих струмів через використання ТС одночасно як для вимірювання електроенергії, так і для захисту – з завищеним коефіцієнтом трансформації ТС за умовами електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин (систематична складова похибки може досягати від мінус 3 % до мінус 5 % і більше);

- втрати напруги в лініях приєднання лічильника до ТН (похибка може досягати від мінус 1 % до мінус 2 % і більше).

За наявності всіх вказаних вище складових похибки, загальна похибка вимірювального комплексу, а відповідно і недооблік електроенергії може досягати від мінус 10 % до мінус 25 % і більше.

Систематичні похибки можуть бути і додатними. Наприклад, недовантаження ТН може привести до появи складової похибки від плюс 0,7 % до плюс 1,5 %; кутова похибка ТС при перевантаженні вторинного ланцюга трансформатора, малому робочому струмі та малому значенні $\cos\phi$ може привести до появи складової похибки від плюс 5 % до плюс 10 % і більше.

4.4.3 Обґрунтування приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками,

пріоритетну послідовність такої заміни і кількісну оцінку ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, зумовлених похибками приладів для обліку, що відбувається під час заміни приладів.

Економічний ефект від вдосконалення приладів обліку за рахунок зменшення похибки вимірювального комплексу розраховують в такій послідовності:

– визначають межу допустимої відносної похибки i -го вимірювального комплексу за формулою:

$$\delta_i = 1,1 \sqrt{\delta_{\delta N}^2 + \delta_{\delta I}^2 + \delta_{\delta \theta}^2 + \delta_{\delta \epsilon}^2 + \delta_{\delta \epsilon^{2+}}^2 + \sum_{j=1}^L \delta_{\delta^{2+j}}^2}, \quad (4.45)$$

де δ_{TC}, δ_{TH} – межі допустимих значень відносної похибки для вимірювальних ТС та ТН; δ_n – межа допустимих згідно ПУЕ втрат напруги в лініях приєднання лічильників до трансформаторів напруги; $\delta_{лич}$ – межа допустимої основної похибки лічильника; δ_{θ} – сумарна похибка лічильника, викликана кутовими похибками ТС і ТН; $\delta_{лич}$ – похибки лічильників, які враховують робочі умови застосування; (приймають, що всі складові вимірювального комплексу мають однаковий знак похибки (від’ємне значення – недооблік, додатне – переоблік);

– розраховують зниження похибки у % як різницю похибок до та після впровадження заходу вдосконалення приладів обліку:

$$\Delta\delta = \delta_{i1} - \delta_{i2}, \quad (4.46)$$

де δ_{i1}, δ_{i2} – відносна похибка i -го вимірювального комплексу до та після впровадження заходу вдосконалення приладів обліку;

– визначають річне зниження втрат електричної енергії δW за рахунок вдосконалення приладів обліку за формулою

$$\delta W = \frac{W_{\text{річ}} \cdot \Delta\delta}{100}, \quad (4.47)$$

де $W_{\text{річ}}$ – відпуск електроенергії за рік.

Встановлення приладів для технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільне на радіальних лініях 35-110 кВ, фідерах 6-10 кВ, ПС 10/0,4 кВ і лініях 0,38 кВ. Їх установа дає змогу визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії, локалізувати осередки нетехнічних втрат електроенергії.

5 ПРОГРАМНИЙ КОМПЛЕКС РОЗРАХУНКУ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 110(35)-10(6)-0,4 КВ “ВТРАТИ”

Програмний комплекс (ПК) “ВТРАТИ” призначений для:

- розрахунків втрат потужності й енергії в електричних мережах (ЕМ) 110(35)-20 кВ;
- розрахунку ustalених режимів розподільних ЕМ 10(6) кВ (нормальних, післяаварійних, ремонтних тощо) в умовах неповноти та недосконалості вихідної інформації з представленням ЕМ 0,4 кВ у вигляді поопорних схем, або еквівалентних опорів;
- імітації післяаварійних і ремонтних режимів ЕМ 10(6) кВ з можливістю поелементного оцінювання основних параметрів;
- розрахунку ustalених режимів розподільних ЕМ 0,4 кВ за поопорними схемами з урахуванням фазування споживачів (абонентів);
- імітації післяаварійних і ремонтних режимів ЕМ 0,4 кВ з можливістю поелементного оцінювання основних параметрів;
- розрахунків технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних електричних мережах 20-10(6)-0,4 кВ з можливістю їх структурування в умовах неповноти та недосконалості вихідної інформації;
- пофідерного аналізу балансових витрат електроенергії в розподільних ЕМ 20-10(6)-0,4 кВ з можливістю ідентифікації внутрішніх перетікань протягом звітного періоду;
- оцінювання вірогідності визначення втрат електроенергії в умовах неточності та невизначеності вихідної інформації про режими роботи розподільних ЕМ;
- оцінювання впливу розосереджених джерел енергії на режими роботи та технічні втрати електроенергії в розподільних ЕМ 110-10(6) кВ з визначенням показників якості напруги;

– оцінювання ефективності основних заходів щодо зменшення технічних втрат електроенергії в розподільних мережах 20-10(6)-0,4 кВ;

Методичною основою алгоритмів розрахунків є галузева інструкція СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014 «Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження», а також відомості, що наведені у попередніх розділах.

Навантажувальні (змінні) втрати визначаються за методом поелементних розрахунків. Втрати електроенергії в залежності від наявних вихідних даних та поставленої задачі розраховуються за методом середніх (максимальних) навантажень, або за методом чисельного інтегрування.

Навантаження у вузлах може задаватися потужностями, відпуском електроенергії, коефіцієнтами завантаження трансформаторів або графіками навантаження підстанцій 10(6)/0.4 кВ. Альтернативним способом є представлення сукупного навантаження значенням відпущеної електроенергії, струму або графіка навантаження головної ділянки фідера. В останньому випадку відпущена електроенергія перераховується в потужності вузлів з урахуванням заданих коефіцієнтів завантаження або графіка споживання.

Втрати електроенергії для характерних режимів або ступенів графіка навантаження визначаються розрахунком усталеного режиму мережі.

Програмний комплекс «ВТРАТИ»:

– може функціонувати у середовищі операційної системи Microsoft Windows™7 і вище;

– забезпечує розрахунок усталених режимів, а також втрат електроенергії в розподільних мережах 110(35)-10(6) кВ з кількістю вузлів до 1500, кількістю віток до 1500, кількістю контурів до 250;

– забезпечує розрахунок усталених режимів, а також втрат електроенергії в розподільних мережах 20-10(6) кВ з кількостями вузлів, віток, фідерів та секцій шин підстанцій у розрахунковій схемі ЕМ, що

програмно не обмежені, а визначаються ресурсами та обчислювальною потужністю ПК;

- забезпечує можливість розрахунку та аналізу нормального режиму електричних мереж 20-10(6) кВ із замкненими контурами;

- дозволяє враховувати температуру провідників ліній електропередачі розподільних мереж під час визначення втрат електроенергії та розроблення заходів щодо їх зменшення, використовуючи інформацію про температуру навколишнього середовища та струмові навантаження ліній;

- дозволяє використовувати корпоративні бази даних енергопостачальних компаній для отримання вихідної інформації для розрахунків втрат електроенергії у розподільних мережах 10(6)-0,4 кВ;

- дозволяє формувати графіки навантаження вузлів, фідерів та підстанцій шляхом зчитування їх з зовнішніх файлів, зокрема таких, що формуються електронними лічильниками;

- дозволяє враховувати зміни схеми електричних мереж протягом звітного періоду для ідентифікації внутрішніх перетікань та уточнення розрахункових втрат електроенергії методом чисельного інтегрування;

- дозволяє експортувати результати розрахунку у вигляді електронних таблиць Microsoft Excel.

Особливістю програмного комплексу є можливість сумісного розрахунку характерних режимів та втрат електроенергії в електричних мережах 110(35) кВ та 20-10(6)-0,4 кВ, використовуючи специфічне інформаційне забезпечення для кожної з мереж.

5.1 Підготовка бази даних основного обладнання розподільних електричних мереж

Для аналізу характерних режимів розподільних електричних мереж та визначення технологічних витрат електроенергії в них, враховуючи типове

інформаційне забезпечення енергопостачальних компаній, доцільним є перехід до поелементних розрахунків у поєднанні з методом середніх навантажень, або чисельного інтегрування втрат електроенергії. Особливістю такого поєднання є широкі можливості залучення додаткової інформації для уточнення результатів визначення режимних параметрів та втрат, а у випадку зменшення періоду розрахунку, наприклад, до 0,5 години – можливість переходу до моніторингу режимів ЕМ.

Для забезпечення належної адекватності результатів моделювання режимів ЕМ та оцінювання балансів електроенергії, необхідно виконати такі етапи формування інформаційного забезпечення:

- формування базового інформаційного забезпечення, тобто підготовку баз даних основного обладнання, формування пофідерних нормальних схем, формування переліку та розміщення реєстраційних пристроїв, а також фіксацію комутаційних апаратів, якими виконують коригування схеми ЕМ у нормальних та післяаварійних режимах;

- залучення інформаційного забезпечення, тобто електронних лічильників та реєстраторів, що дозволяє періодично уточнювати схеми ЕМ, їх параметри, а також інформацію про поточне надходження та відпуск електроенергії в ЕМ 110(35)-20-10(6)-0,4 кВ;

- залучення даних телеінформаційної системи з заданою дискретністю опитування пристроїв телевимірювань, що дозволяє перейти від періодичних розрахунків втрат електроенергії в ЕМ до оперативного моніторингу режимів розподільних мереж та втрат у них.

Для забезпечення максимальної адекватності результатів моделювання режимів та параметрів ЕМ для формування математичних та розрахункових моделей ЕМ мають бути залучені усі наявні джерела інформації. Особливо це стосується бази електричних параметрів основного обладнання, оскільки похибки, внесені на даному етапі будуть негативно проявлятися протягом експлуатації програмного комплексу.

5.1.1 Підготовка бази даних силових трансформаторів

Для полегшення введення вхідної інформації про трансформаторні зв'язки в ЕМ 110(35)-10 кВ, а також про підстанції 10/0.4 кВ розподільних мереж використовується вбудована у програму база каталожних параметрів трансформаторів. Оскільки у мережі можуть бути встановлені трансформатори, які не внесені у базу, у програмі передбачено можливість редагування вказаної бази даних.

Отож перед формуванням схеми ЕМ та введенням вихідних даних необхідно переконатися, що у базі даних є всі трансформатори, що встановлені в мережі. Якщо необхідних записів не знайдено, то необхідно виконати редагування бази.

Для підготовки бази даних трансформаторів необхідно в головному меню програми вибрати пункт “База”, “Параметри трансформаторів 10/0.4”. Після цього на екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.1.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторів згідно з довідником або паспортом трансформатора.

	Тип трансформатора	Сном, кВА	Uн(ВН), кВ	Uн(СН), кВ	Uн(НН), кВ	Uк(В-С), %	Uк(В-Н), %	Uк
28	ТМ-250/20	250.0	20.0		0.40		4.5	
29	ТМ-250/10	250.0	10.0		0.40		4.7	
30	ТМ-250/6	250.0	6.3		0.40		4.7	
31	ТМ-315/10	315.0	10.0		0.40		5.5	
32	ТМ-315/6	315.0	6.3		0.40		5.5	
33	ТМ-320/6	320.0	6.3		0.40		5.5	
34	ТМ-400/10	400.0	10.0		0.40		4.5	
35	ТМН-400/10	400.0	10.0		0.40		4.5	
36	ТМ-400/20	400.0	20.0		0.40		4.0	
37	ТМ-400/6	400.0	6.3		0.40		4.5	

Рисунок 5.1 – Вікно редактора бази трансформаторів 10/0.4 кВ

У поле “Тип” вводиться тип трансформатора за довідником або паспортом. Якщо необхідно ввести параметри для трансформатора, тип якого вже існує у базі, але іншої модифікації, то для забезпечення

однозначності тип трансформатора, що вводиться, має відрізнятися від існуючого у базі. (Наприклад, якщо необхідно задати іншу модифікацію трансформатора ТМ-25/10, то у поле “Тип” можна ввести “ТМ-25/10(мод1)”).

У поле “ S_n , кВа” вводиться номінальна потужність трансформатора;

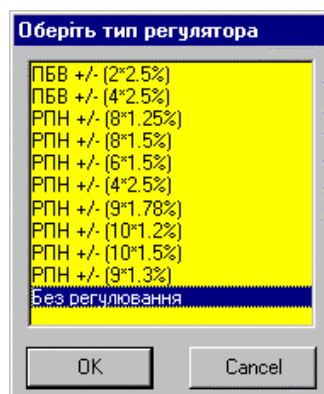
У поля " U_n (ВН), кВ", " U_n (СН), кВ", " U_n (НН), кВ" вводяться номінальні напруги відповідних обмоток трансформатора.

У поля " U_k (В-Н), %", " U_k (В-С), %", " U_k (С-Н), %" вводяться напруги короткого замикання відповідних пар обмоток.

У поле “ dP_{xx} , кВт” вводяться втрати холостого ходу трансформатора; у поле “ dP_k , кВт” – втрати короткого замикання трансформатора.



У поле I_x , % вводиться значення струму холостого ходу трансформатора.

У полі “Регулятор” вибирається тип регулятора, встановленого на трансформаторі:




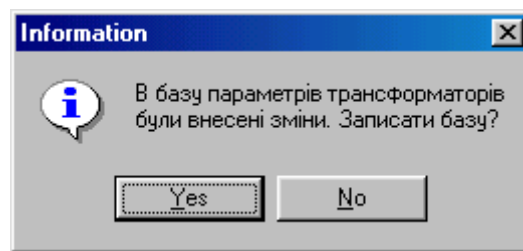
У випадку відсутності одного з обов'язкових параметрів або виявлення невірної значення видається повідомлення про помилку.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для спрощення редагування бази параметрів трансформаторів редактор бази оснащений кнопками  (додати рядок) та  (знищити

рядок) які призначені, відповідно, для додання та знищення рядка даних у позиції курсора.

Для закінчення редагування бази параметрів трансформаторів 10/0.4 необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри трансформаторів вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази і запит на запис введених параметрів у базу:



Вихід з режиму редагування бази параметрів трансформаторів або запис інформації у базу можливий лише після виправлення всіх виявлених помилок.

5.1.2 Підготовка бази даних ліній електропередачі

Опис ліній електропередач, що забезпечують живлення споживачів виконується у програмі шляхом введення їх марки та довжини. Тому передбачено наявність бази даних питомих параметрів повітряних та кабельних ЛЕП.

Перед введенням інформації про схему розподільної мережі необхідно переконатися, що у базі є всі наявні у мережі марки проводів та кабелів. У разі відсутності необхідної інформації необхідно виконати редагування бази даних.

Для підготовки бази даних ліній електропередач необхідно в головному меню програми вибрати пункт "База", "Параметри ліній електропередачі". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.2.

У відповідні поля необхідно ввести параметри проводів ЛЕП згідно з довідником.

У поле “Марка” вводиться марка проводу за довідником. При введенні марки проводу слід уникати використання пропусків на початку та в кінці.

	Марка проводу/кабеля	Un, кВ	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, См*Е-6	RoN, Ом
81	ААБ-ЗХ70	0.4	0.447	0.065		0.447
82	ААБ-ЗХ95	10.0	0.329	0.083	110.000	
83	ААБ-ЗХ95	0.4	0.329	0.062		0.329
84	ААБ-ЗХ120	10.0	0.261	0.081	116.000	
85	2ААБ-ЗХ120	10.0	0.131	0.041	236.000	
86	ААБ-ЗХ150	10.0	0.208	0.079	138.000	
87	ААБ-ЗХ300	10.0	0.104	0.079	138.000	
88	ААБ-ЗХ185	10.0	0.169	0.070	141.000	
89	ААБ-ЗХ240	10.0	0.130	0.070	144.000	
90	2ААБ-ЗХ240	10.0	0.070	0.140	288.000	
91	ААБ-ЗХ400	10.0	0.090	0.070	144.000	

Рисунок 5.2 – Вікно редактора бази даних проводів ЛЕП

У полі "Un, кВ" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати з переліку номінальну напругу мережі для вказаної марки проводу.

У поле “Ro, Ом” вводиться питомий активний опір проводу для всіх класів напруги. Значеннями Ro мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

У поля “Xo, Ом”, “Bo, Ом” вводяться питомий індуктивний опір та питома провідність для проводів мереж 10 кВ. Значеннями Xo і Bo мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.


У поле "RoN, Ом" вводиться питомий активний опір нульового проводу для мереж 0.4 кВ, що використовується з фазними проводами, марка яких вказана в полі “Ro, Ом”, або питомий активний опір нульового проводу кабеля. Значенням RoN має бути дійсне число з крапкою в якості

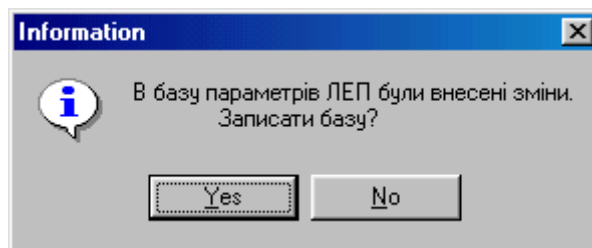
роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

У випадку відсутності одного з обов'язкових параметрів або виявлення невірного значення видається відповідне повідомлення про помилку.

Для введення інформації про двотрансформаторні підстанції 10/0.4 передбачено наявність у списку шин із нульовими активним та реактивним опорами, помічених у базі як “Шини”. Після виходу із режиму редагування бази параметрів проводів ЛЕП вказана марка із відповідними параметри з'являються у останньому рядку бази автоматично.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для закінчення редагування бази параметрів проводів ЛЕП необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри проводів ЛЕП вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази і запит на запис введених параметрів у базу:



Вихід з режиму редагування бази параметрів проводів ЛЕП або запис інформації у базу можливий лише після виправлення всіх виявлених помилок.

5.1.3 Підготовка бази даних регуляторів (РПН та ПБВ) силових трансформаторів

Для полегшення введення вхідної інформації про коефіцієнти трансформації трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ розподільних мереж використовується вбудована у програму база каталожних параметрів регуляторів. Оскільки у мережі можуть бути встановлені регулятори, які не внесені у базу, у програмі передбачено можливість редагування вказаної бази даних.

Для підготовки бази даних трансформаторів необхідно в головному меню програми вибрати пункт “База”, “Параметри регуляторів (РПН та ПБВ)”. Після цього на екрані з’явиться вікно, зображене на рис. 5.3.

У відповідні поля необхідно ввести параметри регуляторів згідно з довідником або паспортом регулятора.

	Тип регулятора	B1, %	B2, %	B3, %	B4, %	B5, %	B6, %	B7, %	B8, %	B9, %	B10, %	B11, %	B12, %
1	ПБВ +/- (1*5%)	5.00	0.00	-5.00									
2	ПБВ +/- (2*2.5%)	5.00	2.50	0.00	-2.50	-5.00							
3	ПБВ +/- (4*2.5%)	10.00	7.50	5.00	2.50	0.00	-2.50	-5.00	-7.50	-10.00			
4	РПН +/- (8*1.25%)	10.00	8.75	7.50	6.25	5.00	3.75	2.50	1.25	0.00	-1.25	-2.50	-3.75
5	РПН +/- (8*1.5%)	12.00	10.50	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50	-3.00	-4.50
6	РПН +/- (6*1.5%)	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50	-3.00	-4.50	-6.00	-7.50
7	РПН +/- (4*2.5%)	10.00	7.50	5.00	2.50	0.00	-2.50	-5.00	-7.50	-10.00			
8	РПН +/- (9*1.78%)	16.02	14.24	12.46	10.68	8.90	7.12	5.34	3.56	1.78	0.00	-1.78	-3.56
9	РПН +/- (10*1.2%)	12.00	10.80	9.60	8.40	7.20	6.00	4.80	3.60	2.40	1.20	0.00	-1.20
10	РПН +/- (10*1.5%)	15.00	13.50	12.00	10.50	9.00	7.50	6.00	4.50	3.00	1.50	0.00	-1.50
11	РПН +/- (9*1.3%)	11.70	10.40	9.10	7.80	6.50	5.20	3.90	2.60	1.30	0.00	-1.30	-2.60



Рисунок 5.3 – Вікно редактора бази трансформаторів 10/0.4 кВ

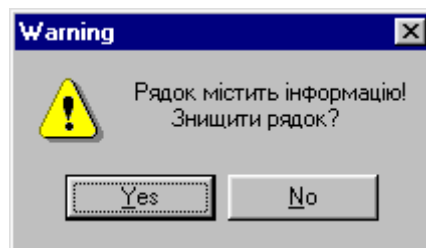
У поле “Тип регулятора” вводиться тип регулятора за довідником або паспортом. При введенні типу регулятора слід уникати використання пропусків на початку та в кінці.


У поля “B1, %” – “B21, %” вводяться значення відносних коефіцієнтів, що відповідають відпайкам регулятора. Значеннями вказаних полів мають

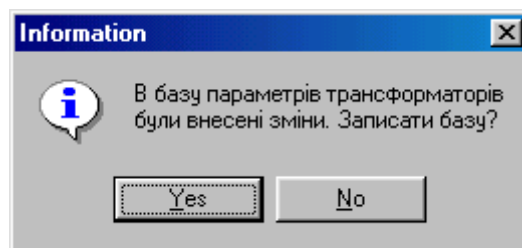
бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Рекомендується періодично записувати введену інформацію у базу. Перед записом інформації здійснюється її перевірка, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для спрощення редагування бази параметрів трансформаторів редактор бази оснащений кнопками  (додати рядок) та  (знищити рядок) які призначені, відповідно, для додання та знищення рядка даних у позиції курсора. Якщо виконується знищення непорожнього рядка, то видається попередження:



Для закінчення редагування бази параметрів трансформаторів 10/0.4 необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у параметри трансформаторів вносились зміни, то здійснюється перевірка цих параметрів і за відсутності помилок з'являється повідомлення про зміну бази та запит на запис введених параметрів у базу:



5.2 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вихідних даних

Подання схеми розподільної мережі у програмі виконане максимально наближеним до реального. Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для кожної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

- номер шин підстанції (довільне ціле число), який ідентифікує її у схемі;
- назва підстанції;
- значення напруги, що підтримується на шинах 10(6) кВ підстанції, кВ;
- тривалість звітного періоду (за який визначаються втрати електроенергії), год.;
- електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Частина інформації щодо підстанції може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Очевидно, що у даному випадку адекватність розрахунків погіршується.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

У процесі роботи програма виконує аналіз небалансу електроенергії по підстанції 110(35)/10(6) кВ. Тому, якщо не задано кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, то вона буде розрахована, виходячи з контрольних замірів струмів або електроенергії по фідерах 10(6) кВ підстанції, а у вікні результатів

розрахунку буде відображено повідомлення: “Не задано кількість електроенергії, що одержана на вводах 10(6) кВ підстанції ...” і оцінка небалансу виконуватися не буде.

Кожний фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в головній ділянці фідера за звітний період або відпущеною електроенергією за даний період:

- максимальний струм – це найбільший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

- мінімальний струм – це найменший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);

- середній струм – це алгебраїчна сума замірів струмів за звітний період (характерну добу), поділена на кількість виконаних замірів;

- електроенергія, що відпущена у фідер протягом звітного періоду – вказується у разі, якщо на фідері встановлено лічильник активної електроенергії замість середнього струму. Даний замір зазвичай є більш точним та інформативним.

Вказані значення контрольних замірів струмів не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів завантаження підстанції 10/0.4 кВ, розподілу навантаження підстанції між фідерами, а також для визначення коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих струмів та електроенергії мають коригуватися в процесі експлуатації програми у відповідності із зміною характеру навантаження принаймні один раз на місяць.

Від кожного фідера живиться доволі розгалужена мережа 10(6) кВ. Інформація про неї поділяється на інформацію про вузли та вітки.

Вузлами схеми є еквіваленти шин 10 кВ підстанції 10/0.4 кВ, відгалужень ліній тощо. Кожен вузол у схемі мережі повинен мати унікальний номер (оскільки вузли з однаковими номерами розглядаються як один вузол). Для вузла типу “відгалуження ЛЕП” необхідно задати лише його номер. Необхідною інформацією про вузол схеми, що символізує підстанцію 10/0.4 кВ, є його номер та марка встановленого трансформатора (додається з бази даних трансформаторів).

Для підвищення адекватності розрахунків для вузлів підстанції 10/0.4 кВ задається низка додаткових параметрів:

- коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора, або відпуск електроенергії (якщо він достеменно відомий);
- значення активної та реактивної потужності місцевого генерування, якщо вузлом є шини 10 кВ електричної станції, або у вузлі споживання встановлений компенсатор реактивної потужності;
- еквівалентний опір мережі 0.4 кВ, що живиться від підстанції 10/0.4 кВ для врахування втрат потужності та електроенергії у даних мережах, а також максимального спаду напруги в них. Для введення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ використовується спеціальне діалогове вікно, що дозволяє ввести кількісні та якісні характеристики мережі, визначити $R_{ек}$ та розташувати це значення у певному місці таблиці початкових даних.

Вітками схеми є еквіваленти ЛЕП 10 кВ та комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, вимикачів навантаження тощо). Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для однозначного подання кожної вітки схеми необхідно ввести номери вузлів, що приєднані до неї. Для вітки, що символізує ЛЕП, вводиться марка проводу (вибирається з бази даних) та довжина. Для вітки, що показує комутаційний апарат, вводиться його назва за схемою та стан (увімкнений, вимкнений). З метою зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно

описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

5.2.1 Введення та редагування інформації про вузли електричних мереж 110(35)-10(6) кВ

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" (рис. 5.4) і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У полі "Назва вузла" вводиться назва підстанції, що розташована у даному вузлі.

У полі "U_н, кВ" з доступного переліку вибирається номінальна напруга вузла.

У полі "P_н, МВт" вводиться активна потужність навантаження, під'єданого до даного вузла. Якщо у вузлі відсутнє навантаження, то комірка має бути пустою. Потужність генеруючих джерел, що під'єдані до даного вузла, вводиться із знаком "-".

У полі "Q_н, МВАр" вводиться реактивна потужність навантаження, під'єданого до даного вузла. Якщо у вузлі відсутнє навантаження, то комірка має бути пустою. Потужність генеруючих джерел, що під'єдані до даного вузла, вводиться із знаком "-".

У полі "W_в, МВт год" вводиться значення відпущеної за звітний період електроенергії з вузла до споживачів. Значення вводиться у випадку наявності інформації з лічильника електроенергії, що віддається з вузла до споживачів. Якщо у вузлі відсутнє навантаження, то комірка має бути пустою.

У полі "Cos Fi" вводиться значення коефіцієнта потужності для заданого значення W_в. Значення вводиться у випадку наявності інформації з лічильника електроенергії, що віддається з вузла до споживачів. Якщо у

вузлі відсутнє навантаження, або значення коефіцієнта потужності невідоме, то комірка має бути пустою. Якщо W_b задане, а значення коефіцієнта потужності відсутнє, то приймається значення 0,9.

У поля "Pmin, МВт" та "Pmax, МВт" вводяться відповідно мінімальна та максимальна потужності навантаження. Значення використовуються для уточнення розрахунку втрат електроенергії. Якщо значення невідомі, то комірки мають бути пустими.

У поля "Назва РЕМ" та "Код шин НН" вводяться ідентифікатори для прив'язки даного вузла ЕМ 110(35)-10(6) кВ до відповідної секції шин підстанції, що описана у схемі електромереж 10(6)-0,6 кВ з метою організації сумісних розрахунків вказаних мереж.

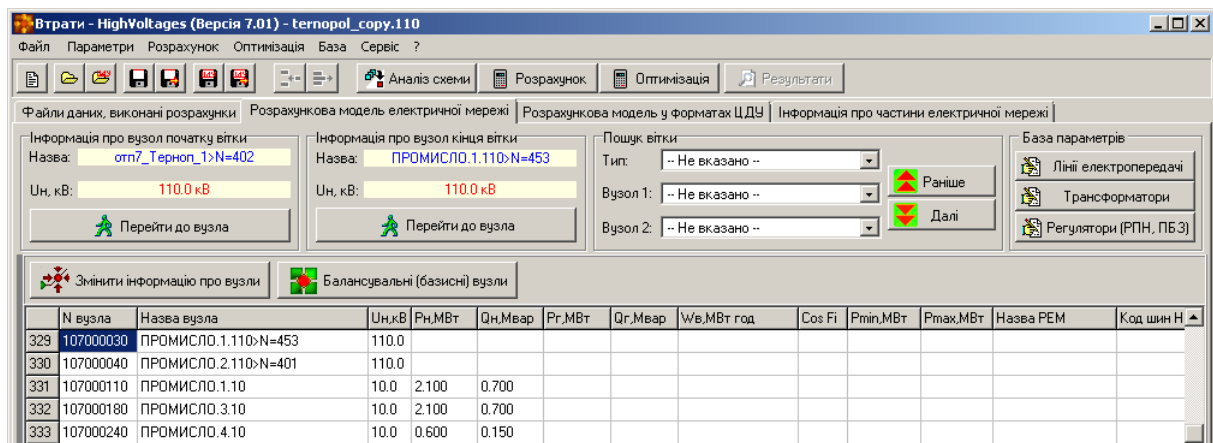




Рисунок 5.4 – Секція головного вікна програми «ВТРАТИ-НВ», призначена для редагування інформації про вузли ЕМ 110(35)-10(6) кВ

Для спрощення редагування інформації про вузли редактор оснащений кнопками навігації, засобами пошуку вузлів та віток, а також кнопками  (добавити рядок) та  (знищити рядок).

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Коректний

вихід з режиму редагування інформації можливий лише після виправлення всіх помилок.

Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування інформації про вузли.

5.2.2 Введення та редагування інформації про вітки електричних мереж 110(35)-10(6) кВ

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" (рис. 5.5) і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

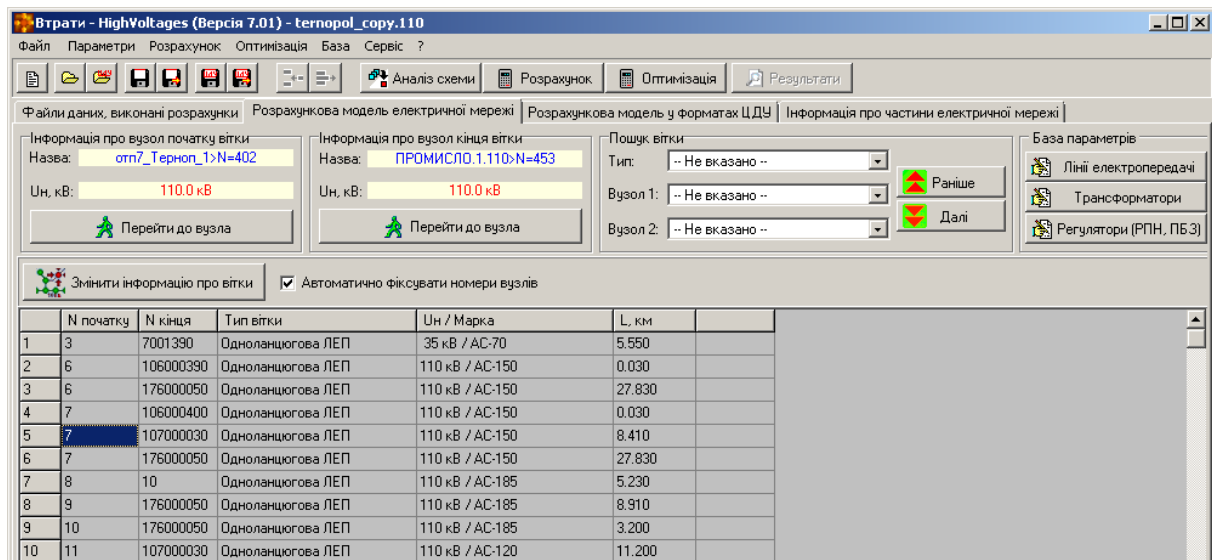


Рисунок 5.5 – Секція головного вікна програми «ВТРАТИ-НВ», призначена для редагування інформації про вітки ЕМ 110(35)-10(6) кВ

У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Для вибору типу вітки, необхідно у даному полі натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип вітки з доступного переліку:



Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Ун / Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку (рис. 5.6, а), а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку (рис. 5.6, б). Якщо трансформатор без регулювання, то у полі "Кт" з'явиться значення номінального коефіцієнта трансформації. Якщо трансформатор з регулюванням, то у полі "Кт" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати відпайку регулятора з доступного переліку (рис. 5.6, в), після чого у полі "Кт" з'явиться коефіцієнт трансформації, що відповідає вибраній відпайці регулятора.

Якщо задано тип вітки "Комутаційний апарат", то у полі "Назва КА" необхідно ввести назву комутаційного апарату, а у полі "Стан КА" натиснути клавішу "Enter" і вибрати з доступного переліку стан комутаційного апарату ("Відкл." або "Вкл." відповідно).

Поля "Інформація про вузол початку" та "Інформація про вузол кінця" є допоміжними і не редагуються. Вони призначені для спрощення сприйняття інформації про вибрану вітку. Редагування інформації про вузли виконується згідно п. 5.2.1.

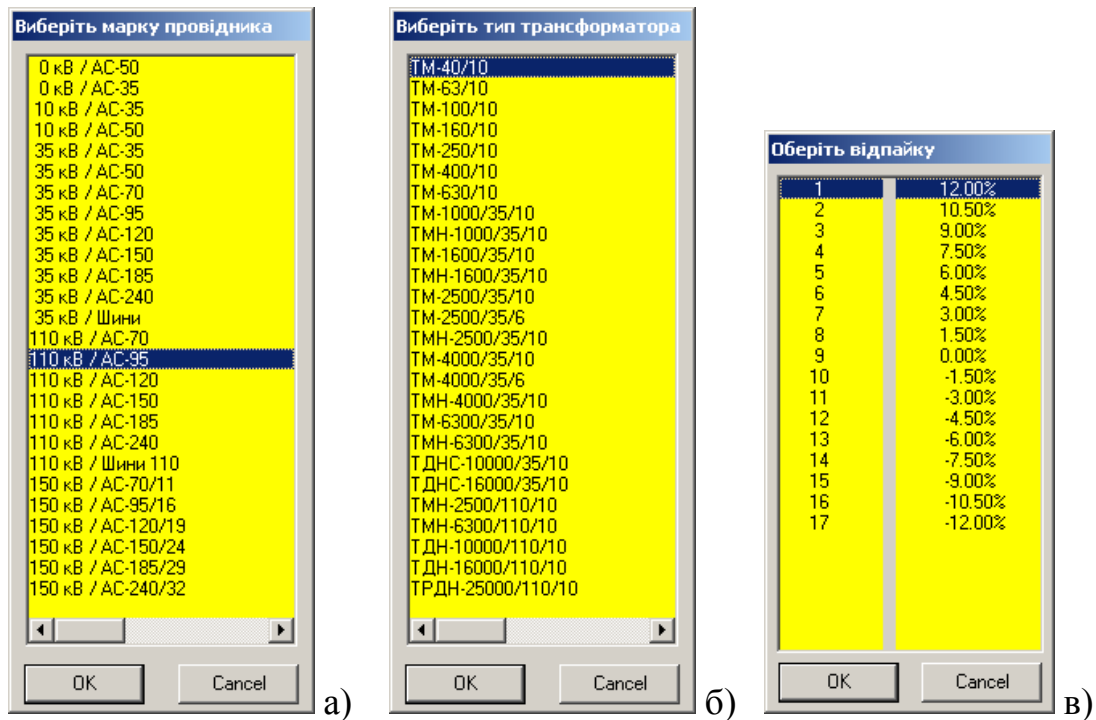


Рисунок 5.6 – Вікна для вибору марки проводу (а), марки трансформатора (б) та розрахункового значення відпайки РПН/ПБЗ (в)

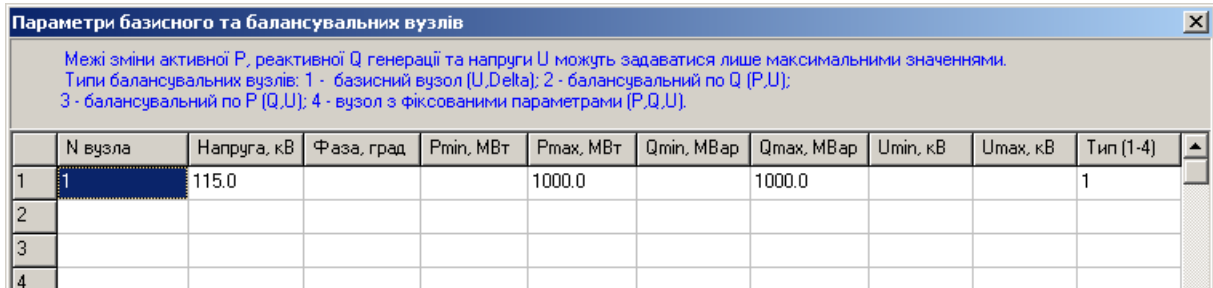
В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично фіксувати номери вузлів” (рис. 5.5). При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочатку” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “N вузла” секції інформації про вузли схеми.

Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення. Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.

Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування інформації про вітки.

5.2.3 Введення та редагування параметрів балансувальних вузлів електромереж 110(35)-10(6) кВ

Для введення чи редагування інформації про балансувальні вузли необхідно в головному меню програми «ВТРАТИ-НВ» (рис. 5.4) вибрати пункт “Параметри”, “Балансувальні вузли”. На екран буде виведено вікно редактора параметрів балансувальні вузлів (рис. 5.7).




	N вузла	Напруга, кВ	Фаза, град	Pmin, МВт	Pmax, МВт	Qmin, МВар	Qmax, МВар	Umin, кВ	Umax, кВ	Тип (1-4)
1		115.0			1000.0		1000.0			1
2										
3										
4										

Рисунок 5.7 – Вікно редактора параметрів балансувальних вузлів

У поле “N вузла” вводиться номер балансувального вузла (ціле число).

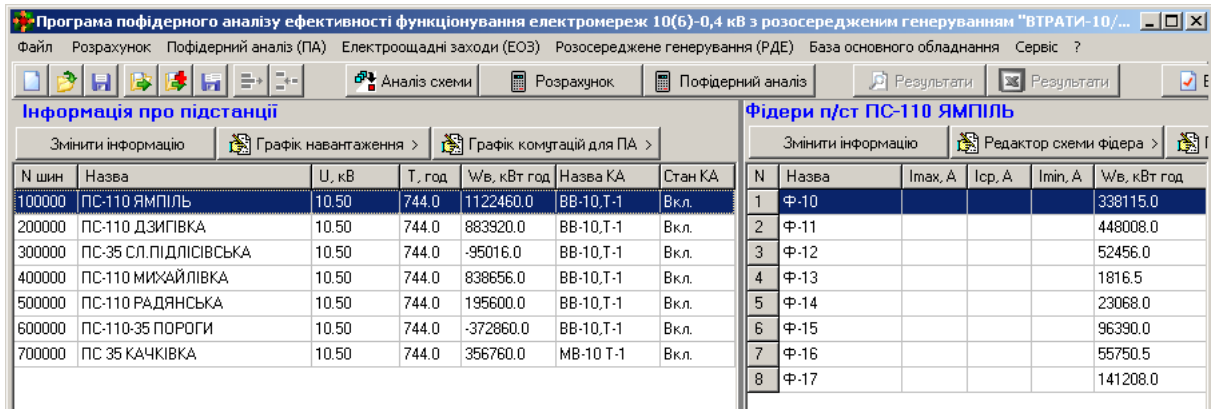
У поля "Напруга кВ" та "Фаза" вводяться відповідно модуль та фаза напруги базисного/балансирувального вузла. Значеннями напруги та фази мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.і. Інші параметри вводяться виходячи з типу балансувального вузла, що описується.

Для закінчення редагування параметрів балансувальних вузлів необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому куті вікна редактора. Якщо значення змінювались, то здійснюється їх перевірка і за наявності помилок видається відповідне повідомлення. За відсутності помилок вікно редактора закривається і програма повертається у головне вікно.

Рекомендується записати файл початкових даних після внесення змін до параметрів балансувальних вузлів.

5.2.4 Введення та редагування інформації про ПС 110(35)/10(6) кВ

Параметри трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ, що є основними центрами живлення електромереж 10(6)-0,4 кВ вводяться та відображаються у головному вікні програми «ВТРАТИ-10» у секції «Інформація про підстанції» (рис. 5.8).



The screenshot shows the main window of the 'ВТРАТИ-10' program. It features a menu bar with options like 'File', 'Calculation', 'Confidence analysis (PA)', 'Electroshock measures (EOZ)', 'Average generation (RDE)', 'Basic equipment database', and 'Service'. Below the menu is a toolbar with icons for various functions. The main area is divided into two panes. The left pane, titled 'Інформація про підстанції', contains a table with columns for bus number, name, voltage, duration, energy, transformer name, and status. The right pane, titled 'Фідери п/ст ПС-110 ЯМПІЛЬ', contains a table with columns for feeder number, name, maximum current, average current, minimum current, and energy.

N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год	Назва КА	Стан КА
100000	ПС-110 ЯМПІЛЬ	10.50	744.0	1122460.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
200000	ПС-110 ДЗИГІВКА	10.50	744.0	883920.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
300000	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСІВСЬКА	10.50	744.0	-95016.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
400000	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	10.50	744.0	838656.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
500000	ПС-110 РАДЯНСЬКА	10.50	744.0	195600.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
600000	ПС-110-35 ПОРОГИ	10.50	744.0	-372860.0	ВВ-10,Т-1	Вкл.
700000	ПС 35 КАЧКІВКА	10.50	744.0	356760.0	МВ-10 Т-1	Вкл.

N	Назва	I _{max} , А	I _{ср} , А	I _{min} , А	Wв, кВт год
1	Ф-10				338115.0
2	Ф-11				448008.0
3	Ф-12				52456.0
4	Ф-13				1816.5
5	Ф-14				23068.0
6	Ф-15				96390.0
7	Ф-16				55750.5
8	Ф-17				141208.0

Рисунок 5.8 – Головне вікно програми «ВТРАТИ-10»

У секції «Фідери п/ст» відображається перелік фідерів вибраної підстанції.

Для введення або редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно в головному вікні програми натиснути на кнопку «Змінити інформацію». Програма переходить у режим редагування параметрів підстанцій, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, переходять у неактивний стан. Вони активізуються лише після виходу з режиму редагування.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ.

У поле «N шин» вводиться номер вузла, яким відповідна підстанція позначена на схемі мережі. Введеним значенням має бути ціле число. Значення не повинно збігатись з будь-яким іншим номером вузла мережі.

У поле “Назва” вводиться назва підстанції; у поле “ U_n , кВ” вводиться значення напруги на шинах підстанції, кВ; у поле “Т, год” – тривалість звітного періоду, год; у поле W_b , кВт·год – кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, кВт·год; у поля «Назва КА» та «Стан КА» вводиться інформація про комутаційний апарат, яким здійснюється відключення секції шин, що описується. Значеннями U_n , Т та W_b мають бути дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Параметри “N шин”, “Назва”, “ U_n , кВ” трансформаторних підстанцій 110/10 кВ є обов’язковими для введення. У випадку відсутності одного з параметрів або виявлення неправильного значення, видається відповідне повідомлення про помилку.

Параметри “Т” та “ W_b ” є необов’язковими для введення (може бути пуста комірка), але якщо значення вводяться, то правильність введення буде перевірятись і за наявності невірних значень буде видаватись повідомлення про помилку. За відсутності значення часу втрат буде виконуватись лише розрахунок втрат потужності. Якщо не введено значення електроенергії, відпущеної з шин підстанції, то для розрахунку відсотку втрат електроенергії буде використано значення, розраховане за контрольними замірами струмів.

Для закінчення редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації про підстанції”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування параметрів підстанцій.

5.2.5 Введення та редагування інформації про фідери 10(6) кВ

Для введення або редагування даних про фідери необхідно вибрати потрібну підстанцію і в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію” (рис. 5.8). Програма переходить у режим редагування параметрів фідерів, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, стають неактивними. Вони активізуються після виходу з режиму редагування.

У поле “Назва” вводиться назва фідера. У поля “ I_{max} , А”, “ $I_{ср}$, А”, “ I_{min} , А” вводяться максимальне, середнє та мінімальне значення контрольних замірів струму в голові фідера. У поле “ W_b , кВт год ” вводиться значення електроенергії, що відпущена у фідер. Введеним значенням струму або електроенергії має бути дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т.ін.

Далі подано приклад опису загальної інформації про фідери ПС «Сигнал» (лічильники фідерів Ф-8, Ф-10 та Ф-20 не функціонували протягом частини звітного періоду):

Фідери п/ст Сигнал					
Змінити інформацію про фідери					
N	Назва	I_{max} , А	$I_{ср}$, А	I_{min} , А	W_b , кВт год
1	Ф-2	15.00		4.00	3138.0
2	Ф-4	45.00		20.00	14125.0
3	Ф-6	50.00		15.00	14909.0
4	Ф-8	55.00	39.00	20.00	
5	Ф-10	40.00	32.00	10.00	
6	Ф-12	70.00		40.00	20402.0
7	Ф-20	15.00	12.00	5.00	
8	Ф-22	100.00		44.00	29427.0
9	Ф-26	110.00		40.00	31389.0

Для закінчення редагування параметрів фідерів необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування параметрів фідерів.

5.2.6 Введення та редагування схеми електричної мережі фідера

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли фідера, необхідно в головному вікні програми вибрати відповідні підстанцію та фідер і натиснути на кнопку "Редактор схеми фідера". На екран буде виведено вікно з параметрами віток та вузлів вибраного фідера (рис. 5.9)

Введення та редагування інформації про вузли

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У полі "Тип тр-ра" вибирається тип трансформатора 10/0.4, підключеного до відповідного вузла. Для вибору типу трансформатора необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екран буде виведено вікно з переліком типів трансформаторів 10/0.4 (рис. 5.6, а). Вибраний тип трансформатора буде занесено у поле "Тип тр-ра". Якщо тип трансформатора не задається (пуста комірка), то це означає, що до відповідного вузла не підключено трансформаторів 10/0.4 кВ.

The screenshot shows a software window titled "Редактор схеми фідера - Підстанція: ПС-110 ЯМПІЛЬ Фідер: Ф-10". It contains two main data tables:

Інформація про вузли									Інформація про вітки					
N вузла	Назва ТП 10(6)/0.4 кВ	Тип тр-ра	Абон./ЕК	К тр.	К зав.	Рг,кВт	Qг,кВАр	Ре,Ом	Нпочат.	Нкіньа	Тип	Марка/Назва	Л,км/Стан	
1	100000								1	100000	101001	ЛЕП	ААБ-3Х50	0.23
2	101001								2	101001	101002	ЛЕП	АС-35	0.01
3	101002	ТП-142			25.000	9562.0		0.045	3	101001	101003	ЛЕП	АС-50	0.55
4	101003								4	101003	101004	ЛЕП	АС-35	0.01
5	101004	ТП-133			25.000	34236.0		0.116	5	101003	101005	ЛЕП	АС-50	0.60
6	101005	ТП-114	Абон.		25.000				6	101005	101006	ЛЕП	АС-50	0.10
7	101006								7	101006	101007	ЛЕП	АС-35	0.27
8	101007	ТП-122			25.000	29693.0		0.044	8	101006	101008	ЛЕП	АС-50	0.53
9	101008	ТП-113	Абон.		25.000	24938.0			9	101008	101009	ЛЕП	ААБ-3Х50	0.38
10	101009								10	101029	101010	ЛЕП	АС-50	0.35
11	101010								11	101010	101011	ЛЕП	АС-35	0.10
12	101011								12	101011	101012	ЛЕП	АС-35	0.01
13	101012	ТП-112			25.000	12105.0		0.117	13	101011	101013	ЛЕП	АС-35	0.49
14	101013								14	101013	101014	ЛЕП	АС-35	0.01
15	101014	ТП-111			25.000	7546.0			15	101013	101015	ЛЕП	АС-35	0.10
16	101015								16	101015	101016	ЛЕП	АС-35	0.39
17	101016								17	101015	101017	ЛЕП	АС-35	0.10
18	101017	ТП-120			25.000	16359.0		0.087	18	101017	101018	ЛЕП	ААБ-3Х50	0.80
19	101018	ТП-119			25.000	20412.0		0.364	19	101017	101019	ЛЕП	ААБ-3Х50	0.37
20	101019								20	101010	101020	ЛЕП	АС-50	0.23
21	101020								21	101020	101021	ЛЕП	АС-35	0.30
22	101021	ТП-145			25.000	19229.0		0.368	22	101021	101022	ЛЕП	АС-35	0.26

Рисунок 5.9 – Вікно редагування схеми фідера 10(6)-0,4 кВ

У полі «Абон/ЕК» задається балансова приналежність підстанції 10/0,4 кВ. Ця інформація використовується для структурування втрат електроенергії.

У полі “К тр.” задається коефіцієнт трансформації трансформатора 10/0.4 кВ для адекватного визначення рівнів напруги. Коефіцієнт обирається з заданого переліку (рис. 5.6, в), що відповідає регульовальному діапазону трансформатора.

У полі “Кзав.” задається коефіцієнт завантаження трансформатора 10/0.4. Вказане значення може не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації щодо завантаження трансформатора. У даній комірці може також задаватися сумарна за звітний період електроенергія, що відпущена до розподільної мережі 0.4 кВ, яка живиться від даного вузла.

У полях “Рг, кВт” та “Qг, кВАр” задаються значення відповідно активної та реактивної потужностей, що генеруються у вузлі (дійсні числа з крапкою в якості роздільника дробової частини). Вказані значення можуть не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність джерел потужності у вузлах.

У полі “Re04, Ом” задається значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ. Вказане значення може не вводитись (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про мережу 0.4 кВ. Для введення значення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. Це викличе виведення на екран діалогового вікна, поданого на рис. 5.10.

У разі наявності детальної інформації про мережу 0.4 кВ можна задати її схему відповідно до п. 5.3.2. Після цього у полі “Re04, Ом” виводиться “Схема” і подвійне натискання у даному полі завантажує редактор схем 0.4 кВ з описом приєднаної схеми.

Введення та редагування інформації про вітки

У поля “Нпочат” та “Нкінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1) або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з’явиться вікно з переліком марок проводів (рис.4.5). За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з’явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.

У полі “L, км / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1) або стан комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стани комутаційного апарату: 1 – включений; 0 – відключений.

У полі «Абон/ЕК» задається балансова приналежність лінії електропередачі 10(6) кВ, або комутаційного апарата. Ця інформація використовується для структурування втрат електроенергії.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 5.9). При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочат” або “Нкінця” буде супроводжуватися доданням вузла з таким номером у поле “№” секції інформації про вузли схеми.

Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно натиснути кнопку “Закінчити редагування схеми фідера”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності

введення даних, і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування схеми фідера.

5.3 Опис схем електричних мереж 0,4 кВ

5.3.1 Визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ

Для визначення та введення еквівалентного опору мережі 0.4 кВ, що живиться від трансформаторної підстанції 10(6)/0.4 кВ, використовується діалогове вікно, подане на рис. 5.10. Визначення $R_{ек}$ виконується за методикою, що описана у п. 2.4.

Для видалення попередньо введеного значення еквівалентного опору необхідно натиснути кнопку “Видалити $R_{ек}$ ”. Для запуску процесу розрахунку $R_{ек}$ необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Магістралі” (рис. 5.11), на якій розташовано засоби для введення параметрів магістралей мережі 0.4 кВ.

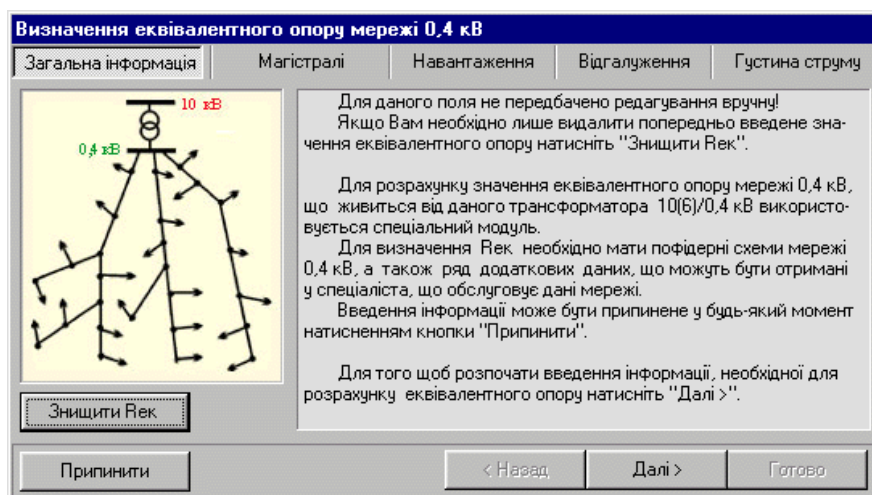


Рисунок 5.10 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Загальна інформація”



Рисунок 5.11 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Магістралі”

Марки проводів (кабелів) та довжини магістралей, що розподіляють електроенергію між кінцевими споживачами (показані на рис. 5.11 червоним) мають великий вплив на значення втрат у мережах 0.4 кВ, тому дані параметри мають бути введені достатньо точно.

Спочатку перемикачем “Кількість магістралей” виставляється кількість магістралей, що відходить від РП 10(6)/0.4 кВ. При цьому змінюється кількість рядків таблиці вхідних даних. Далі у поля таблиці вводяться такі параметри магістралей:

– у полі “Матеріал жил” із списку вибирається матеріал струмопровідних жил проводу або кабелю, яким виконано магістраль (алюміній, сталь, мідь). Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Матеріал жил”;

Лінія	Матеріал жил	Переріз
1	Алюміній	35
2	Сталь	50
3	Мідь	50

Лінія	Матеріал жил	Переріз, мм ²	Д
1	Алюміній	16	0.!
2	Алюміній	25	1
3	Алюміній	35	1.:
		50	
		70	
		95	

– у полі “Переріз, мм²” із списку стандартних перерізів вибирається переріз проводу або кабелю, яким виконано магістраль. Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Переріз, мм²”;

– у полі “Довжина” вводиться довжина магістралі у кілометрах. Довжина магістралі має бути дійсним числом з крапкою в якості роздільника дробової частини.

Після введення вказаних параметрів всіх магістралей для продовження процесу визначення Рек необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому виконується перевірка введеної інформації і якщо вона коректна, то відкривається наступна вкладка вікна “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ” (рис. 5.12).

Розподіл навантаження вздовж магістралей та відгалужень мережі 0.4 кВ має велике значення на втрати у мережі та показники несиметрії. На вкладці “Навантаження” необхідно ввести якісну характеристику мережі відносно розподілу навантаження споживачів шляхом вибору відповідного перемикача. Після цього для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Відгалуження” (рис. 5.13).

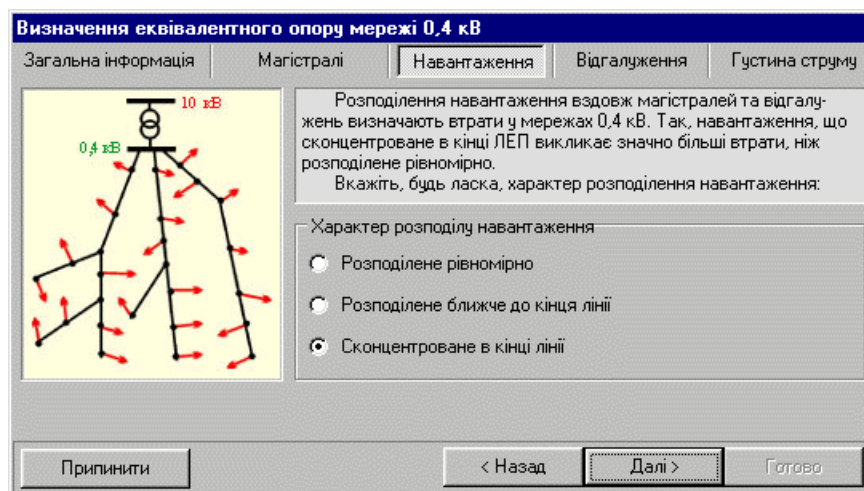


Рисунок 5.12 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Навантаження”

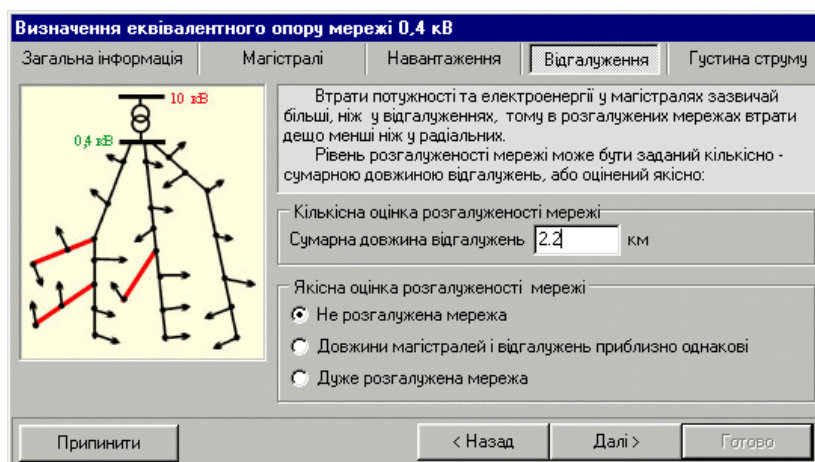


Рисунок 5.13 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Відгалуження”

Інформації про міру розгалуженості мережі 0.4 кВ може бути задана кількісно – введенням сумарної довжини відгалужень від магістральних ліній, або якісно – шляхом вибору характеристики розгалуженості. Для введення сумарної довжини відгалужень передбачено поле “Сумарна довжина відгалужень”. У нижній частині вікна розташовано список якісних характеристик міри розгалуженості, з яких необхідно вибрати відповідну. Якщо міра розгалуженості задана і довжиною відгалужень, і вибором відповідної характеристики із переліку, то перевага віддається числовому значенню. Після закінчення опису розгалуженості мережі для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Густина струму” (рис. 5.14).

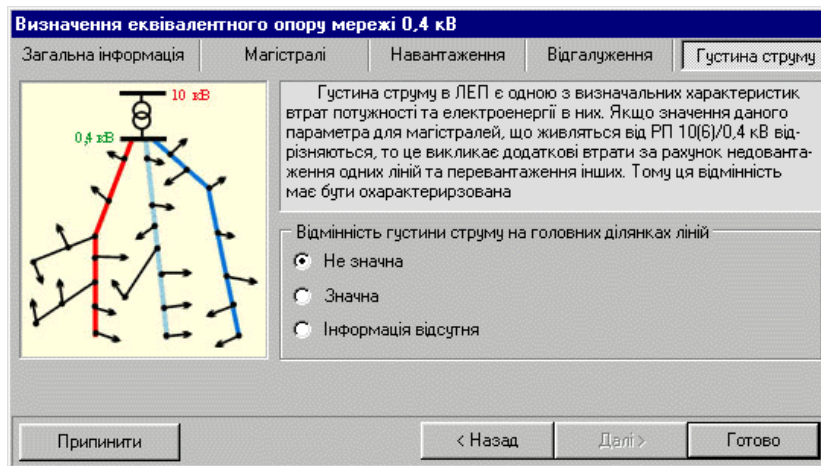


Рисунок 5.14 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0.4 кВ”, вкладка “Густина струму”

Для врахування різної міри завантаження магістралей вводиться характеристика відмінності густини струму на головних ділянках ліній 0.4 кВ. Даний параметр має бути оцінений якісно на основі контрольних замірів струмів на головних ділянках ліній та приведення їх до одиниці перерізу. Введення параметру здійснюється вибором із переліку характеристик відповідної.

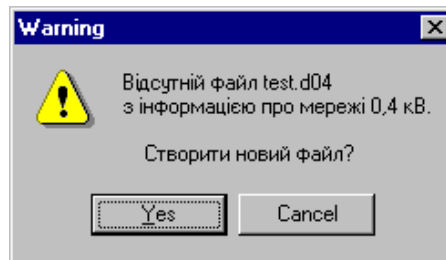
Після закінчення введення інформації для розрахунку значення еквівалентного опору та введення його у відповідне поле таблиці початкових даних про вузли фідера 10(6) кВ необхідно натиснути кнопку “Готово”. При цьому виконується остаточна перевірка введених даних та результатів розрахунку. Якщо введені дані та результати розрахунків коректні, то вікно закривається, і у полі “Re04, Ом” таблиці інформації про вузли фідера розміщується розраховане значення $R_{ек}$.

5.3.2 Введення та редагування поопорної схеми мережі 0.4 кВ

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли мережі 0.4 кВ необхідно у головному вікні програми записати файл даних, вибрати підстанцію та фідер, до яких відноситься мережа 0.4 кВ. Зайти у

вікно програми з параметрами віток та вузлів фідера (рис. 5.9), вибрати вузол з трансформаторною підстанцією, до якої підключена мережа 0.4 кВ, і натиснути кнопку "Редактор схеми 0.4 кВ".

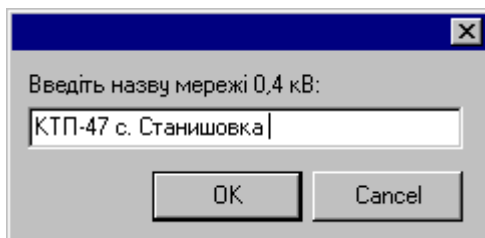
Якщо для даної схеми інформація про мережу 0.4 кВ вводиться вперше, то на екрані з'явиться повідомлення про відсутність файлу з інформацією про мережі 0.4 кВ:



Для створення нового файлу необхідно натиснути кнопку "Yes". Створений файл з інформацією про мережу 0.4 кВ буде мати таку саму назву, як і файл з інформацією про мережу 10 кВ, але з розширенням «.d04». **Увага! При перенесенні інформації у іншу папку або на іншу ЕОМ необхідно копіювати обидва файли.**

Якщо для даної схеми інформація про мережу 0.4 кВ раніше вже вводилась, то необхідно натиснути кнопку "Cancel", закінчити роботу з програмою, впевнитись у наявності файлу з інформацією про мережу 0.4 кВ у тій самій папці, у якій знаходиться файл з інформацією про мережу 10 кВ і повторити описані вище дії.

Якщо інформація про дану мережу вводиться вперше, то на екрані з'явиться діалогове вікно для введення назви мережі 0.4 кВ:



Після введення назви мережі необхідно натиснути кнопку "ОК". На екрані з'явиться вікно з полями для введення інформації про вузли та вітки мережі 0.4 кВ (рис. 5.15).

Введення та редагування інформації про вузли мережі 0.4 кВ

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У поля "Wa, кВт год", "Wb, кВт год", "Wc, кВт год" вводиться електроенергія, відпущена споживачам вибраного вузла, підключеним до фаз А, В, С, відповідно. Вказані значення можуть не вводиться, що свідчить про відсутність навантаження на відповідній фазі вузла.

У поле "W3ф, кВт год" вводиться електроенергія, спожита трифазними споживачами, підключеними до вибраного вузла. Вказане значення може не вводиться, що свідчить про відсутність трифазного навантаження.

Інформація про вузли 0.4 кВ						
N вузла	Wa, кВт год	Wb, кВт год	Wc, кВт год	W3ф, кВт год	Ст	
1	1000					
2	1					
3	2	150.0				
4	3		180.0	80.0		
5	4					
6	6	150.0				
7	7					
8	11	140.0	50.0	150.0	500.0	
9	12	120.0				
10	13	210.0		90.0		
11	8		150.0			
12	9	320.0				
13	16	140.0				
14	18		140.0			
15	19			150.0		
16	20	140.0				
17	23					
18	24	120.0				
19	25		200.0			
20	26			160.0		
21	27					

Інформація про вітки 0.4 кВ								
N	Нпочат.	Нкінця	Тип	Марка_А/Назва	Марка_В	Марка_С	Марка_Н	L,м/Ст
1	1000	1	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	10.00
2	1	2	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
3	2	3	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
4	3	4	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	30.00
5	4	6	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
6	6	7	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
7	7	11	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
8	11	12	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
9	12	13	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
10	13	14	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	30.00
11	6	8	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
12	8	9	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
13	9	10	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
14	4	5	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
15	2	16	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	30.00
16	16	17	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
17	16	18	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
18	18	19	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	30.00
19	19	20	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
20	20	21	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00
21	20	22	ЛЕП	A-25	A-25	A-25	A-25	40.00

Рисунок 5.15 – Вікно редагування схеми мережі 0.4 кВ

Введення та редагування інформації про вітки мережі 0.4 кВ

У поля "Нпочат" та "Нкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1), або назва комутаційного апарату (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком марок проводів, аналогічне зображеному на рис. 5.6, а. За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з'явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарату здійснюється вручну з клавіатури.


Якщо марки проводу окремих фаз ЛЕП або нейтралі відрізняються, то у полях “Марка В”, “Марка С” та “Марка N” вибирається відповідна марка проводу.


У полі “L, м / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1) або стан комутаційного апарата (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою в якості роздільника дробової частини. Стани комутаційного апарата: 1 – включений; 0 – відключений.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (рис. 5.15). При цьому введення нового номера вузла у поля “Нпочат” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “N вузла” секції інформації про вузли схеми.

Щоб змінити назву мережі 0.4 кВ, необхідно у меню «Сервіс» обрати пункт «Змінити назву». На екрані з'явиться відповідне діалогове вікно. Нову назву мережі необхідно ввести у полі введення, після чого натиснути кнопку "ОК" для підтвердження зміни назви або кнопку "Cancel" для відмови від зміни назви.

Щоб змінити тривалість звітного періоду для розрахунку втрат електроенергії у мережі 0.4 кВ, необхідно у меню «Сервіс» обрати пункт «Задати тривалість звітного періоду».

Для проведення розрахунку режиму даної мережі 0.4 кВ необхідно натиснути кнопку  Розрахунок. У випадку відсутності помилок у схемі після виконання розрахунку з'явиться вікно з результатами розрахунку (див. п. 5.5). За наявності повідомлень про помилки у процесі розрахунку необхідно повернутись до редагування параметрів мережі 0.4 кВ (рис. 5.15), виправити помилки, записати інформацію у файл і знову виконати розрахунок.

Після закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно, користуючись кнопкою , записати введену інформацію і натиснути кнопку “Закінчити редагування”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

Запис інформації у файл та вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.

5.4 Введення графіків навантаження та генерування

Для виконання розрахунків втрат електроенергії методом чисельного інтегрування у відповідності до графіка навантаження підстанцій та комутацій у мережах 10(6) кВ у програмі передбачено введення графіків перетікань електроенергії по вводу живильної підстанції, по головній ділянці фідера, а також графіків навантаження та генерування окремих вузлів 10(6) кВ.

5.4.1 Введення графіків навантаження підстанцій 110(35)/10(6) кВ

Для введення графіка перетікань по секціях шин ПС 110(35)/10(6) кВ передбачено вікно для введення (рис. 5.16).

Основні вимоги до графіків навантаження підстанцій наступні:

- графік задається з постійним інтервалом 0,5 години, або 1 година;
- максимальна кількість сходинок графіка навантаження відповідає 31 добі з вказаним вище інтервалом;
- необхідною інформацією щодо графіка є значення активної потужності споживання на кожній сходинці; для підвищення адекватності результатів розрахунків треба задати також значення реактивної потужності споживання та графіка перемикачів комутаційних апаратів (якщо останні мали місце);
- кількість сходинок графіка навантаження має бути однаковою для всіх підстанцій мережі.

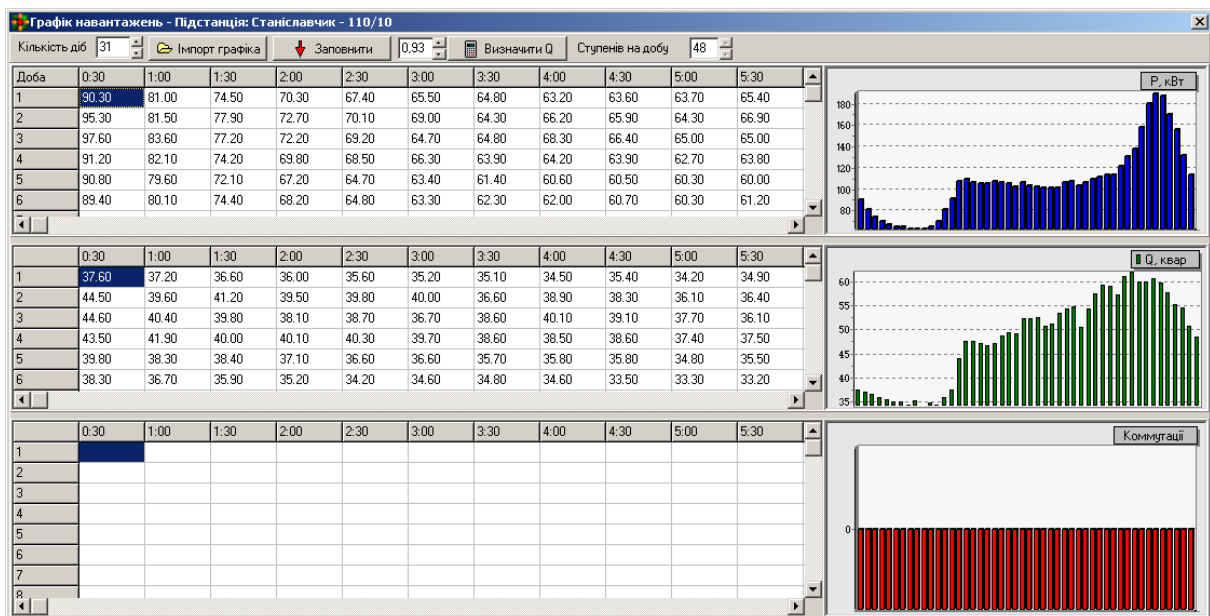


Рисунок 5.16 – Графік навантажень підстанції 110(35)/10(6) кВ

Для формування графіка навантаження може використовуватися ручне введення та імпорт із зовнішніх файлів, наприклад файлів, що формуються за допомогою лічильників.


Для того, щоб задати графік навантажень підстанції 110(35)/10(6) кВ, необхідно у головному вікні програми вибрати відповідну підстанцію і натисканням кнопки “Графік навантаження” викликати вікно з графіками навантажень (рис. 5.16).

Ручне введення графіка навантажень


Перед створенням графіка навантажень необхідно задати кількість діб звітного періоду. Якщо необхідно редагувати раніше створений графік, то необхідно впевнитись, що кількість діб задана правильно. Кількість діб графіка задається у відповідному полі введення. Ознакою відсутності графіка є кількість діб «0».

Для введення або редагування активної (поле “Р, кВт”) та реактивної (поле “Q, кВАр”) потужностей необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter. Введені значення мають бути дійсними числами з крапкою в якості роздільника дробової частини.

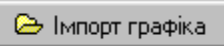
Поле “Q, кВАр” може бути пустим, що свідчить про відсутність інформації щодо реактивної потужності. Для заповнення цього поля значеннями, що розраховані за заданим постійним значенням коефіцієнта потужності необхідно задати його у відповідному полі (рис. 5.16) та натиснути кнопку «Визначити Q». Розраховані значення реактивної потужності будуть занесені у відповідні комірки таблиці.

Для зручності ручного введення інформації використовується кнопка  в результаті натискання на яку здійснюється автоматичне заповнення графіка від поточної сходинки до кінця поточним значенням.

У полі “Комутації” вказуються посилання на графік комутацій. Це поле заблоковане для ручного редагування. Зміну графіка комутацій слід виконувати згідно з п. 5.4.2.

Для закінчення редагування графіка навантажень необхідно натиснути кнопку  у правому верхньому кутку вікна редактора. Якщо у графік вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень, і за відсутності помилок здійснюється перехід у головне вікно програми.

Імпорт графіка навантажень із зовнішнього файлу

Для імпорту графіка навантажень із зовнішнього файлу необхідно задати кількість діб звітного періоду і натиснути кнопку  у вікні “Графік навантажень”. На екран буде виведено стандартне діалогове вікно вибору імені файлу. Необхідно вибрати ім'я файлу з графіком навантажень і натиснути кнопку “Открыть”. Після цього на екран буде виведено вікно з параметрами імпорту (рис. 5.17).

У полі “Номер рядка, з якого починати імпорт” має бути номер першого рядка із значеннями активної та реактивної потужності графіка навантажень для відокремлення заголовку файлу від числових значень. При зчитуванні файлу програма пропустить всі рядки до вказаного.

У секціях "Активна потужність (P)" та "Реактивна потужність (Q)" у відповідних полях необхідно задати колонки, з яких починається та якими закінчуються значення активної та реактивної потужностей у файлі з графіком.

Параметри імпорту файлу з графіком навантаження/генерування

Номер рядка, з якого починати імпорт:

Кількість рядків між добовими графіками:

Активна потужність (P)
З колонки по колонку включно

Реактивна потужність (Q)
З колонки по колонку включно

Коефіцієнт перерахунку активної та реактивної потужності:

Графік навантаження
N="0" ID="08506 UT4X V2.3 "
2007/04/26 24:00:00

Время	Тариф	P+, W	P-, W	Q+, VAR	Q-, VAR
00:00 .. 00:30	1	90.3	0.0	37.6	0.0
00:30 .. 01:00	1	81.0	0.0	37.2	0.0
01:00 .. 01:30	1	74.5	0.0	36.6	0.0
01:30 .. 02:00	1	70.3	0.0	36.0	0.0
02:00 .. 02:30	1	67.4	0.0	35.6	0.0
02:30 .. 03:00	1	65.5	0.0	35.2	0.0
03:00 .. 03:30	1	64.8	0.0	35.1	0.0
03:30 .. 04:00	1	63.2	0.0	34.5	0.0

Позиція курсора
Рядок Колонка

ОК Вихід

Рисунок 5.17 – Вікно налагодження параметрів імпорту графіка навантаження/генерування з зовнішнього текстового файлу

У полі "Кількість рядків між добовими графіками" необхідно задати кількість рядків, яку необхідно пропускати після кожного добового графіка, якщо кожен добовий графік має свій заголовок, або іншу додаткову інформацію. Якщо у місячному графіку навантажень немає розбиття на добові таблиці (тобто всі сходинок місячного графіка записані підряд), то у вказане поле необхідно ввести 0.

Для визначення номерів колонок необхідно скористатись секцією попереднього перегляду файлу з графіком навантажень. Положення курсору у секції попереднього перегляду відображається у полях "Рядок" та "Колонка". Користуючись клавішами $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ можна підвести курсор на потрібний рядок і на потрібну колонку і перенести значення з полів "Рядок" або "Колонка" у поля налагодження параметрів імпорту.

Для початку процесу імпорту необхідно натиснути кнопку "ОК", для припинення – кнопку "Вихід".

Зчитування інформації з файлу та її перетворення супроводжується заповненням відповідних комірок зчитаними значеннями. У випадку виникнення помилок при зчитуванні або перетворенні інформації, виводиться відповідне повідомлення і процес імпорту припиняється.

Після успішно проведеного імпорту графіка навантажень рекомендується вийти у головну форму програми і записати файл початкових даних.

5.4.2 Формування графіка перемикачів комутаційних апаратів

З метою врахування різноманітних перемикачів у схемі протягом звітного періоду, що описується графіком навантаження (рис. 5.16), передбачено можливість задавання графіка перемикачів комутаційних апаратів електричної мережі. Записи про них відображаються у полі “Комутації” графіка навантажень. Перемиканням вважається зміна стану комутаційного апарата з увімкненого на вимкнений та навпаки, що призводить до зміни напрямків перетікання електроенергії.

Ручне введення графіків перемикачів

Якщо відомо, що у означений графіком навантаження період часу відбулося перемикачів (відключення фідера, знеструмлення частини ЕМ тощо), то для адекватного оцінювання втрат електроенергії під час розрахунку за графіком навантаження необхідно описати дане перемикачів. Для цього необхідно викликати вікно “Список перемикачів комутаційних апаратів” (рис. 5.18). Це виконується подвійним натисканням лівої клавіші миші у полі “Комутації”, яке знаходиться у рядку відповідної доби та стовпці відповідного часу доби графіка навантаження (рис. 5.16), що відповідає необхідному часовому інтервалу.

Дане вікно у лівій частині містить структурований за підстанціями та фідерами перелік всіх заданих комутаційних апаратів мережі, поточний стан яких ілюструється порожнім (увімкнений) або закресленим

(вимкнений) квадратом. Для задання перемикання необхідно вибрати потрібний комутаційний апарат та двічі клацнути на ньому мишею. При цьому у таблиці, що розташована у правій частині вікна з'явиться запис про задану комутацію, яка містить назву підстанції та фідеру, до якого належить комутаційний апарат, його назву та перемикання, яке буде виконано ним після досягнення заданого моменту часу. Таким чином у список може бути додано до 30 перемикань для одного моменту часу.

Якщо перемикання було задано помилково, то необхідно повернути відповідний комутаційний апарат у початковий стан (подвійним натисканням на його зображенні). При цьому запис про комутацію даним апаратом буде видалений.

Для видалення усіх записів про комутації на даному інтервалі часу, потрібно натиснути кнопку “Очистити список комутацій”.

Натиснення кнопки “Прийняти зміни” викликає закриття вікна списку комутацій та активізацію заданих перемикань. Кнопка “Відхилити зміни” закриває дане вікно без внесення змін у графік комутацій. Ознакою того, що список перемикань було поповнено, є поява у полі “Комутації” вікна з графіком навантажень номера запису про комутацію.

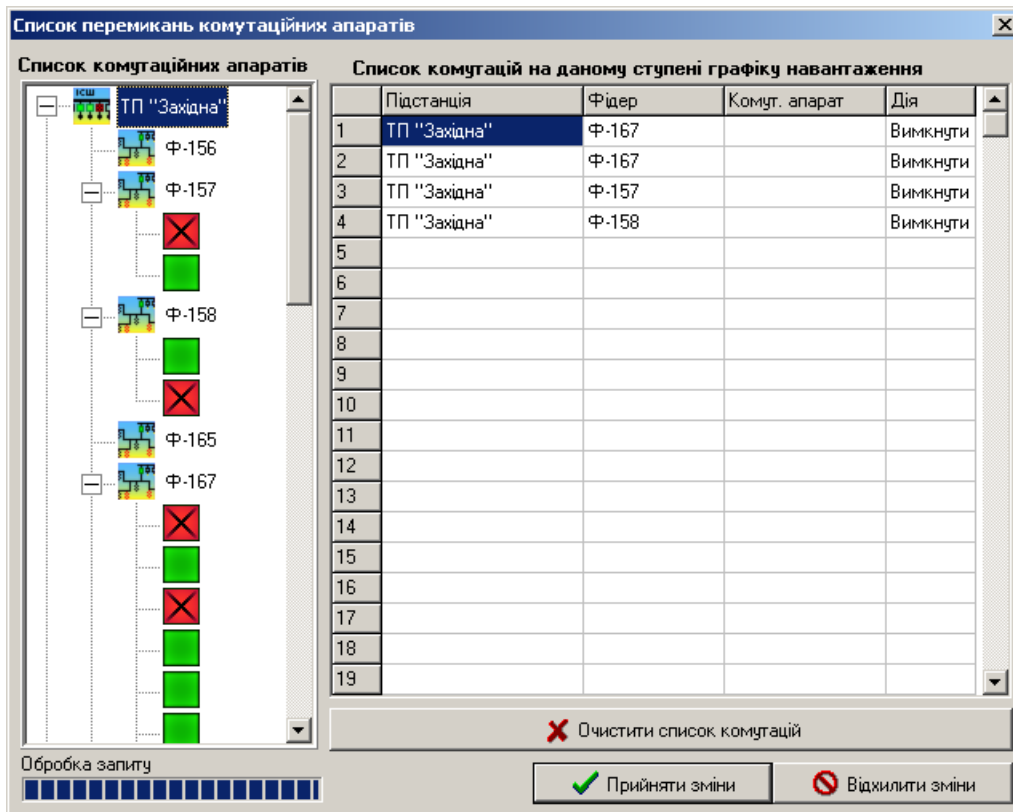
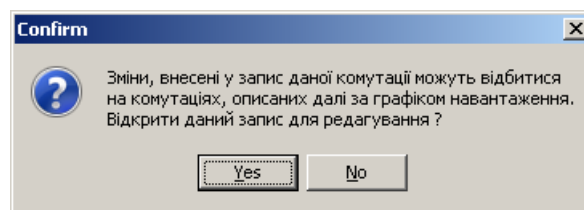


Рисунок 5.18 – Формування списку перемикачів комутаційних апаратів

Оскільки графік комутацій пов'язаний із часом, то результати редагування записів про перемикачів відбиваються на перемикачів, що описані пізніше. Тому перед відкриттям вікна редагування стану комутаційних пристроїв видається запит на відкриття запису лише для читання (у разі наявності більш пізніх записів):



Якщо все-таки необхідно редагувати запис, натисніть кнопку “Yes”. Якщо необхідно лише переглянути запис, натисніть “No”.

Введення графіка перемикачів з зовнішніх типізованих файлів

Для обміну інформацією про зміну положень комутаційних апаратів протягом звітного періоду між корпоративною базою даних

енергопостачальної компанії та програмним комплексом «ВТРАТИ» використовуються текстові файли обміну з розширенням «*.gkom». Файли є текстовими файлами у кодуванні Windows. Роздільник полів – крапка з комою (;).

Перші 2 рядки ігноруються та слугують для коментарів (назв полів, тощо). Всі поля файлу мають бути заповнені значеннями, або нулями. Починаючи з третього рядка файлу кожне перемикання комутаційного апарата описується одним рядком такої структури:

Ном_ПП;Дата;Час;Назва_ТП;Назва_КА;Новий_стан_КА

У відповідних полях зазначається така інформація: **Ном_ПП** – порядковий номер комутації у списку (integer); **Дата** – дата комутації у форматі ДД.ММ.РРРР (string); **Час** – час комутації у форматі ГГ.ХХ (string); **Назва_ТП** – диспетчерська назва ПС-110(35) кВ або ТП-10(6)кВ (для роз'єднувачів, які не відносяться до ПС, ТП або РП колонка не заповнюється) (string); **Назва_КА** – назва комутаційного апарату, стан якого змінився (string); **Новий_стан_КА** – стан комутаційного апарату після виконання перемикання (1 або 0) (integer).

Імпорт графіка перемикань з файлу обміну ініціюється вибором у меню «Пофідерний аналіз» пункту «Імпорт перемикань ЕМ > Імпорт графіка перемикань». Після цього видається стандартний запит на введення назви обмінного файлу та відбувається його зчитування. У випадку виникнення зауважень вони виводяться до відповідної форми та можуть бути роздруковані для спрощення роботи з даними. Результати імпорту графіка комутацій можна переглянути у вікні перегляду та редагування (рис. 5.19). Будь-яке поле може бути змінено. Після внесення змін необхідно зберегти дані. Оскільки вони зберігаються безпосередньо у файлі опису схеми, то для остаточного збереження внесених змін файл даних має бути збережений, про що видається відповідне повідомлення.

Графік перемикачів комутаційних апаратів протягом звітного періоду						
Звітний період: 01.11.2017 -- 30.11.2017						
№	Дата	Час	Назва ТП/РП	Назва Фідера	Назва КА	Стан КА
1	13.11.2017	9:39:00	ПС-35 МОНЧИН	Ф-5	ПС-35 Мончин МВ-10 Ф-5	0
2	13.11.2017	9:39:00	ПС-35 ВАЖНІВКА	Ф-24	ЛР-70	1
3	13.11.2017	11:57:00	ПС-35 МОНЧИН		МОНЧИН В-10 Т	0
4	13.11.2017	11:57:00	ПС-35 МОНЧИН	Ф-5	ПС-35 Мончин МВ-10 Ф-5	1
5	14.11.2017	13:26:00	ПС-35 МОНЧИН	Ф-5	ПС-35 Мончин МВ-10 Ф-5	0
6	14.11.2017	13:27:00	ПС-35 МОНЧИН		МОНЧИН В-10 Т	1
7	20.11.2017	10:36:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-14	ПС-35 СТ.Липовець МВ-10 Ф	0
8	20.11.2017	10:37:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-14	ВН-50	1
9	20.11.2017	10:55:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-16	ЛР-189	1
10	20.11.2017	10:55:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-17	ПС-35 СТ.Липовець МВ-10 Ф	0
11	21.11.2017	18:21:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-14	ВН-50	0
12	21.11.2017	18:27:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-14	ПС-35 СТ.Липовець МВ-10 Ф	1
13	22.11.2017	9:47:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-17	ПС-35 СТ.Липовець МВ-10 Ф	1
14	22.11.2017	9:47:00	ПС-35 СТ.ЛИПОВЕЦЬ	Ф-16	ЛР-189	0
15	24.11.2017	7:24:00	ПС-110 ЛИПОВЕЦЬ	Ф-1	ЛР-191	0
16	24.11.2017	7:28:00	ПС-110 ЛИПОВЕЦЬ	Ф-1	ЛР-32	1
17	27.11.2017	10:14:00	ПС-110 ЛИПОВЕЦЬ	Ф-1	ЛР-32	0

Рисунок 5.19 – Вікно перегляду та редагування графіка перемикачів комутаційних апаратів

5.4.3 Формування графіків навантажень фідерів та вузлів ЕМ

Для розрахунку втрат електроенергії за методом чисельного інтегрування крім графіків відпуску електроенергії з секцій шин живильних підстанцій необхідно мати інформацію щодо розподілу відпущеної електроенергії між фідерами та споживальними підстанціями 10(6)/0,4 кВ.

Вказана інформація також дає можливість імітувати крім характерних режимів роботи ЕМ наближені до реальних режими роботи. Це дозволяє більш точно оцінити режими напруг на шинах віддалених підстанцій, струмові навантаження головних ділянок та інші параметри електромереж, що є критичними з огляду на їх функціонування.

Наявність даних про зміни навантажень та внутрішніх перетікань у ЕМ дає можливість оцінювати взаємовплив місцевого навантаження та

розосередженого генерування, а також більш адекватно оцінювати ефективність заходів щодо зменшення втрат та підвищення якості напруги.

Рівень оснащення розподільних електромереж 10(6)-0,4 кВ засобами реєстрації режимів не дозволяє отримати дані щодо графіків перетікання енергії для всіх фідерів 10 кВ та навантажувальних підстанцій, однак для фідерів та підстанцій з критичними режимами роботи така інформація може бути отримана.

Для її введення передбачено ручний режим та режим імпорту з зовнішніх текстових файлів (див. п. 5.4.1). Вікно для введення даних є типовим (рис. 5.20) і містить поля для введення/відображення даних щодо активних та реактивних потужностей.

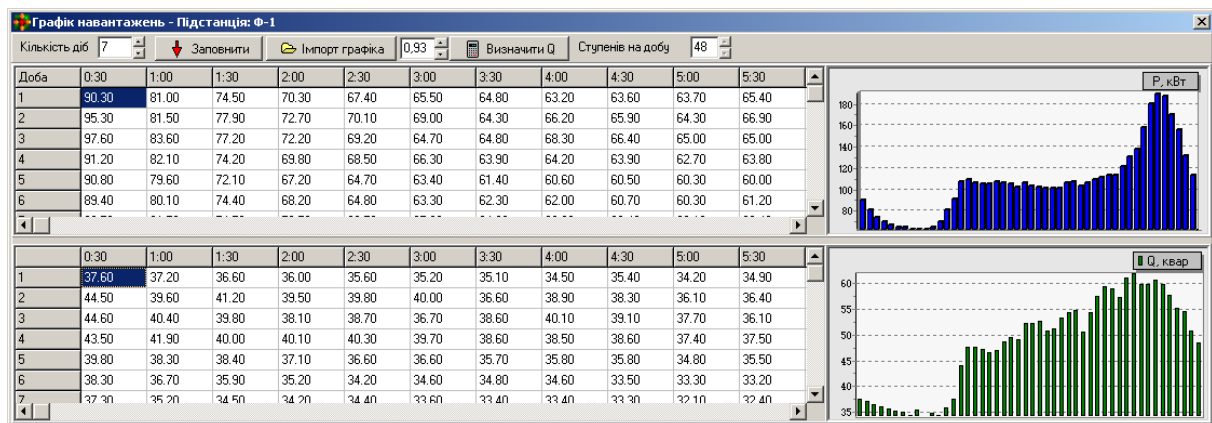


Рисунок 5.20 – Вікно перегляду та редагування графіка перемикачів комутаційних апаратів

Для введення інформації щодо графіка перетікання енергії по головній ділянці певного фідера необхідно вибрати його з переліку фідерів та натиснути кнопку «Графік навантаження». Подальша послідовність дій детально описана у п. 5.4.1.

Для введення інформації щодо графіка навантаження/генерування для певної підстанції 10(6)/0,4 кВ необхідно розгорнути схему фідера 10(6) кВ, до якого належить підстанція (кнопка «Редактор схеми фідера»), обрати необхідну підстанцію встановивши курсор у відповідний рядок таблиці

«Інформація про вузли» (рис. 5.9) та натиснути кнопку «Графік генерування РДЕ». Після цього буде виведено вікно графіка навантаження, аналогічне поданому на рис. 5.20. Послідовність дій щодо введення, або імпорту графіка детально описана у п. 5.4.1.

Після завершення введення графіка навантаження/генерування для певної підстанції її назва у відповідному полі буде доповнена написом «РДЕ_граф@», що свідчить про збереження введених даних.

Введена інформація щодо графіків навантаження, генерування та перемикачів у електромережах буде використовуватися для уточнення розрахунків режимів та втрат електроенергії під час розв'язання таких задач:

Інформація про вузли							Інформація	
	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.	К зав.		Nпоча
11	101009						1	10000
12	101010	ТП-114	ТМ-400/10	Абон.	25.000	27458.0	2	10100
13	101011						3	10100
14	101012	РДЕ_граф@ТП-136	ТМ-250/10		25.000	9166.0	4	10100
15	101013	ТП-98	ТМ-100/10		25.000	3200.0	5	10100
16	101014						6	10100
17	101015	ТП-380	ТМ-160/10		25.000	6008.0	7	10100
18	101016	ТП-100	ТМ-100/10		25.000	36855.0	8	10100

- визначення втрат електроенергії за методом чисельного інтегрування;
- оцінювання якості функціонування електричних мереж з розосередженими джерелами енергії та впливу останніх на режими ЕМ;
- визначення внутрішніх перетікань енергії для формування балансів електроенергії та пофідерного аналізу втрат.

5.4.4 Введення типових графіків навантаження/генерування для підстанцій 10(6)/0,4 кВ

Враховуючи відсутність на даний час технічних можливостей щодо отримання та періодичного оновлення графіків навантаження та генерування в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ для забезпечення можливості імітації режимів роботи ЕМ, близьких до реальних можна використовувати типові графіки навантаження та генерування.

Типові графіки являють собою добові графіки, подані у відносних одиницях по відношенню до середньої потужності споживання. Остання може бути легко розрахована, виходячи з значення відпуску електроенергії. А використовуючи типовий графік, що відповідає певній категорії споживачів, може бути відновлено, з певною імовірністю, графік їх сумарного електроспоживання.

Форма для введення типових графіків викликається з меню «База основного обладнання» вибором пункту «Типові графіки навантаження/генерування» й подана на рис. 5.21.

Оскільки визначення та введення графіків вручну є трудомістким процесом, передбачено можливість їх імпорту з типізованого файлу *.csv, що є одним зі стандартних типів файлів табличного процесора Microsoft Excel.

Для імпорту файла з типовим графіком необхідно ввести його ідентифікатор та назву у відповідні поля форми (рис. 5.21) та натиснути кнопку з піктограмою Excel. Після цього буде виведено стандартний запит на введення назви файлу з типовим графіком. Після завершення імпорту значення ступенів графіка будуть виведені у відповідний рядок таблиці (рис. 5.21).

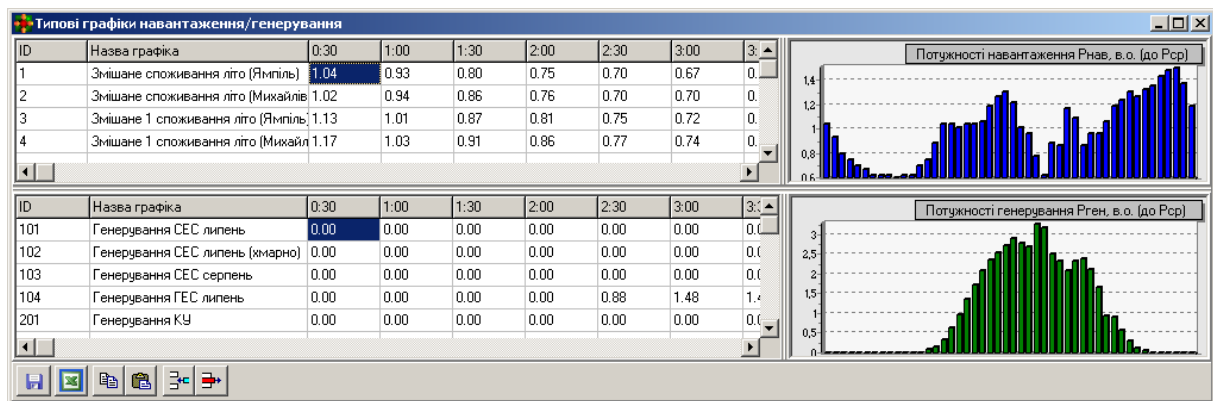


Рисунок 5.21 – Форма для введення та редагування типових графіків навантаження/генерування

Приєднання типових графіків навантаження/генерування до відповідних підстанцій 10(6) кВ виконується з використанням їх ідентифікаторів. Якщо для підстанції вказано ідентифікатор типового графіка навантаження/генерування то у розрахунках втрат за методом чисельного інтегрування, або у розрахунках з імітації динаміки навантаження/генерування її навантаження буде змінюватися у часі відповідним чином.

За відсутності ідентифікатора типового графіка, або завантаженого реального графіка навантаження/генерування підстанція 10(6)-0,4 кВ буде подана постійним навантаженням, що відповідає його середньому значенню, розрахованому за відпуском електроенергії. Очевидно це призведе до зниження адекватності оцінювання втрат електроенергії та режимів роботи ЕМ. Особливо це стосується режимів мінімальних та максимальних навантажень, що є визначальними, відповідно, для оцінювання рівнів напруги та струмових навантажень.

5.4.5 Введення типових графіків зміни температури навколишнього середовища

Як зазначалося вище, зміна температури провідників ЛЕП, впливаючи на їх активний опір, може суттєво змінювати рівень втрат електроенергії в мережах. Практичні розрахунки показують, що неврахування даного фактора може спричинити похибки визначення втрат до 10-15%. Температура провідників ЛЕП залежить, в основному, від струмового навантаження та температури навколишнього середовища. Для недовантажених ЛЕП залежність їх температури від температури повітря виявляється визначальною.

Враховуючи відсутність на даний час технічних можливостей щодо отримання та періодичного оновлення значень температури повітря вздовж ЛЕП 10(6) кВ для забезпечення можливості імітації режимів роботи ЕМ, близьких до реальних можна використовувати типові графіки зміни температури.

Типові графіки являють собою добові графіки для певної місцевості та певного періоду року, протягом якого їх можна вважати характерними. Графіки подаються у абсолютних одиницях. Використовуючи типовий графік, що відповідає місцевості проходження ЛЕП та заданому періоду року, може бути визначено, з певною імовірністю, графік зміни температури провідників. Форма для введення типових графіків викликається з меню «База основного обладнання» вибором пункту «Характерні графіки зміни температури повітря» й подана на рис. 5.22.



Рисунок 5.22 – Форма для введення та редагування типових графіків температури навколишнього середовища

Оскільки визначення та введення графіків вручну є трудомістким процесом, передбачено можливість їх імпорту з типізованого файлу *.csv, що є одним зі стандартних типів файлів табличного процесора Microsoft Excel.

Для імпорту файлу з типовим графіком необхідно ввести його ідентифікатор та назву у відповідні поля форми (рис. 5.22) та натиснути кнопку з піктограмою Excel. Після цього буде виведено стандартний запит на введення назви файлу з типовим графіком. Після завершення імпорту значення температури, що відповідають ступеням графіка будуть виведені у відповідний рядок таблиці (рис. 5.22).

Приєднання типових графіків температури до відповідних ЛЕП 10(6) кВ виконується з використанням їх ідентифікаторів. Якщо для ЛЕП вказано ідентифікатор типового графіка зміни температури повітря, то у розрахунках втрат за методом чисельного інтегрування, або у розрахунках з імітації динаміки режимів ЕМ температура її провідників буде розраховуватися з урахуванням зміни температури повітря у часі відповідним чином.

За відсутності ідентифікатора типового графіка температура повітря навколо ЛЕП буде вважатися постійною, що відповідає її середньому значенню, заданому для певного періоду року. Очевидно це призведе до зниження адекватності оцінювання втрат електроенергії. Особливо це стосується режимів мінімальних навантажень, які є визначальними для оцінювання рівнів напруги.

5.5 Виконання розрахунків втрат електроенергії та планування заходів щодо їх зменшення

Після введення всіх необхідних вихідних даних потрібно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

5.5.1 Діагностування вихідних даних

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то вікно має вигляд, поданий на рис. 5.23 і повідомляє про те, що помилок не виявлено, тобто можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Закінчити аналіз схеми” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

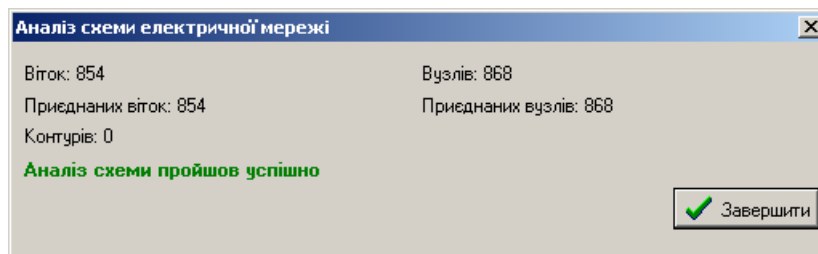


Рисунок 5.23 – Вікно тестування вхідних даних у разі відсутності помилок

У разі знаходження помилок у схемі вікно тестування набуває вигляду, як на рис. 5.24. У ньому додаються поля, у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення. Якщо помилки, виявлені під час тестування, були критичними (їх наявність у схемі істотно знижує точність або унеможлиблює проведення розрахунків), то у вікні з’являється повідомлення “Продовження розрахунків неможливе!”. При цьому у користувача залишається можливість лише перейти до

виправлення помилок у схемі шляхом натискання на кнопку “Повернутися до редагування”.

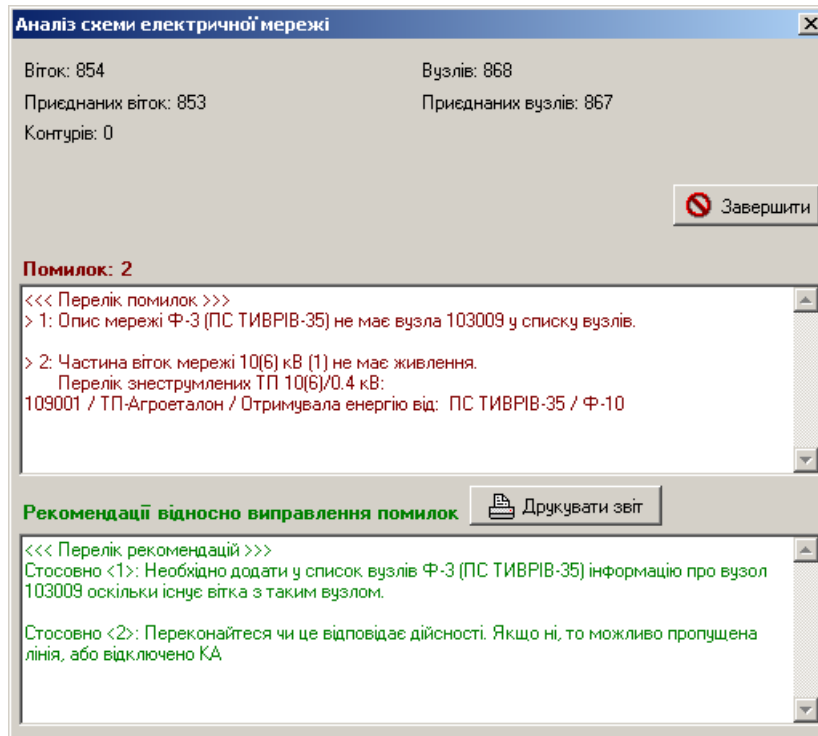


Рисунок 5.24 – Вікно тестування вхідних даних у разі виявлення помилки, пов’язаної з введенням вітки, один з вузлів якої не описано

Якщо в результаті тестування виявлено велику кількість помилок, то для зручності їх перегляду, аналізування та виправлення у програмі передбачено можливість друкування звіту, що містить знайдені помилки та методи їх усунення. Для виконання друку необхідно натиснути кнопку “Друквати звіт” у вікні тестування (рис. 5.24).

Після виправлення всіх помилок схеми з’являється можливість переходу до виконання розрахунків втрат потужності та електроенергії.

5.5.2 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат

У програмі реалізовано можливість виконання розрахунків втрат електроенергії за двома методиками: за заданою тривалістю звітного

періоду (середнім навантаженням) та за заданим графіком навантажень. Тому при натисканні на кнопку “Розрахунок” відкривається вікно вибору варіантів розрахунку (рис. 5.25). Натискання відповідної кнопки даного вікна викликає виконання необхідного розрахунку. Так натискання кнопки “Розрахунок втрат по фідеру Ф-1”, що належить до групи “Розрахунок за часом втрат” викликає виконання розрахунку втрат потужності та електроенергії по фідеру Ф-10 (див. контрольний приклад) за часом втрат. Аналогічно натискаючи інші кнопки даного вікна є можливість виконати розрахунки втрат за тою чи іншою методикою для окремого фідера, окремої підстанції схеми та всієї схеми. Вибір підстанції та фідера для розрахунку виконується у головному вікні програми.

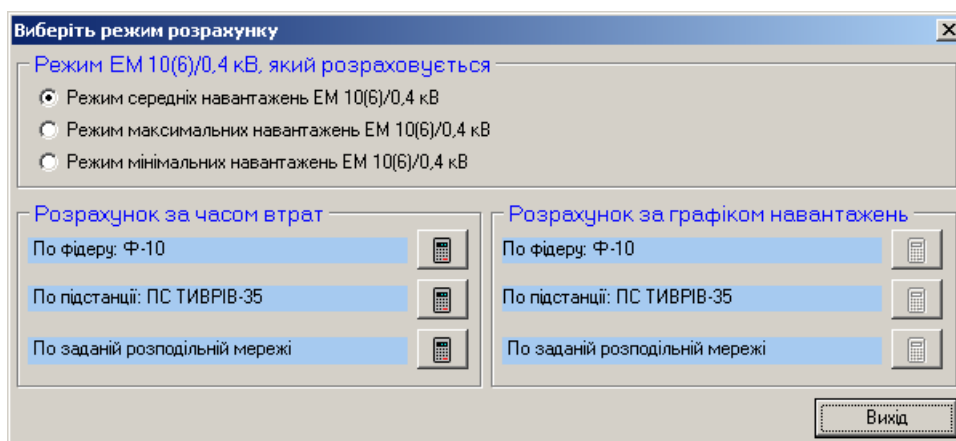
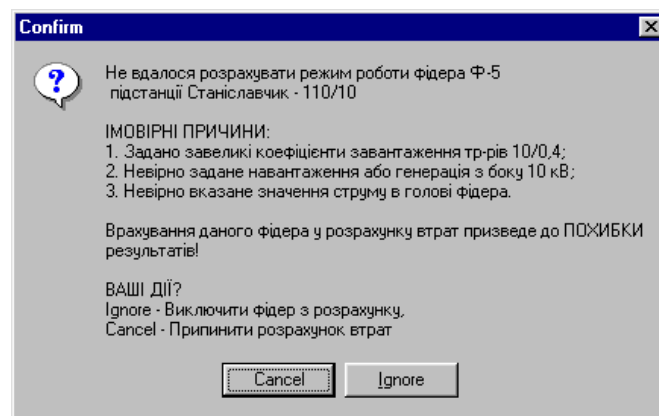


Рисунок 5.25 – Вікно вибору режиму розрахунку втрат електроенергії

У разі вибору розрахунку втрат електроенергії за часом втрат виконується перевірка вхідних даних. Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку перевіряється коректність введення контрольних замірів струмів (максимального, мінімального та середнього) та відпущеної електроенергії. На цьому ж етапі перевіряється відповідність середніх струмів по фідерах підстанції 110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з її шин 10 кВ. Якщо електроенергія, відпущена у фідери, не збігається з заданою на вводі 10(6) кВ підстанції, то у результатах розрахунку видається повідомлення про небаланс по підстанції.

На другому етапі тестування вхідних даних перевіряється коректність введення схеми розподільної мережі. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку втрат електроенергії.

Якщо розрахунок виконаний коректно, то відкривається вікно результатів розрахунків, що буде описано далі. Якщо розрахунок режиму не може бути виконаний, то видається повідомлення, яке містить інформацію відносно фідера, для якого не вдалося виконати розрахунок, та найбільш імовірні причини виникнення проблеми:



Натисненням кнопки “Ignore” даної форми можна виключити вказаний фідер з розрахунку, кнопка “Cancel” дозволяє припинити розрахунок.

5.5.3 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження

Для виконання розрахунків за графіком навантаження необхідною умовою є попереднє задавання графіка навантаження за методикою, що описана вище (див. п. 5.4). При цьому графіки навантаження для всіх підстанцій мають бути однакові за кількістю сходинок.

Після вибору у вікні режимів розрахунку будь-якого розрахунку з групи “Розрахунок за графіком навантажень” (натискання відповідної кнопки), відкривається вікно, у якому ілюструється проходження процесу розрахунку за графіком (рис. 5.26). У разі вдалого завершення розрахунку

натиснення кнопки “Завершити” викликає закриття даного вікна з переходом до перегляду результатів розрахунку втрат електроенергії. Відображення результатів здійснюється таким чином, що користувач має змогу оцінити лише інтегральні показники по електричній мережі. Отримати детальнішу інформацію щодо втрат потужності на кожній сходитці графіку навантаження можна шляхом натиснення кнопки “Друквати звіт” вікна розрахунку за графіком навантажень.

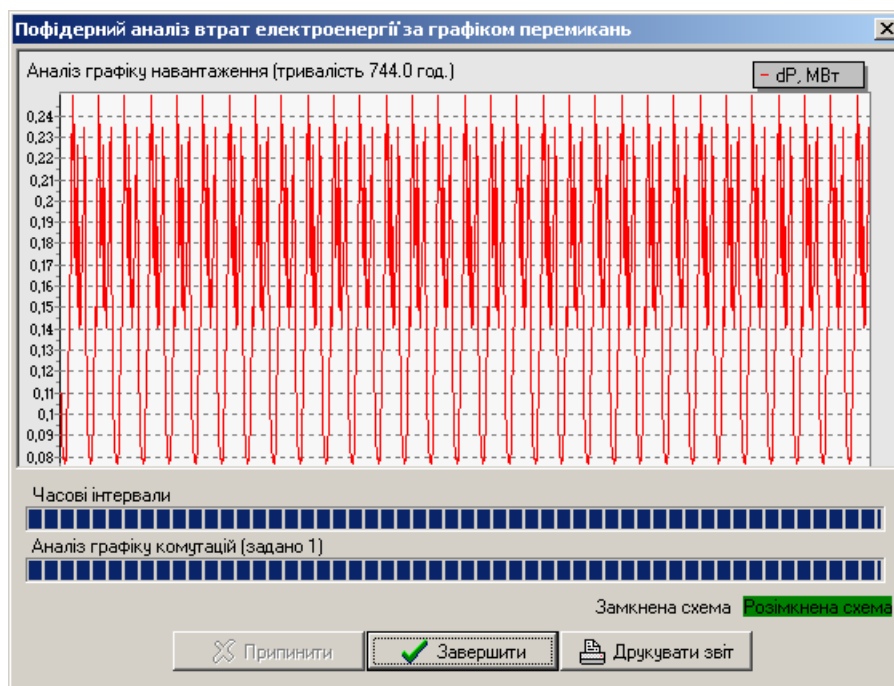
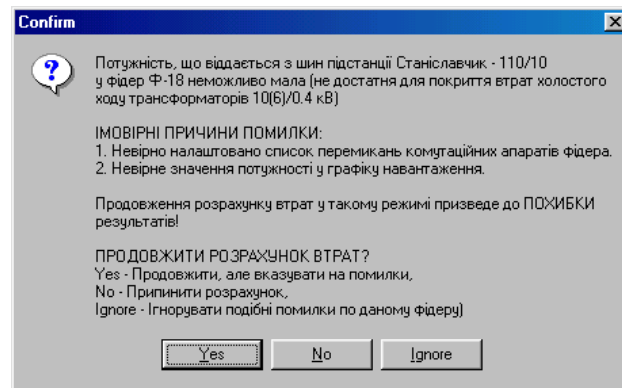


Рисунок 5.26 – Вікно розрахунку втрат потужності та електроенергії за графіком навантажень

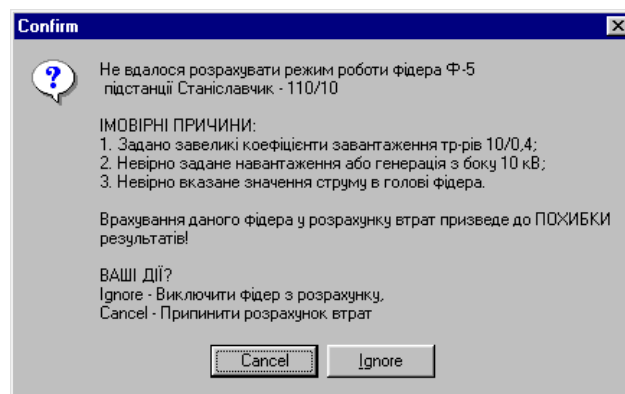
У разі, якщо розрахунок було перервано через помилки у вхідних даних, видаються повідомлення про помилку (рис. 5.27). Якщо на даній сходитці графіку навантаження завантаження деякого фідера настільки низьке, що не покриває втрат холостого ходу трансформаторів 10/0.4 кВ то видається повідомлення, зображене на рис. 5.27, а. Воно вказує на назву підстанції та фідера, у якому виникає помилка, та найбільш імовірні причини її появи. Якщо розрахунок режиму неможливий через надмірно високе завантаження фідерів, то видається повідомлення, подане на рис.

5.27,б. Воно вказує на назву підстанції та фідера, розрахунок якого не може бути виконаний, та найбільш імовірні причини появи даної проблеми.

При цьому необхідно звернути увагу на графік навантаження та комутацій, виправити помилки (надвеликі або замалі значення потужностей навантаження підстанції тощо) та повторити розрахунок.



а)



б)

Рисунок 5.27 – Вікна повідомлення про неможливість виконання розрахунку режиму фідера

5.5.4 Пофідерний аналіз втрат електроенергії в ЕМ

Розрахунок втрат електроенергії в режимі пофідерного аналізу відрізняється від попереднього (див. п. 5.5.3) тим, що проводиться за припущення про повну спостережність електричної мережі. Тобто приймається, що відомими є обсяги надходження електроенергії по всіх вводах живильних підстанцій, а також корисний відпуск та графіки

відпуску по всіх споживальних підстанціях. Таким чином, якщо надходження чи корисний відпуск для окремої підстанції не задані, то приймається, що вони відсутні.

Виходячи з цього для виконання пофідерного аналізу втрат електроенергії необхідною умовою є попереднє задавання інформації щодо надходження та корисного відпуску електроенергії для всіх введів 10(6) кВ живильних підстанцій, головних ділянок фідерів 10(6) кВ, підстанцій 10(6)/0,4 кВ розподільних електромереж.

Для виконання уточненого розрахунку з попередньою урахуванням змін нормальної схеми протягом звітного періоду через ліквідацію аварійних ситуацій, необхідно попередньо задати графік навантаження за методикою, що описана вище (див. п. 5.4).

Для виконання розрахунків щодо ідентифікації внутрішніх перетікань електроенергії, розрахунку технічної складової втрат та зведення пофідерного балансу електроенергії в електромережах передбачено імпортування інформації по категоріях згідно таблиці 5.1.

Враховуючи значний обсяг даних, що має бути введений для проведення розрахунку, а також необхідність періодичного оновлення інформації щодо надходження, корисного відпуску електроенергії та графіка перемикань у мережах, вказані дані не вводяться вручну, а імпортуються з корпоративної бази даних енергокомпанії використовуючи типізовані обмінні файли узгодженої структури. Доступ до засобів імпортування передбачено в меню «Пофідерний аналіз (ПА)».

Вихідні дані для пофідерного аналізу втрат електроенергії

Умовно-постійні параметри	Змінні параметри
Нормальна схема електромереж 10(6) кВ (імпортується з текстових файлів програми «СЛАМО»)	Дані комерційного обліку електроенергії у розрізі окремих ЛЕП 0.4 кВ, або ТП 10/0.4 кВ з виділенням абонентських
Параметри приєднаних електромереж 0.4 кВ для визначення їх еквівалентних опорів та технічних втрат електроенергії в них	Дані технічного обліку надходження електроенергії до електромереж 10-0.4 кВ через вводи 10 кВ підстанцій та іншими шляхами (сумарні показники)
Розміщення та прив'язка засобів комерційного, або технічного обліку електроенергії в РЕМ	Дані комерційного та технічного обліку електроенергії в середині електромереж – зафіксовані обсяги електроенергії на вводах ТП 10/0.4 кВ, а також перетікання через лінії зв'язку та комутаційні апарати (деталізовані)
Розміщення та ідентифікатори комутаційних апаратів на вводах 10(6) кВ підстанцій та у фідерах 10(6) кВ, якими можуть виконуватися перемикання протягом звітного періоду	Дані щодо перемикань комутаційних апаратів, які були виконані у електромережах протягом звітного періоду (дата, час, ідентифікатор комутаційного апарату)

Для запуску пофідерного аналізу втрат електроенергії необхідно натиснути кнопку «Пофідерний аналіз» у головному вікні програми. Після вибору у вікні режимів розрахунку (рис. 2.28) будь-якого режиму з групи «Розрахунок без перемикань» (натискання відповідної кнопки) запускається модуль розрахунку технічних втрат електроенергії за методом середніх навантажень. Розрахунки виконуються аналогічно описаному у п. 5.5.2.

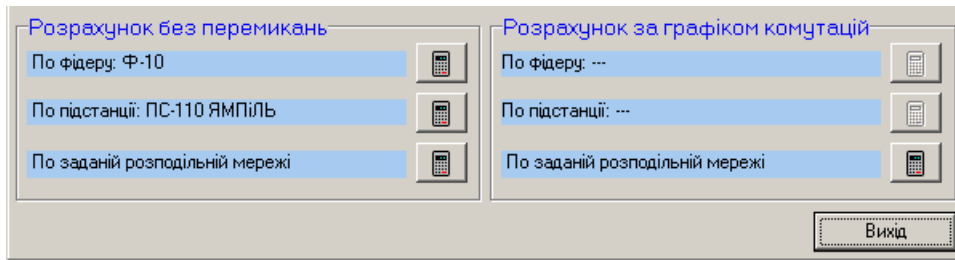
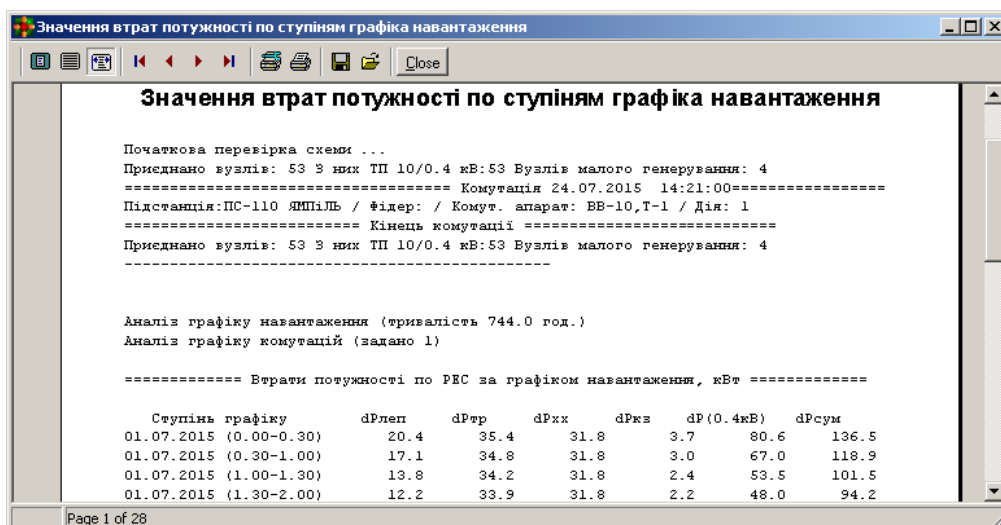


Рисунок 5.28 – Вікно вибору режиму розрахунку втрат електроенергії для їх пофідерного аналізу

Після вибору у вікні режимів розрахунку (рис. 5.28) будь-якого режиму з групи “Розрахунок за графіком комутацій” (натискання відповідної кнопки), відкривається вікно, у якому ілюструється проходження процесу розрахунку за графіком (рис. 5.26). У разі вдалого завершення розрахунку натиснення кнопки “Завершити” викликає закриття даного вікна з переходом до перегляду результатів розрахунку втрат електроенергії. Відображення результатів здійснюється таким чином, що користувач має змогу оцінити лише інтегральні показники по електричній мережі. Отримати детальнішу інформацію щодо втрат потужності на кожній сходинці графіку навантаження та наслідків відповідних перемикачів комутаційних апаратів можна шляхом натиснення кнопки “Друкувати звіт” вікна розрахунку за графіком навантажень:



5.6 Аналіз результатів визначення втрат електроенергії в розподільних мережах

Кінцевою метою виконання розрахунків з визначення втрат електроенергії в розподільних мережах є, з одного боку, оцінювання ефективності їх експлуатації, а з іншого – отримання вихідної інформації для планування та розробки електроощадних заходів. Враховуючи значну кількість центрів живлення, фідерів, ліній електропередач та понижувальних трансформаторних підстанцій однозначне оцінювання структури втрат, а також інших показників, що характеризують якість експлуатації ЕМ без спеціальних програмних засобів є складною.

Для розв'язання даної задачі розроблено графічні та аналітичні засоби, що істотно спрощують сприйняття спеціалістом експлуатуючої установи великих масивів числової інформації та допомагають йому у прийнятті рішень стосовно визначення потенційно "слабких місць" розподільних мереж.

5.6.1 Засоби відображення результатів для мереж 110(35) кВ

Основними результатами розрахунків за допомогою програми «ВТРАТИ-NV» є втрати електроенергії та режимні параметри для електричної мережі, що досліджується. Розрахункові значення втрат електроенергії структуруються:

- по елементах ЕМ, тобто поділяються на втрати в ЛЕП, трансформаторах; у свою чергу з втрат у трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні втрати;

- за характером потоків потужності, що викликають втрати (втрати від перетоків активних та реактивних потужностей).

Результатами розрахунків є значення втрат електроенергії для всієї мережі, або для її частин в залежності від вибраного режиму розрахунку. Розрахункові значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках, перетікань активної та реактивної потужності відображаються у

відповідних вікнах та можуть бути роздруковані та експортовані у вигляді таблиці Microsoft Excel.

На рис. 5.29 наведено результати розрахунку для розподільної мережі (секція “Загальна інформація”). На рис. 5.30 наведено результати розрахунку втрат потужності по вітках мережі, та результати розрахунку режиму ЕМ по її вузлах.

Друк результатів розрахунку здійснюється за допомогою кнопки .

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Тривалість звітного періоду: 24.0 год		Час втрат: 11.8 год			
Інтегральні характеристики електричної мережі					
	Потужності		Електроенергії		
	активної (МВт)	реактивної (МВАр)	активної (МВт г)	реактивної (МВАр г)	
Усього одержано:	354.8	175.9	8547.3	4364.2	
від зовнішніх джерел	354.8	170.4	8547.3	4232.2	
від внутрішніх джерел	0.0	5.5	0.0	132.0	
Усього відпущено:	342.7	119.4	8225.7	2865.4	
Усього втрачено:	12.0	56.5	321.6	1498.9	
Втрати потужності та електроенергії					
Втрати	потужності:		електроенергії:		
в лініях електропередачі	8.5 МВт		229.6 МВт год		
з них в ЛЕП 35 кВ	1.9 МВт		50.9 МВт год		
в ЛЕП 110 кВ	6.6 МВт		178.7 МВт год		
в трансформаторах	3.6 МВт		92.0 МВт год		
з них холостого ходу	1.8 МВт		42.8 МВт год		
навантажувальні	1.8 МВт		49.2 МВт год		
Сумарні	12.0 МВт		321.6 МВт год (3.76 %)		
з них від перетоків активної потужності	8.3 МВт		226.1 МВт год		
від перетоків реактивної потужності	3.7 МВт		95.5 МВт год		

Рисунок 5.29 – Загальні результати розрахунків втрат електроенергії у розподільних мережах 110(35) кВ

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Нпочатку	Нкіця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
59000090	59000300	0.31	0.16	0.31	0.16	0.00	0.01	0.01	0.37
17	60000210	0.52	0.30	0.52	0.30	0.00	0.00	0.01	0.02
60000210	60000110	0.56	-0.16	0.56	-0.16	0.00	0.00	0.01	0.00
60000110	60000230	0.23	0.12	0.23	0.12	0.00	0.00	0.00	0.17
60000110	61000130	0.13	0.07	0.13	0.07	0.00	0.00	0.00	0.02
61000130	61000240	0.12	0.06	0.12	0.06	0.00	0.00	0.00	0.15
61000130	62000370	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00
60000210	60000340	0.15	0.08	0.15	0.08	0.00	0.00	0.00	0.12
58000260	63000080	0.19	0.10	0.19	0.10	0.00	0.00	0.00	0.03
63000080	63000220	0.19	0.10	0.18	0.09	0.00	0.00	0.00	0.22

а)

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

N вузла	Назва	Pнав., МВт	Qнав., МВАр	U, кВ	Фаза
2000030	КРЕМ_110.2.35			35.08	-6.29
2000040	КРЕМ_110.1.10	9.80	4.90	9.71	-7.73
2000050	КРЕМ_110.2.10	5.60	2.80	10.10	-5.33
2000193	с.т.КРЕМ_110.T2			105.70	-5.37
2000200	КРЕМ_110.T1.110>N=2834			109.97	-1.53
2000202	КРЕМ_110.T2.110			109.97	-1.53
2000203	с.т.КРЕМ_110.T1			101.79	-7.80
3000790	КРЕМ_35.1.35			33.36	-9.12
3000800	КРЕМ_35.1.10	2.31	1.19	10.28	-10.80
4001130	ПІЩАТИНЦ.1.110			108.40	-2.04
4001170	ПІЩАТИНЦ.1.10	0.30	0.10	10.78	-2.77


б)

Рисунок 5.30 – Результати розрахунків режимних параметрів по вітках (а) та по вузлах (б) схеми електричної мережі 110(35) кВ

5.6.2 Засоби відображення результатів для мереж 10(6) кВ

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати електроенергії для заданої ЕМ або її фрагменту сумарні (рис. 5.31), або структуровані по джерелах живлення (рис. 5.32).

Значення втрат структуруються за джерелами їх появи, тобто поділяються на втрати у ЛЕП, трансформаторах 10/0.4 кВ та мережах 0.4 кВ. У свою чергу з втрат у трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні. Відповідно до вибраного фрагменту схеми (поле вибору у лівій частині вікна, рис. 5.31), результати виводяться для вибраного фідера, для вибраної підстанції, для всієї мережі. Використовуючи засоби керування, розміщені у правій частині вікна результатів можна здійснювати їх друк, імпорт до таблиці Microsoft Excel, запускати графічний та детальний аналіз даних.

У режимі розрахунків "За графіком навантажень" визначаються лише інтегральні показники. Результатами розрахунку є сумарні значення втрат електроенергії за звітний період (заданий графіком навантажень), які, разом з тим, можуть бути структуровані по підстанціях та фідерах. Крім того, існує можливість перегляду та друку результатів визначення втрат потужності в ЕМ на кожній сходинці сумарного графіка навантаження. Ініціалізація друку здійснюється за допомогою кнопок  на відповідних етапах аналізу та виведення результатів.

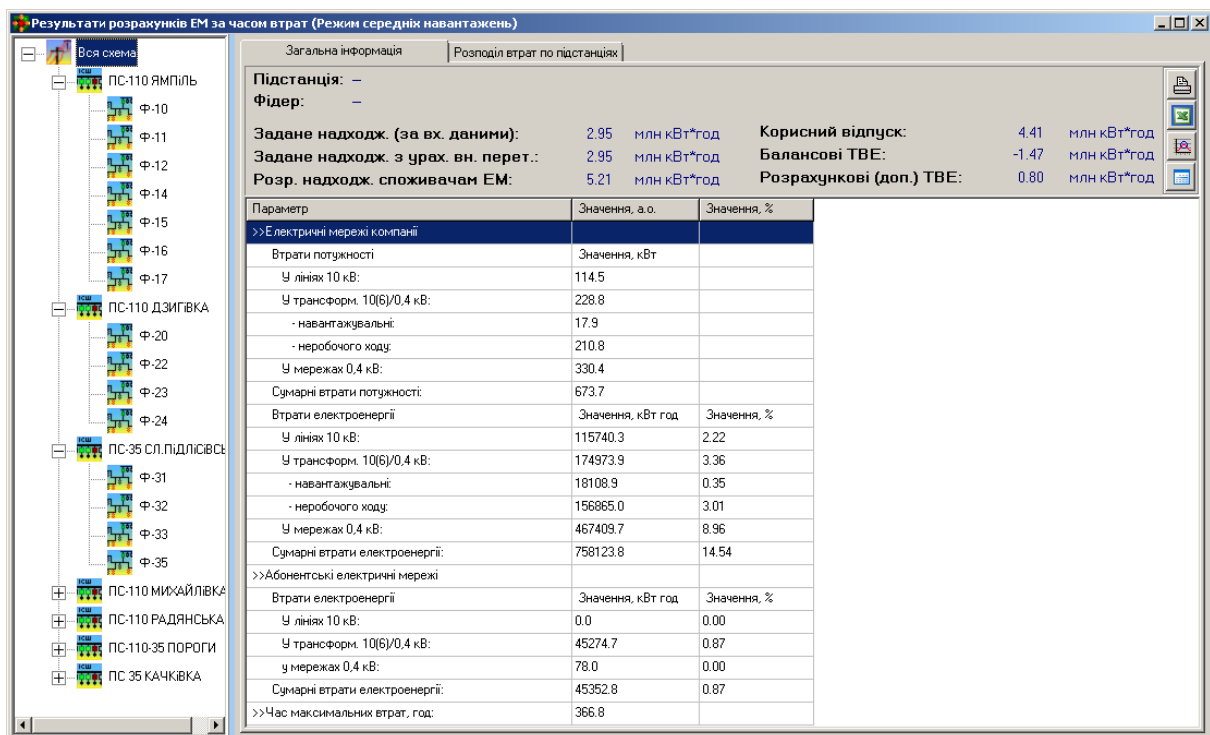


Рисунок 5.31 – Відображення результатів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах

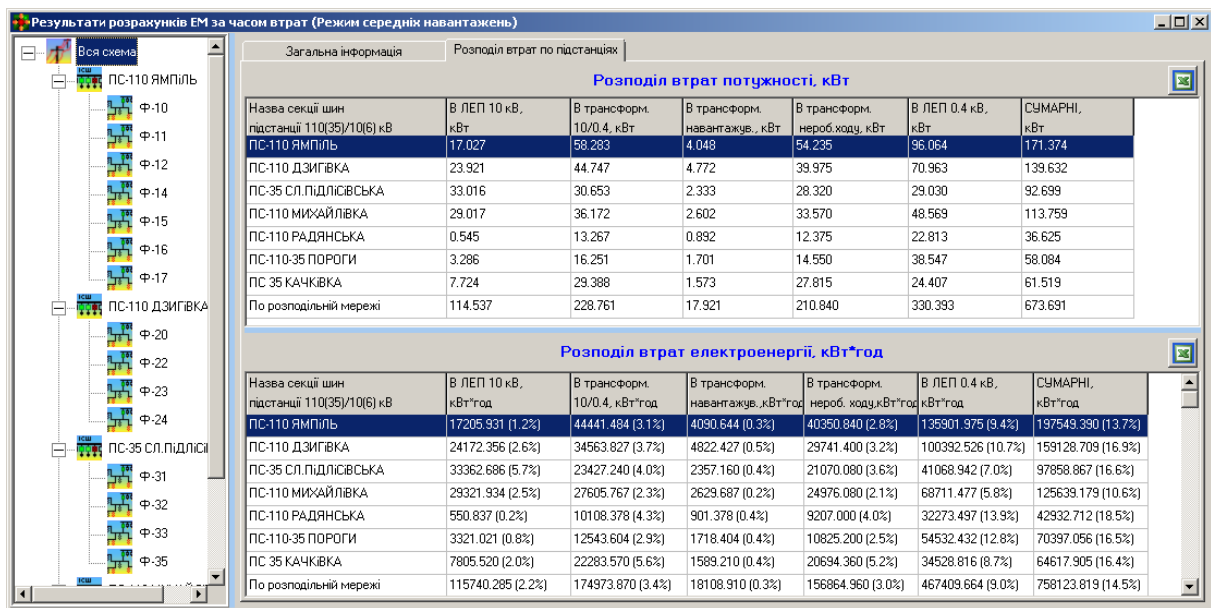


Рисунок 5.32 – Відображення результатів розрахунку втрат електроенергії з структуруванням по підстанціях

У режимі розрахунків "За часом втрат" крім вищевказаного розраховуються напруги у вузлах схеми для характерного режиму (зазвичай режиму середніх навантажень), втрати потужності та мінімальна напруга в мережах 0.4 кВ, що отримують живлення від понижувальних підстанцій (рис. 5.33), струми та втрати потужності у вітках ЕМ (рис. 5.34).

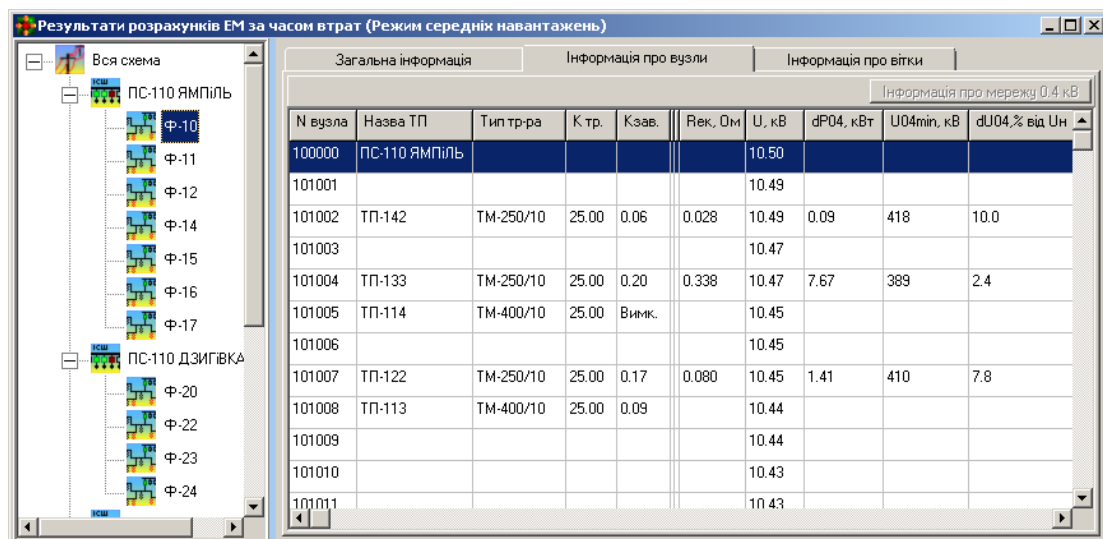


Рисунок 5.33 – Відображення розрахункової інформації по вузлах ЕМ

Враховуючи, що ручний аналіз такого масиву параметрів у межах розподільної мережі є ускладненим, було розроблено модулі для графічного та детального чисельного аналізу результатів розрахунку.

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)						
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А	
101030	101001	454.81	454.46	0.35	29.53	
101001	ТП-142	17.83	17.83	0.00	1.33	
101001	101003	436.63	435.79	0.83	28.23	
101003	ТП-133	55.58	55.58	0.00	3.48	
101003	ТП-114	380.21	379.52	0.69	24.75	
ТП-114	101006	379.52	379.40	0.12	24.75	
101006	ТП-122	48.38	48.37	0.01	3.07	
101032	ТП-113	331.02	330.55	0.47	21.68	
101008	101009	0.00	0.00	0.00	0.00	
ТП-113	101010	289.69	289.45	0.24	19.07	
101010	101011	95.30	95.29	0.01	6.75	
101011	ТП-112	19.85	19.85	0.00	1.26	
101011	101013	75.43	75.39	0.04	5.50	


Рисунок 5.34 – Відображення розрахункової інформації по вітках ЕМ

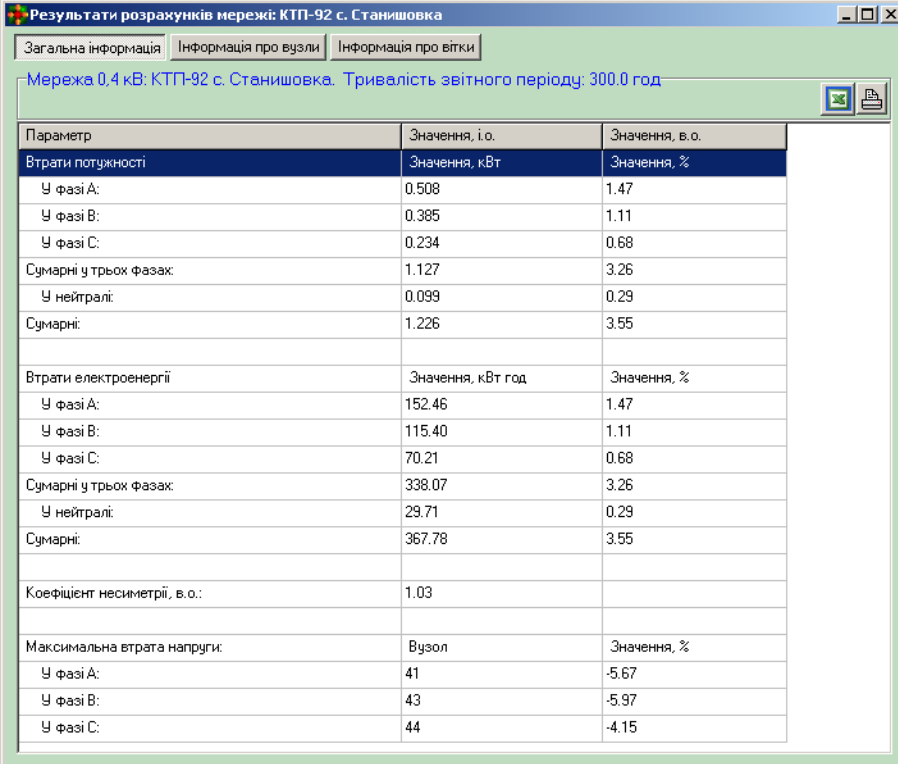
5.6.3 Засоби відображення результатів для мереж 0,4 кВ

У випадку, якщо електричні мережі 0,4 кВ, що приєднані до підстанцій 10(6)/0,4 кВ описано поопорними схемами, то втрати для таких мереж визначаються за результатами розрахунку усталеного режиму середніх навантажень. В якості навантажень вузлів 0,4 кВ, тобто точок обліку абонентів, використовуються середні потужності, що визначені виходячи з заданого корисного відпуску електроенергії для даного вузла та тривалості звітної періоду (для розрахунків за графіком навантаження ПС 10(6)/0,4 кВ тривалість звітної періоду приймається рівною ступеню графіка).

Оскільки розрахунок виконується поелементно, то визначається значно більша кількість даних про режими мережі 0,4 кВ. Для їх відображення використовуються вікна, подані на рис. 5.35 (загальна інформація) та рис. 5.36 (інформація режимного характеру). За результатами таких розрахунків можна аналізувати не лише рівень втрат у

мережі, але й розподіл напруги, завантаження окремих фаз ЕМ 0,4 кВ, рівень несиметрії та необхідність запровадження заходів щодо симетрування навантажень тощо.

Значення втрат електроенергії підсумовуються по окремих фазах та нейтралі ЕМ. Крім значення втрат електроенергії розраховується та виводиться коефіцієнт несиметрії струмів на шинах 0,4 кВ споживальної підстанції, а також номери вузлів (опор ЛЕП) для яких втрата напруги є максимальною по кожний з фаз ЕМ. Реалізовано можливість експорту та друку результатів визначення втрат потужності в ЕМ. Ініціалізація друку здійснюється за допомогою кнопки .



Параметр	Значення, і.о.	Значення, в.о.
Втрати потужності		
	Значення, кВт	Значення, %
У фазі А:	0.508	1.47
У фазі В:	0.385	1.11
У фазі С:	0.234	0.68
Сумарні у трьох фазах:	1.127	3.26
У нейтралі:	0.099	0.29
Сумарні:	1.226	3.55
Втрати електроенергії		
	Значення, кВт год	Значення, %
У фазі А:	152.46	1.47
У фазі В:	115.40	1.11
У фазі С:	70.21	0.68
Сумарні у трьох фазах:	338.07	3.26
У нейтралі:	29.71	0.29
Сумарні:	367.78	3.55
Коефіцієнт несиметрії, в.о.:	1.03	
Максимальна втрата напруги:		
	Вузол	Значення, %
У фазі А:	41	-5.67
У фазі В:	43	-5.97
У фазі С:	44	-4.15

Рисунок 5.35 – Результати визначення втрат електроенергії у розподільних мережах 0,4 кВ

N вузла	WА, кВт год	WВ, кВт год	WС, кВт год	WЗ, кВт год	UАф, В	UВф, В	UСф, В	UЗл, В	dU% від Uном
20	140.0				211	211	214	367	-3.4
23					210	210	213	366	-3.7
24	120.0				209	210	213	365	-3.9
25		200.0			209	210	213	365	-4.0
26			160.0		209	209	213	364	-4.1
27					209	209	213	364	-4.2
29	100.0				208	209	213	364	-4.2
31	160.0				209	210	213	365	-4.0
32		320.0			209	208	212	364	-4.3

а)

Нпочатку	Нкінця	IА, А	IВ, А	IС, А	IН, А	dPф, кВт	dP0, кВт
1000	1	54.7	39.9	32.1	19.9	0.077	0.005
1	2	54.7	39.9	32.1	19.9	0.310	0.022
2	3	21.2	10.8	15.2	9.1	0.044	0.005
3	4	21.2	7.6	13.8	11.9	0.029	0.006
4	6	20.5	7.6	13.8	11.2	0.037	0.007
6	7	12.2	5.0	10.6	6.6	0.016	0.002
7	11	12.2	5.0	10.6	6.6	0.016	0.002
11	12	6.8	1.3	5.1	4.9	0.004	0.001
12	13	4.7	1.3	5.1	3.6	0.003	0.001



б)

Рисунок 5.36 – Результати розрахунку режимних параметрів по вузлах (а) та по вітках (б) розподільних мереж 0,4 кВ

На вкладках з режимними параметрами ЕМ 0,4 кВ (рис. 5.36, а) виводяться значення модулів фазних напруг у всіх вузлах, а також лінійної напруги, що розрахована за векторною сумою фазних та її відхилення від напруги на шинах 0,4 кВ живильної підстанції.

Серед режимних параметрів ЛЕП 0,4 кВ (рис. 5.36, б) виводяться струми у фазних проводах та у нейтралі, а також втрати потужності для фазних проводів та нейтралі. Всі результати відповідають характерному режиму середніх навантажень, виходячи з цього розрахункові значення напруг та струмів не є граничними. Для оцінювання максимального спаду напруги, або завантаження ЛЕП 0,4 кВ слід розрахувати режим максимальних навантажень та аналізувати його результати.

5.6.4 Засоби аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж

З метою спрощення аналізу результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ та інших параметрів, що характеризують рівень технічного стану мереж та техніко-економічну ефективність їх експлуатації, розроблено модулі графічного (рис. 5.37) та детального чисельного (рис. 5.38) аналізу результатів розрахунку. Їх запуск здійснюється з вікна відображення результатів розрахунку втрат (рис. 5.31) шляхом натиснення кнопок, відповідно  та .

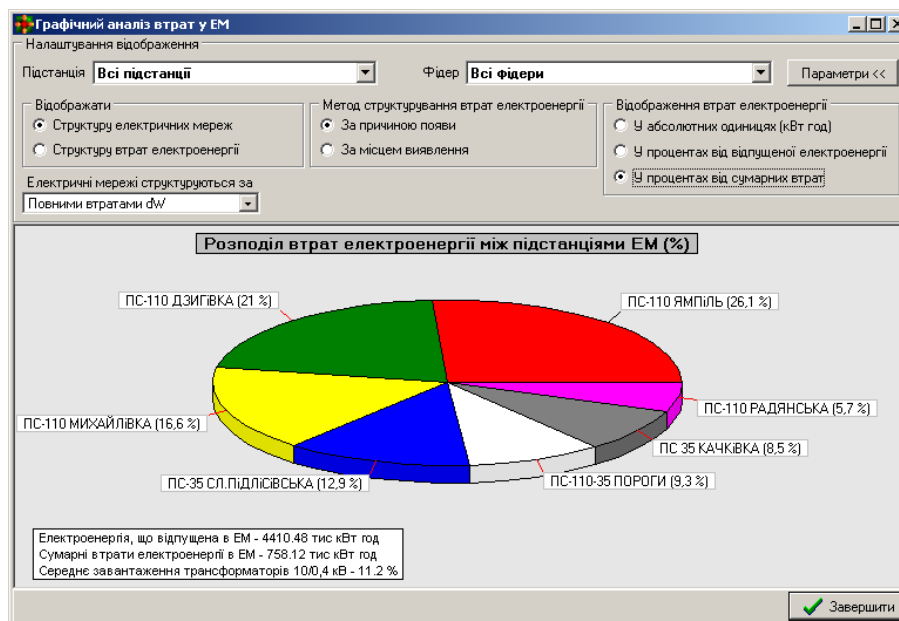


Рисунок 5.37 – Графічний аналіз втрат електроенергії в ЕМ

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	dW%, %
1	ПС-110 ДЗИГІВКА	Ф-22	38.81
2	ПС-110 РАДЯНСЬКА	Ф-51	33.38
3	ПС-110-35 ПОРОГИ	Ф-60	30.96
4	ПС-110 ЯМПІЛЬ	Ф-12	27.86
5	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-45	25.67
6	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-41	24.17

Рисунок 5.38 – Детальний аналіз втрат електроенергії в ЕМ (Критерій ранжування – відносні втрати електроенергії, %)

Модуль графічного аналізу забезпечує можливість відображення:

- характеру розподілу втрат електроенергії та їх складових між живильними підстанціями розподільних мереж та окремими фідерами, що живляться від окремої підстанції;

- структури втрат електроенергії по ЕМ в цілому та окремих її фрагментах за причиною їх появи (втрат холостого ходу та навантажувальні), а також за місцем їх виявлення (втрати в лініях окремих класів номінальної напруги та трансформаторах);

- характеру розподілу окремих складових втрат електроенергії як у абсолютних, так і у відносних одиницях.

Таким чином, для експлуатаційного персоналу забезпечується можливість оцінювання не лише рівня втрат, а й причин їх виявлення і планування на цих засадах заходів щодо їх зменшення.

Модуль детального чисельного аналізу забезпечує не лише відображення, а й ранжування фрагментів та елементів розподільних мереж за низкою показників, таких як:

- сумарні втрати електроенергії, кВт×год;
- відносні втрати електроенергії, %;
- сумарна довжина ЛЕП, км;
- встановлена потужність трансформаторів, кВА;
- втрати електроенергії в ЛЕП за класами напруги, кВт×год;
- втрати електроенергії в трансформаторах, кВт×год;
- втрати холостого ходу та навантажувальні, кВт×год;
- втрати потужності по ЛЕП, кВт;
- максимальна втрата напруги, кВ;
- максимальна відносна втрата напруги, %;
- втрати напруги по вузлах ЕМ, кВ;
- відносні втрати напруги по вузлах, %.

Застосування подібного набору показників технічного стану ЕМ та якості їх експлуатації протягом звітного періоду дозволяє оцінити роботу персоналу із забезпечення техніко-економічної ефективності процесу передачі та розподілу електроенергії, виявити слабкі ланки в розподільних мережах, які підлягають першочерговій реконструкції, визначити елементи основного обладнання, що підлягають заміні, а також місця встановлення нового обладнання з метою покращення умов експлуатації ЕМ та забезпечення встановленої якості електроенергії.

5.6.5 Приклад застосування засобів аналізу показників якості експлуатації розподільних мереж

У даному прикладі розглядається послідовність дій з визначення місця встановлення компенсатора реактивної потужності (КРП), що забезпечить максимальне зниження втрат електроенергії в ЕМ та компенсацію спаду напруги на шинах споживальних підстанцій.

1. Виходячи з (рис. 5.37) встановлення КРП доцільно виконати на одному з фідерів підстанції "Ямпіль", оскільки мережа 10 кВ, що живиться від неї, характеризується максимальними втратами електроенергії.

2. Фідер електромереж для встановлення КРП вибирається, виходячи з розподілу втрат між фідерами підстанції "Ямпіль" (рис. 5.39), з чого виходить, що встановлювати пристрій доцільно на в електромережах фідера "Ф-10".

3. Для підтвердження попереднього висновку виконується ранжування фідерів ЕМ за значенням втрат електроенергії в ЛЕП (рис. 5.40), для компенсації яких і встановлюється КРП. На цьому етапі з'ясувалося, що попереднє припущення щодо встановлення КРП у мережі фідера "Ф-10" підстанції "Ямпіль" є хибним, за рівнем втрат у ЛЕП 10 кВ він знаходиться на 11 позиції. За результатами аналізу втрат (рис. 5.40) показано

доцільність встановлення пристрою КРП у мережах фідера "Ф-43" підстанції "Михайлівка".

4. Вибирається споживальна підстанція фідера "Ф-43", на якій встановлення КРП буде найбільш ефективним з огляду на компенсацію спаду напруги, і, відповідно, втрат електроенергії. Для цього вузли фідера ранжуються за значенням відносної втрати напруги (рис. 5.41) і таким чином формується перелік найбільш перспективних підстанцій для встановлення КРП. Після врахування технічних можливостей та обмежень обирається остаточне місце встановлення.

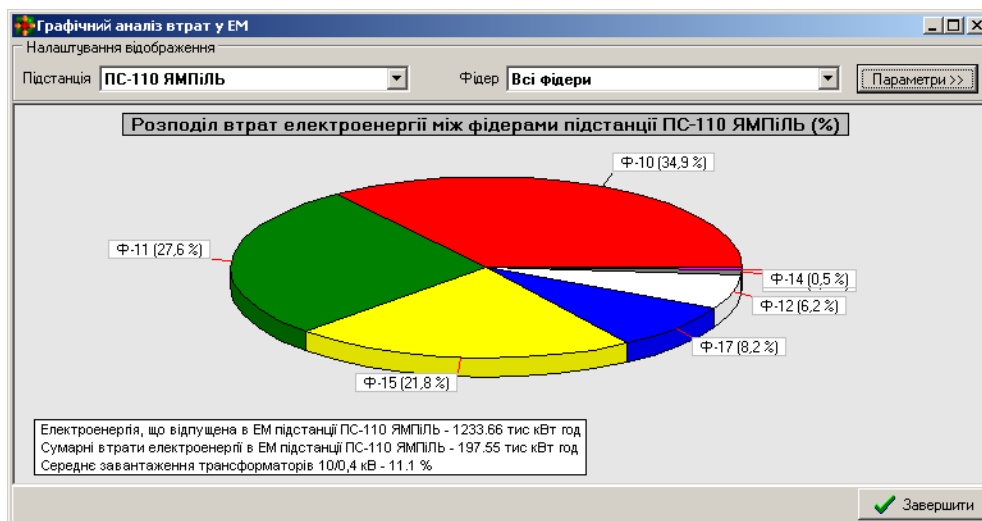


Рисунок 5.39 – Розподіл втрат між фідерами підстанції "Ямпіль"

Детальний аналіз результатів розрахунків втрат в ЕМ

Налаштування запиту: Параметр **Втрати електроенергії в ЛЕП 10кВ, кВт год**

Підстанція: Всі підстанції, Фідер: Всі фідери

Аналізувати на рівні підстанцій

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	dW леп, кВт год
1	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	20446,75
2	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСВЬСЬКА	Ф-35	16626,76
3	ПС-110 ДЗИГІВКА	Ф-23	14988,17
4	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСВЬСЬКА	Ф-32	10363,89
5	ПС-110 ЯМПІЛЬ	Ф-15	7023,03
6	ПС-110 ДЗИГІВКА	Ф-20	5968,93
7	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСВЬСЬКА	Ф-31	5951,46
8	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-42	5944,61
9	ПС-110 ЯМПІЛЬ	Ф-11	5787,53
10	ПС 35 КАЧКІВКА	Ф-73	5353,41
11	ПС-110 ЯМПІЛЬ	Ф-10	3039,58

Рисунок 5.40 – Результати ранжування фрагментів ЕМ

№п/п	Назва підстанції	Назва фідера	Номер вузла	dU%, %
1	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404005	-2.88
2	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404004	-2.84
3	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404006	-2.83
4	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404003	-2.83
5	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404016	-1.96
6	ПС-110 МИХАЙЛІВКА	Ф-43	404014	-1.96

Рисунок 5.41 – Результати ранжування вузлів ЕМ фідера "Ф-43" підстанції "Ямпіль"

5.6.6 Відображення результатів пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах

На початкових етапах запровадження аналізу режимів електромереж, що характерно для більшості енергопостачальних компаній доцільними виявляються періодичні розрахунки з імітацією динаміки роботи розподільних мереж на підставі відповідних вихідних даних, які зібрано протягом звітного періоду. Саме такий варіант реалізовано у програмному комплексі «ВТРАТИ».

Для пофідерного аналізу втрат електроенергії, виконання якого описано у п. 5.5.4, залежно від режиму розрахунку («Без перемикачів», або «З графіком комутацій») виконується значна кількість розрахунків режиму досліджуваної електричної мережі.

Для забезпечення адекватного пофідерного аналізу втрат складання пофідерного балансу електроенергії поєднується з поелементними розрахунками технічних втрат на базі єдиного інформаційного забезпечення.

Проведення паралельних електротехнічних розрахунків сприяє підвищенню адекватності пофідерного аналізу втрат. Ефект досягається:

– завдяки зменшенню похибки вихідної інформації, що пов'язана з неодноразовістю реєстрації показів лічильників надходження та відпуску електроенергії протягом звітного періоду;

– завдяки частковій компенсації дефіциту вихідної інформації, особливо в умовах періодичних змін схем транспортування електроенергії в РЕМ, а також функціонування розосереджених джерел енергії;

– завдяки розрахунку та виділенню з балансу окремих складових ТВЕ, які принципово не можуть бути визначені в інший спосіб з використанням наявного інформаційного забезпечення (наприклад, втрати в електромережах 0.4 кВ за відсутності інформації про надходження електроенергії);

– завдяки встановленню в якості мінімально можливих значень ТВЕ технічних втрат електроенергії, розрахованих поелементно та консолідованих для заданих фрагментів електромереж.

Зіставлення втрат, отриманих з пофідерного балансу електроенергії, та технічних втрат, що розраховані поелементно, дає можливість оцінити потенціал заходів з удосконалення обліку електроенергії та інформаційної інфраструктури електромереж. Так, значна розбіжність (більше 50%) між ними протягом низки суміжних звітних періодів говорить про неадекватність оцінювання пофідерного балансу електроенергії й необхідність заходів щодо вдосконалення обліку, зокрема, інвестування в інформаційне забезпечення. Відсутність розбіжності дає можливість обґрунтовано вивільнити кошти інвестиційних програм для підсилення інших напрямків діяльності енергокомпанії.

Основним результатом пофідерного аналізу є розрахункові значення складових балансу електроенергії, визначені для кожного джерела енергії та її споживача окремо. Перетікання та втрати електроенергії розраховуються паралельно з використанням вимірювань з лічильників електроенергії та розрахункових значень аналогічних параметрів для

випадків, коли вимірювання відсутні. Результати розрахунків відображаються у звітних таблицях (рис. 5.42), які формуються після натиснення кнопки з піктограмою Microsoft Excel у вікні результатів розрахунку (рис. 5.31).

Результати можуть подаватися консолідовано по фідерах 10(6) кВ (рис. 5.42, а), а також з виділенням окремих магістралей споживальних підстанцій 10(6)/0,4 кВ до яких зазвичай приводиться корисний відпуск електроенергії, що був зафіксований абонентськими лічильниками (рис. 5.42, б).

№ п/п	Назва ділянки мережі (фідера)	Назва точки обліку	Назва приєднання (лише для корисного відпуску)	Обсяг прийому фідера м з "голови", кВт год	Обсяг прийому фідера м інший, кВт год	Обсяг видачі з фідера, кВт год	Обсяг корисного відпуску, кВт год	Звітні ТВЕ, кВт год	Звітні ТВЕ, %	Допустимі ТВЕ, кВт год	Допустимі ТВЕ, %	Зниж в ЛЕП 10 кВ, %	Зниж в транс., %	Зниж в ЛЕП 0.4 кВ, %	Різниця, кВт год	Різниця, %
1	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Небаланс ЗШ10 кВ	Сума		1154995,5			1154995,5									
2	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-10	Сума		338115		890	271096,8	66128,2	19,6	63910,9	19	0,8	3	15,2	2217,3	3,4
3	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-11	Сума		448008			373435	74573	16,6	48630,4	11,5	1,2	3,1	7,2	25942,6	34,8
4	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-12	Сума		52456			43630	8826	16,8	11908,3	21,4	0,1	5,9	15,5	-3082,3	-34,9
5	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-14	Сума		23068			21703	1365	5,9	1042,2	4,4	0	4,1	0,3	322,8	23,7
6	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-15	Сума		96390			338494	-242104	-251,2	58134,8	14,5	2,2	2,3	10	-300239	124
7	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-16	Сума		55750,5			53472	2278,5	4,1	1404,1	2,5	0,1	2,4		874,4	38,4
8	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-17	Сума		141208			124314	16894	12	15979,6	11,3	0,8	4,4	6	914,4	5,4
9	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Небаланс ЗШ10 кВ	Сума		874500			874500									

а)

№ п/п	Назва ділянки мережі (фідера)	Назва точки обліку	Назва приєднання (лише для корисного відпуску)	Обсяг прийому фідера м з "голови", кВт год	Обсяг прийому фідера м інший, кВт год	Обсяг видачі з фідера, кВт год	Обсяг корисного відпуску, кВт год	Звітні ТВЕ, кВт год	Звітні ТВЕ, %	Допустимі ТВЕ, кВт год	Допустимі ТВЕ, %	Зниж в ЛЕП 10 кВ, %	Зниж в транс., %	Зниж в ЛЕП 0.4 кВ, %	Різниця, кВт год	Різниця, %
1	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Небаланс ЗШ10 кВ	Сума		1154995,5			1154995,5									
2	ПС-110 ЯМПІЛЬ/Ф-10	Сума		338115		890	271096,8	66128,2	19,6	63910,9	19	0,8	3	15,2	2217,3	3,4
		Ввод 10 кВ: Ф-10		338115												
		ТП-142	Л-2 вул.Автотранспортна					9562		101,3		1,1				
		ТП-142 (Вир. потреби)	Л-1 Ямпільські БМ(власні потр)			890										
		ТП-133	Л-1 Магазин					9366		2314,4		24,7				
		ТП-133	Л-2 Львович					2910		114,8		3,9				
		ТП-133	Л-3 Марчак					9943		476,3		4,8				
		ТП-133	Л-4 ВУЛВИНОГРАДНА					11917								
		ТП-133	Л-5 ЗФ Боровский													
		ТП-133	Л-6 ЗФ Адаменко					100		0		0				
		ТП-122	Л-1 вул.Виноградна (до пасіки)					5524		75,6		1,4				
		ТП-122	Л-2 вул.Мичуріна					6765		153,3		2,3				
		ТП-122	Л-3 вул.Виноградна (до циган)					10446		48,7		0,5				
		ТП-122	Л-4 вул.Виноградна (до Косташа					6838		135,7		2				
		ТП-122	Л-5 Алексеев					126								

б)

Рисунок 5.42 – Результати пофідерного аналізу втрат електроенергії без деталізації корисного відпуску (а) та з деталізацією корисного відпуску (б)

Аналізуючи результати, що подані у таблицях (рис. 5.42) можна робити висновки щодо ефективності інформаційної інфраструктури. Так для прикладу, відповідно до рис. 5.42, а, виходячи зі значної розбіжності між балансовими та технічними втратами електроенергії для фідера «Ф-15» підстанції «Ямпіль» (124%), інформаційна інфраструктура даного фідера потребує аудиту та вдосконалення. Для інших фідерів відхилення розрахункових втрат, виходячи з наявного інформаційного забезпечення, є прийнятними.


З результатів детального аналізу складових балансу (рис. 5.42, б) можна робити висновки щодо неточностей інформаційного забезпечення (для магістралі 0,4 кВ «Л-6» підстанції 10/0,4 кВ «ТП-133» задано корисний відпуск, але втрати в ЛЕП відсутні), а також визначати осередки надмірних втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ (для магістралі 0,4 кВ «Л-1» підстанції 10/0,4 кВ «ТП-133» втрати в ЛЕП 0,4 кВ складають 24% від надходження).

5.7 Спеціальні засоби аналізу втрат електроенергії та якості напруги в розподільних мережах

5.7.1 Аналіз вірогідності результатів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6)/0.4 кВ

Для формування висновків, а також організаційних та технічних заходів щодо ведення режиму ЕМ, зменшення технологічних витрат електроенергії необхідною умовою є оцінювання адекватності результатів визначення технічних втрат електроенергії, як вагової складової балансових втрат. Вказана характеристика може бути оцінена чисельно на основі визначення реальної похибки, що зумовлена недосконалістю інформаційної інфраструктури. Визначальним фактором є також

вірогідність результатів розрахунків, тобто імовірності визначення втрат електроенергії в ЕМ із заданою точністю (наприклад, $\pm 5\%$).

Для початку процесу аналізу вірогідності визначення втрат електроенергії за звітний період для заданої ЕМ необхідно натиснути кнопку  у головному вікні програми або у меню "Сервіс" обрати пункт "Аналіз вірогідності визначення втрат". При цьому на екрані з'являється вікно налагодження параметрів для проведення розрахунку (рис. 5.43).

Згідно із зазначеним вище похибка результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ визначається, в основному, похибками фіксації режимних параметрів (з урахуванням їх усереднення за звітний період), а також невизначеністю розподілу відпущеної електроенергії між споживачами (ПС 10(6)/0.4 кВ). Виходячи з цього, для оцінювання вірогідності розрахункових втрат електроенергії необхідно вказати такі налагоджувальні параметри:

- максимальні похибки фіксації напруг та струмів вимірювальною системою технічного обліку, що встановлена на шинах 10(6) кВ підстанцій 110(35)/10(6) кВ з урахуванням їх усереднення за звітний період, часто ручного;

- мінімальне та максимальне, зафіксоване на основі контрольних замірів (досвіду експлуатації ЕМ), завантаження трансформаторів ТП 10(6)/0.4 кВ;

- необхідна або очікувана величина похибки визначення втрат електроенергії для заданої ЕМ за звітний період.

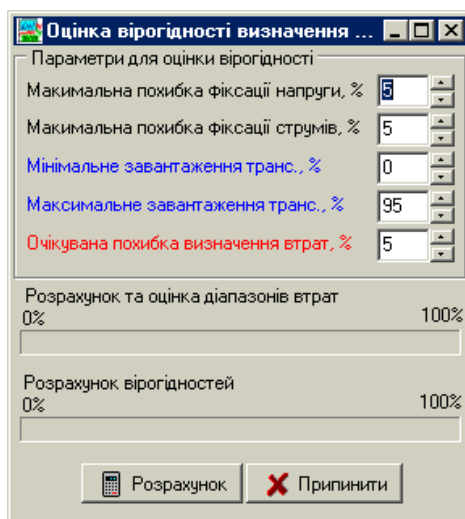


Рисунок 5.43 – Вікно налаштування процесу оцінювання вірогідності результатів визначення втрат електроенергії в ЕМ 10(6)-0.4 кВ

Після закінчення введення та коригування вказаних параметрів для проведення аналітичних розрахунків необхідно натиснути кнопку "Розрахунок". Після завершення розрахунків на екрані з'являється вікно результатів оцінювання вірогідності та інтервалів невизначеності втрат електроенергії (рис. 5.44). Для прикладу на рис. 5.44, а наведено результати аналізу вірогідності для реальної електричної мережі. Виходячи з результатів для заданої точності інформаційного забезпечення похибка визначення втрат електроенергії по ЕМ в цілому складає $\pm 9.2\%$, що істотно перевищує прийнятну для інженерних розрахунків точність $\pm 5\%$. Разом з тим, якщо, наприклад, за рахунок організаційно-технічних заходів зменшити похибки фіксації струмів та напруг на шинах живильних ПС з 5 до 2% (рис. 5.44, б), то максимальна похибка визначення втрат зменшиться майже на 1%, а вірогідність зросте майже до 93%, що говорить про достатньо високу імовірність визначення втрат з заданою точністю 5%.

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвiдп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність,%	Інтервал,%
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	60.52	±17.31
5	Сигнал	Ф-6	13676.91	601.35	4.40	95.84	± 7.36
6	Сигнал	Ф-8	14710.14	415.40	2.82	88.04	± 9.45
7	Сигнал	Ф-10	10715.24	1122.93	10.48	99.80	± 4.21
8	Сигнал	Ф-12	20620.47	692.48	3.36	99.90	± 3.63
9	Сигнал	Ф-20	3911.14	239.48	6.12	96.18	± 7.25
10	Сигнал	Ф-22	28827.36	1738.41	6.03	95.63	± 7.43
11	Сигнал	Ф-26	30288.72	1080.34	3.57	81.26	±11.49
12	Глухівці	в цілому	52696.87	2723.34	5.17	76.71	±12.80
13	Глухівці	Ф-4	9473.85	220.80	2.33	48.99	±21.02

а)

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвiдп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність,%	Інтервал,%
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	92.36	± 8.29
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	98.38	± 6.37
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.28
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	79.40	±12.03
5	Сигнал	Ф-6	13676.91	601.35	4.40	97.80	± 6.64
6	Сигнал	Ф-8	14710.14	415.40	2.82	91.03	± 8.62
7	Сигнал	Ф-10	10715.24	1122.93	10.48	99.92	± 3.78
8	Сигнал	Ф-12	20620.47	692.48	3.36	99.90	± 2.92
9	Сигнал	Ф-20	3911.14	239.48	6.12	96.61	± 7.10
10	Сигнал	Ф-22	28827.36	1738.41	6.03	98.43	± 6.35
11	Сигнал	Ф-26	30288.72	1080.34	3.57	85.22	±10.30
12	Глухівці	в цілому	52696.87	2723.34	5.17	79.88	±11.90
13	Глухівці	Ф-4	9473.85	220.80	2.33	49.40	±20.88

б)

Рисунок 5.44 – Результати оцінювання вірогідності розрахункових втрат електроенергії в ЕМ 10(6)-0.4 кВ


Разом з тим, для окремих фідерів (Ф-4, "Глухівці") вказаних заходів недостатньо через високу чутливість втрат в них до характеру розподілу відпущеної електроенергії. Уточнення коефіцієнта завантаження одного трансформатора ТМ-400 вказаного фідера дозволяє зменшити максимальну похибку визначення втрат електроенергії для нього до $\pm 12.2\%$ і, таким чином, істотно підвищити адекватність оцінки балансу електроенергії.

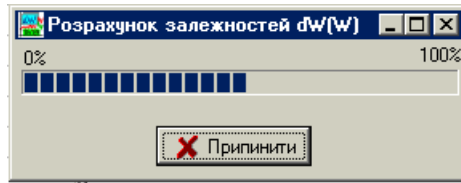
5.7.2 Аналіз чутливості втрат електроенергії до зміни навантаження

Висока складність розподільних мереж, особливо нижчих класів напруги, відсутність достовірної інформації про режимні параметри поточного стану ЕМ, низький рівень телеметрії та телемеханізації зумовлюють необхідність аналізу чутливості оптимальних рішень під час визначення та адаптації керувальних впливів.

Одним з параметрів, що визначає характер та значення втрат електроенергії, як показника якості експлуатації ЕМ, є значення відпуску електроенергії споживачам i , відповідно, потужностей їх навантаження у характерних режимах. Враховуючи невизначеність вказаного параметра та низький рівень інформаційного забезпечення для ЕМ нижчих класів напруги, формування рекомендацій стосовно ведення режиму має здійснюватися з урахуванням чутливості втрат електроенергії до можливих відхилень малодостовірних параметрів. Лише за такої умови може бути досягнуто достатньої ефективності керування режимом ЕМ та планування електроощадних заходів.

Аналіз чутливості втрат електроенергії режиму роботи ЕМ від навантаження споживачів електроенергії виконується шляхом побудови графіка залежності відносних втрат електроенергії від середньозваженого коефіцієнта завантаження трансформаторів споживальних підстанцій. При цьому вважається, що коефіцієнти завантаження кожного з них близькі до середньозваженого по всій електричній мережі.

Для отримання вказаних залежностей необхідно натиснути кнопку  або в меню "Сервіс" вибрати пункт "Аналіз тенденцій – Структура вірогідних втрат". Після закінчення розрахунку, процес якого ілюструється індикатором:



і може бути припинений натисненням відповідної кнопки, на екрані з'являється вікно графічної інтерпретації результатів (рис. 5.45). Як приклад наведено вказані залежності для електричних мереж 10-0.4 кВ одного з районів Тернопільської області. Як видно з рис. 5.45, 5.46 дані залежності мають три характерних зони:

- зона малих навантажень (0–15%), що характеризується значною чутливістю показника якості до зміни навантаження;
- зона середніх навантажень (15–40%), коли відносні втрати потужності майже не залежать від навантаження;
- зона значних навантажень (40–90%), коли чутливість розрахункової моделі значно підвищується.

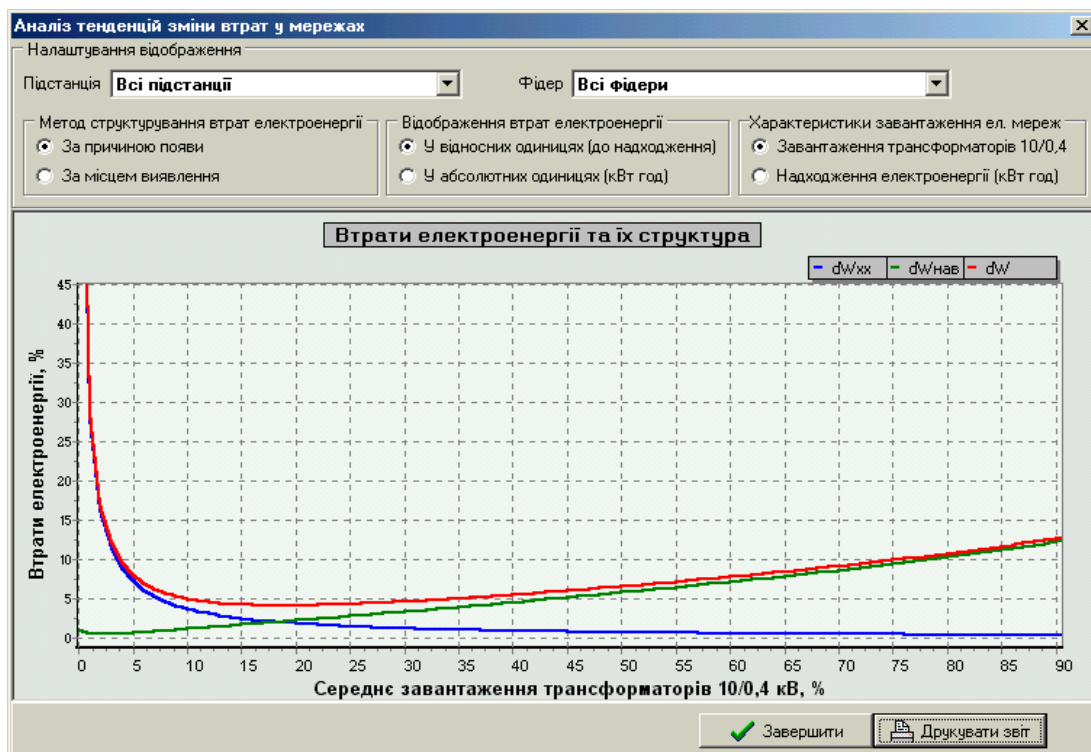


Рисунок 5.45 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з високою чутливістю втрат електроенергії до зміни навантаження

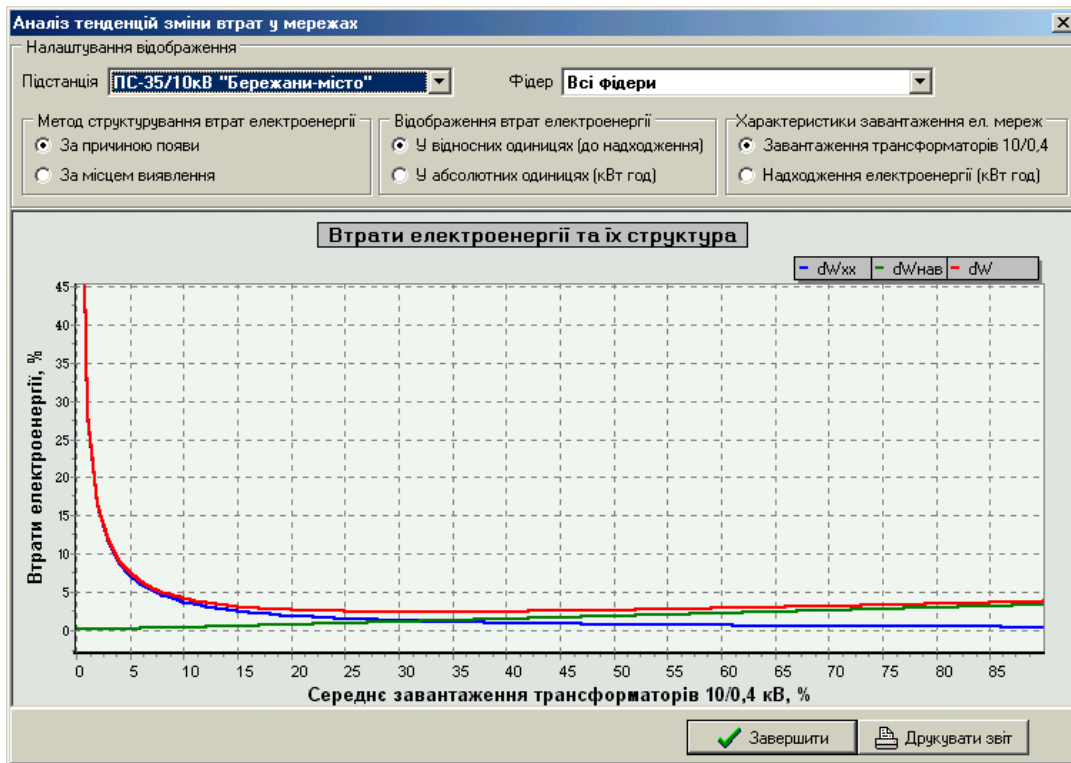


Рисунок 5.46 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з незначною чутливістю втрат електроенергії до зміни навантаження

Очевидно, що впровадження заходів з оптимізації режиму роботи ЕМ в зоні малих навантажень є неефективним, оскільки втрати потужності та електроенергії в даному випадку зумовлені втратами холостого ходу трансформаторів споживальних підстанцій, тобто є умовно постійними. Виходячи з цього особливу увагу з огляду на чутливість показника якості привертає зона значних навантажень, де переважає змінна складова втрат, яка може бути в значній мірі знижена завдяки режимним заходам. Як видно з рис. 5.45, 5.46 характер залежності відносних втрат електроенергії від навантаження у вказаній зоні істотно відрізняється для різних електричних мереж.

Так, якщо для ЕМ району в цілому чутливість втрат до навантаження досить істотна (рис. 5.45), то для її фрагментів (рис. 5.46) може спостерігатися протилежна картина, коли на всьому діапазоні

навантаження відносні втрати змінюються неістотно. Таким чином, аналіз вказаних залежностей дозволяє зробити висновки:

- відносно міри чутливості розрахункової моделі до змін навантаження ЕМ або можливих похибок в інформації про електроспоживання, а отже і адекватності рекомендацій щодо оптимального ведення режиму;

- про необхідність впровадження додаткових інформаційних засобів для уточнення поточного стану ЕМ.

5.7.3 Аналіз чутливості втрат електроенергії до характеру розподілу навантаження

Підвищення вірогідності й точності визначення втрат потужності та електроенергії, а отже, адекватності розрахункової моделі ЕМ може розглядатися у двох напрямках: підвищення кількості телевимірюваних споживачів та оптимальна розстановка засобів телеметрії. Перший шлях, очевидно, пов'язаний з додатковими капіталовкладеннями, що погіршує техніко-економічні характеристики системи керування в цілому. Другий напрямок забезпечення повноти та точності телеінформації про поточний стан ЕМ дозволяє значно скоротити обсяг телевимірювань, і, разом з тим, забезпечити достатню точність визначення показників якості нормальних режимів електричних мереж.

З метою покращення техніко-економічних показників інформаційно-вимірювальної підсистеми, розстановка засобів телевимірювань має виконуватися з урахуванням характерних особливостей ЕМ, як енергетичного об'єкта. Найпростіший шлях вдосконалення системи телевимірювань поточного стану ЕМ є встановлення засобів телеметрії на шинах найбільш потужних та відповідальних споживачів, а також групування однотипних споживачів електроенергії. Але такий підхід не

завжди дає задовільні результати, оскільки не враховує низку факторів, що характеризують якість передачі та розподілу електроенергії в мережах.

Як відомо, втрати електроенергії в ЕМ залежать, в основному, від:

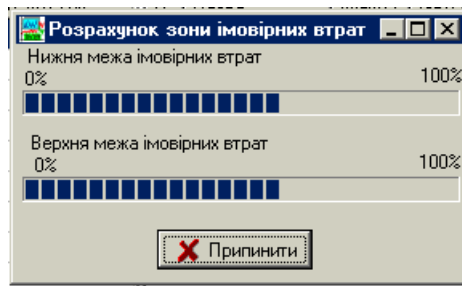
- нормальної схеми мереж та її змін протягом звітного періоду;
- пасивних параметрів основного обладнання електричних мереж;
- значення та характеру сукупного навантаження ЕМ;
- характеру розподілу навантаження ЕМ між споживачами електричної енергії;
- точності вимірювання (отримання) параметрів режиму ЕМ.

Перші три фактори, враховуються на стадії створення базової та розрахункової моделей ЕМ, а також завдяки аналізу чутливості до зміни навантаження. Для врахування останніх факторів було розроблено засоби аналізу чутливості втрат електроенергії в ЕМ до нерівномірності розподілу навантаження між споживачами (ТП 10(6)/0.4 кВ).

Аналіз чутливості втрат електроенергії в ЕМ до характеру розподілу навантаження виконується шляхом побудови зон імовірних втрат, що обмежуються залежностями відносних втрат електроенергії від середньозваженого коефіцієнта завантаження споживальних підстанцій за оптимального розподілу навантаження (нижня межа) та найгіршого розподілу навантаження (верхня межа) споживачів, для яких обсяги споживання електроенергії не задано у явному вигляді (рис. 5.47, 5.48). Оптимальним вважається розподіл, коли коефіцієнт завантаження трансформаторів споживальних підстанцій, навантаження яких не задано явно, визначається відповідно до методу рівних приростів втрат потужності, а найгіршим – розподіл, пропорційний сумарним електричним відстаням від центрів живлення до шин споживачів.

Для виконання розрахунку зон імовірних втрат (або зон невизначеності втрат електроенергії) необхідно вибрати у меню "Сервіс"

пункт "Аналіз тенденцій зміни втрат – Зони вірогідних втрат". Після закінчення розрахунку, процес якого ілюструється індикатором:



і може бути припинений натисненням відповідної кнопки, на екрані з'являється вікно графічної інтерпретації результатів (рис. 5.47).

Для прикладу зони імовірних втрат було побудовано для реальних електричних мереж одного з районів Тернопільської області. Як видно з рис. 5.47, 5.48 ширина зони для різних коефіцієнтів завантаження різна, але спостерігаються деякі характерні особливості.

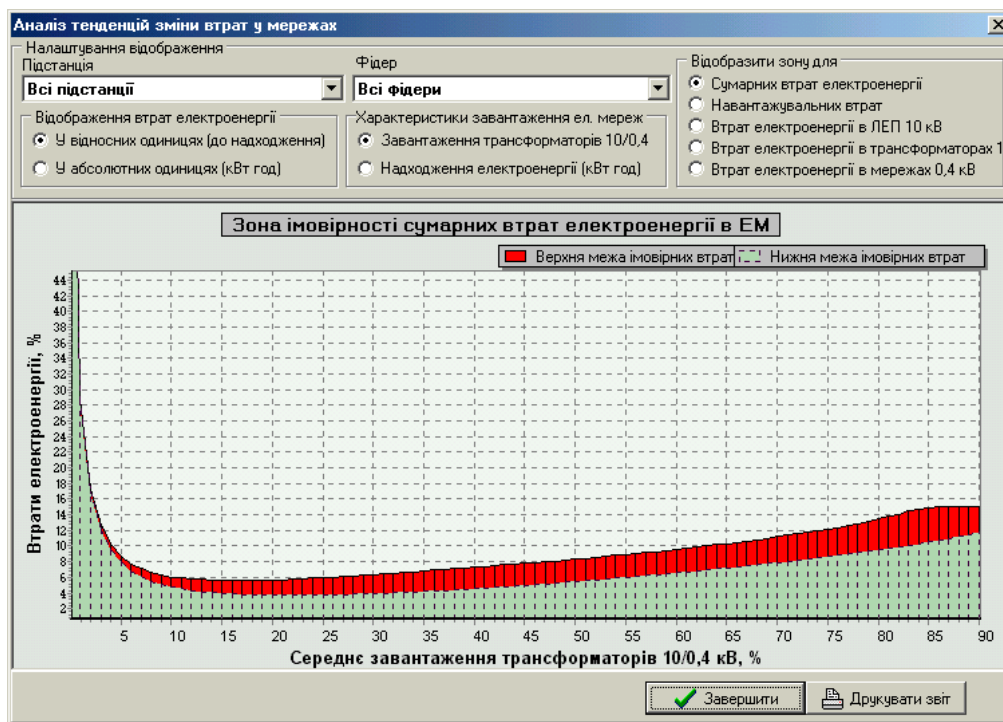


Рисунок 5.47 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з високою чутливістю втрат електроенергії до розподілу навантаження

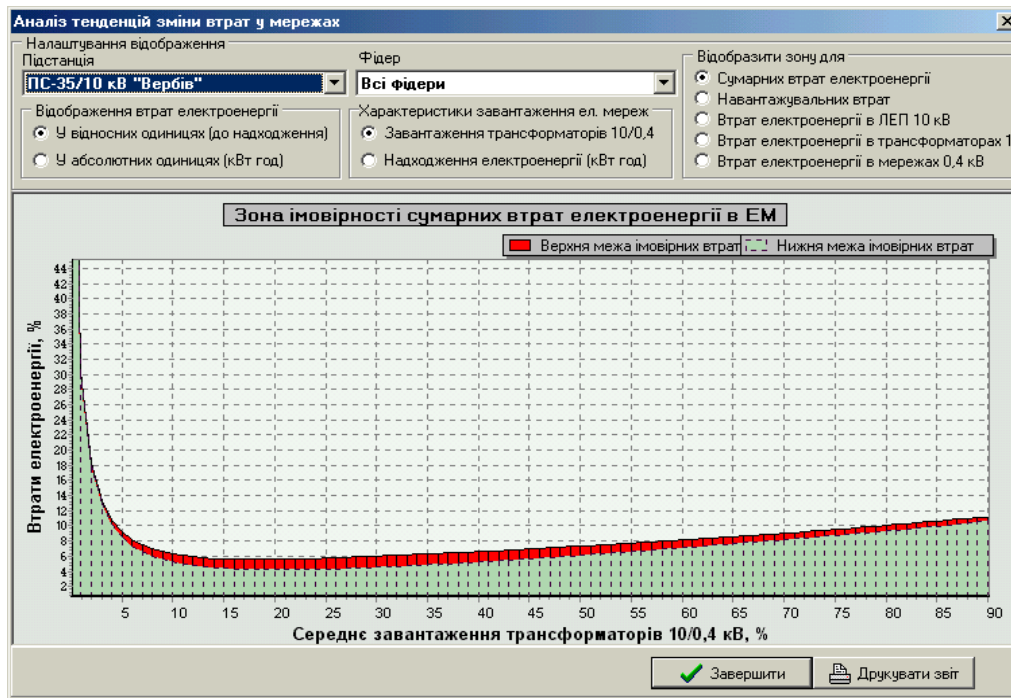


Рисунок 5.48 – Результати графічного аналізу для розподільної мережі з незначною чутливістю втрат електроенергії до розподілу навантаження

Так, в зоні незначних навантажень відносні втрати електроенергії майже не залежать від розподілу навантаження. Збільшення навантаження споживачів викликає підвищення чутливості втрат до характеру розподілу навантаження споживачів і похибка від неадекватності вихідних даних може бути співрозмірною зі значенням втрат електроенергії, що є неприпустимим.

Таким чином електричні мережі, для яких зона імовірних втрат подібна до поданої на рис. 5.47 потребують впровадження додаткових технічних або організаційних заходів з удосконалення інформаційного забезпечення. Критерієм якості може бути площа зони вірогідних втрат.

Разом з тим, для значної кількості електричних мереж чутливість показника якості відповідає залежностям, подібним до рис. 5.48, з чого видно, що адекватність врахування розподілу навантаження споживачів майже не впливає на точність визначення втрат електроенергії на всьому діапазоні середньозважених коефіцієнтів навантаження. Отже,

інформаційно-вимірювальна система для подібних ЕМ може бути значно спрощена завдяки застосуванню групових пристроїв контролю електроспоживання, що встановлюються в центрах живлення.

5.7.4 Аналіз впливу розосередженого генерування на ефективність експлуатації ЕМ 10(6)/0.4 кВ

Як показано у п. 3.6 важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є використання розосереджених джерел енергії. Однак на значення втрат в ЕМ впливають як параметри РДЕ та схеми їх приєднання, так і обсяг та графік споживання суміжних навантажень.

Для характерних схем приєднання розосередженого генерування до ЕМ, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки електроенергії, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в ЕМ. Однак залежно від співвідношення потужності РДЕ та місцевого споживання якість функціонування розподільних мереж може як покращуватися, так і погіршуватися. Визначальними показниками у даному випадку є значення втрат електроенергії, та відповідність їх нормативним, а також рівні напруги та відповідність їх граничним значенням.

Для визначення технічної можливості приєднання РДЕ певної встановленої потужності до електричних мереж необхідно проаналізувати низку характерних режимів роботи мереж та визначити інтегральні показники щодо якості напруги та відповідності втрат нормативним.

Аналогічні розрахунки необхідно проводити для розв'язання задачі оптимізації встановленої потужності РДЕ, що може бути приєднано до певної електричної мережі.

Оскільки виконання таких розрахунків у ручному режимі є достатньо трудомістким, у програмному комплексі «ВТРАТИ» передбачено модуль оцінювання впливу розосередженого генерування на ефективність роботи ЕМ. Для його використання необхідно попередньо ввести дані щодо пасивних параметрів електромереж, а також реальних вимірних, або типових графіків перетікання електроенергії головною ділянкою фідера 10(6) кВ, до якого планується видача електроенергії РДЕ, а також вимірюного або типового графіка видачі електроенергії джерелом, або їх сукупністю.

Для запуску модулю аналізу впливу РДЕ необхідно у меню «Розосереджене генерування (РДЕ)» обрати пункт «Оцінювання впливу РДЕ». Після цього буде виведено вікно з введеними графіками навантаження та генерування (рис. 5.49). Необхідно переконатися, що наведені графіки потоків енергії у головній ділянці фідера ($P_{фід}$, кВт) та місцевого генерування ($P_{рде}$, кВт) відповідають введеним. Графік сумарного навантаження ($P_{нав}$, кВт) визначається, як різниця між значеннями потужностей $P_{фід}$ та $P_{рде}$ для кожного інтервалу часу.

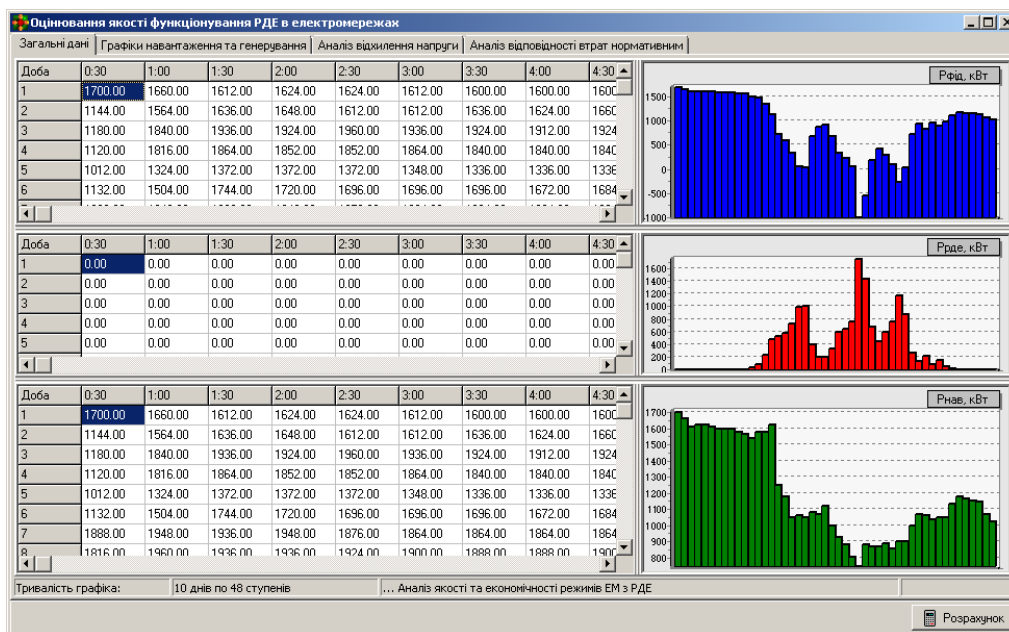


Рисунок 5.49 – Головне вікно модулю оцінювання впливу РДЕ на функціонування електромереж

Приклад, що розглядається (рис. 5.50) відповідає випадку видачі електроенергії сонячної електростанції до електричної мережі 10 кВ, максимальне навантаження якої приблизно відповідає максимальній потужності генерування електростанції (див. рис. 5.49).

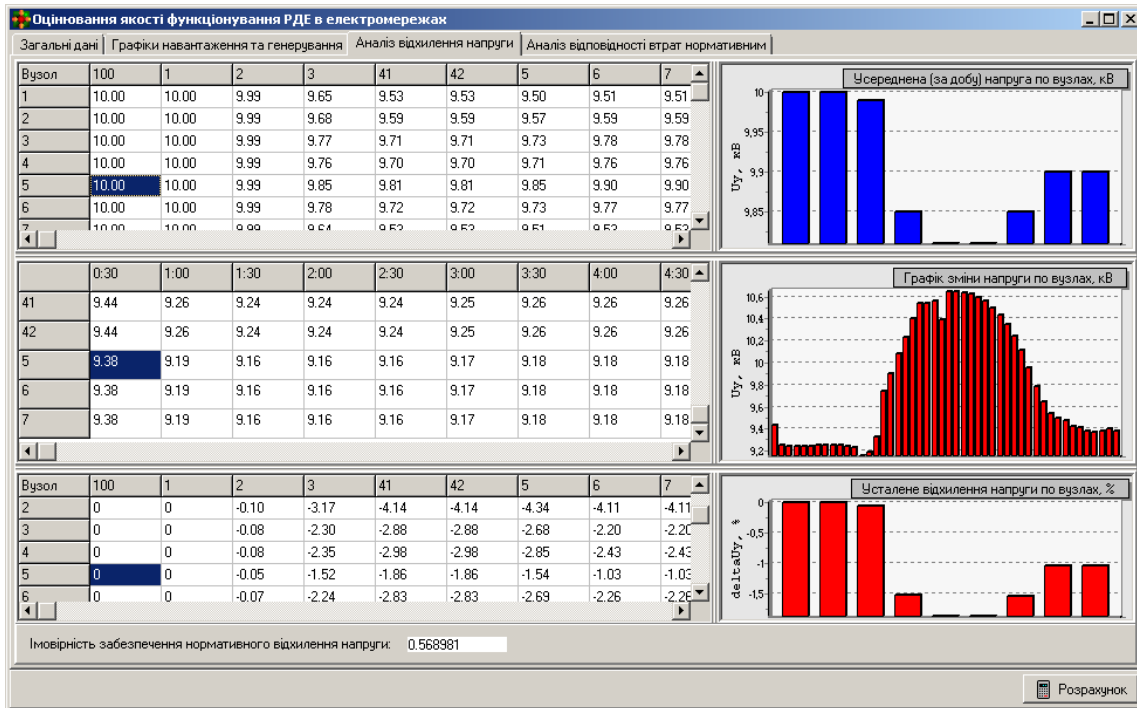


Рисунок 5.50 – Результати аналізу відхилення напруги в електромережах з розосередженим генеруванням

Для розрахунку показників якості напруги та економічності функціонування електричних мереж з розосередженим генеруванням необхідно натиснути кнопку «Розрахунок». Для визначення інтегральних показників на кожному ступені введених графіків навантаження та генерування розраховується усталений режим ЕМ та оцінюються втрати електроенергії та відхилення напруги у її вузлах.

Імовірність забезпечення якості напруги та нормативних втрат визначається з використанням інтервалів часу, протягом яких вимоги якості та ефективності було забезпечено. Результати аналізу якості напруги для ЕМ з розосередженим генеруванням подано на рис. 5.50.

Однак через відмінності графіків навантаження та генерування місцеве генерування лише частково компенсує споживання, разом з тим збільшуючи перетікання енергії у період максимального генерування РДЕ. Це призводить до зростання напруги в окремих вузлах ЕМ та до зменшення імовірності забезпечення якісної напруги до 56%.

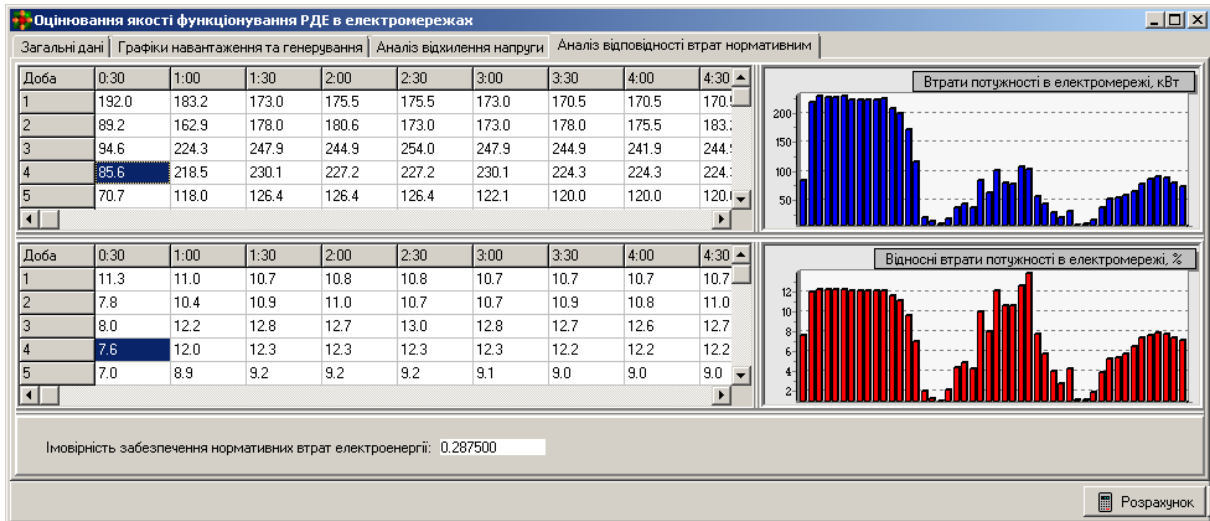


Рисунок 5.51 – Результати аналізу втрат електроенергії в мережах з розосередженим генеруванням

З тих же причин не забезпечується відповідність втрат електроенергії нормативним значенням у періоди мінімального та максимального генерування сонячної станції (рис. 5.51).

За результатами розрахунку видно, що втрати електроенергії відповідають нормативним лише у періоди, коли місцеве навантаження відповідає генеруванню (не більше 7-10 годин на добу). Виходячи з цього імовірність забезпечення нормативних втрат становить 28%.

5.8 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності у розподільних електричних мережах

Як показує практика, біля 10 % усього необхідного зниження втрат може бути досягнуто завдяки організаційним (і в першу чергу режимним) заходам. Подальше зниження втрат електроенергії може бути отримане за

допомогою додаткових капіталовкладень в мережі енергосистем і споживачів.

Основним заходом зі зниження втрат є облаштування компенсувальних пристроїв в мережах споживачів електроенергії та мережах 0.4 кВ енергопостачальних компаній. Близько 60% усього можливого зниження втрат досягається за допомогою вказаного заходу. Біля 20% забезпечує встановлення компенсувальних пристроїв в електричних мережах 110(35) та 10(6) кВ. Решта 10 % припадає на інші технічні заходи.

Виходячи з цього у програмному комплексі «ВТРАТИ» передбачено низку модулів, що забезпечують розв'язання задачі визначення оптимальних місць приєднання та параметрів засобів компенсації реактивної потужності (КРП) для розподільних електричних мереж 110(35) кВ, 10(6) кВ та 0,4 кВ, відповідно.

5.8.1 Компенсація реактивної потужності у мережах 110(35) кВ

Засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах 110(35) кВ виконують функції регулювання напруги та оптимізації перетікань реактивної потужності для зменшення втрат електроенергії. Виходячи з цього для формування ефективних технічних рішень щодо впровадження КРП необхідно задати перелік підстанцій, для яких є технічні можливості для встановлення засобів КРП. Для даних підстанцій необхідно ввести додаткову інформацію щодо наявних засобів регулювання напруги (табл. 5.2). Тут для кожної з секцій шин 10(6) кВ зазначаються: номінальна потужність приєданого трансформатора 110(35)/10(6) кВ, номінальні напруги високої та низької сторони трансформатора, кількість ступенів регулювання пристроїв РПН або ПБЗ, значення зміни коефіцієнта трансформації у випадку перемикання регулятора на один ступінь, а також мінімальний та максимальний коефіцієнти трансформації.

Таблиця 5.2

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 регулювання	Значення ступеня, %	Мін. коеф. транс	Макс. коеф. транс
1С-ПС 110 кВ Південна	5	15	1		,78	,0803	,111
2С-ПС 110 кВ Південна	5	15	1		,78	,0803	,111
1С-ПС 110 кВ Крижопіль	0	10	1		,5	,09	,11
2С-ПС 110 кВ Крижопіль	5	15	1		,78	,0803	,111
1С-ПС 110 кВ Нова	0	15	1		,78	,0803	,111
2С-ПС 110 кВ Нова	5	15	1		,78	,0803	,111
1С-ПС 110 кВ Промислова	6	15	1		,78	,0803	,111
2С-ПС 110 кВ Промислова	6	15	1		,78	,0803	,111
2С-ПС 35 кВ Центральна	6	5	1		,35	,2761	,3525
1С-ПС 110 кВ Тульчин	0	10	1		,5	,09	,11
2С-ПС 110 кВ Тульчин	6	15	1		,78	,803	,111
1С-ПС 110 кВ Бершадь	6	15	1		,5	,0861	,1052
2С-ПС 110 кВ Бершадь	0	15	1		,78	,0803	,111
1С-ПС 110 кВ Західна	6	15	1		,5	,0861	,1052
2С-ПС 110 кВ Західна	5	15	1		,78	,0803	,111
1С-ПС 110 кВ Немирів	6	15	1		,78	,0803	,111
2С-ПС 110 кВ Немирів	6	15	1		,78	,0803	,111
3С-ПС 110 кВ Північна	5	15	1		,5	,0861	,1052

Вказані параметри вводяться у вигляді типізованого текстового файлу під час запуску процесу оптимізаційного розрахунку.

Для проведення розрахунків з оптимізації потужностей та місць приєднання засобів КРП в електричних мережах 110(35) кВ, необхідно у меню «Оптимізація» програми «ВТРАТИ-NV» вибрати пункт "Компенсація реактивної потужності" > "Оптимізація розміщення та потужності". На екрані з'явиться вікно розрахунку режиму, зображене на рис. 5.52.



Рисунок 5.52 – Вікно відображення процесу розрахунку з оптимізації параметрів КРП

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	№ вузла	Назва вузла	Сно м, МВА	U мод, кВ	Pн, МВт	Qн, Мвар	Qг 10 кВ, Мвар	ЕЕРП (ddP/dQ), МВт/Мвар	(ddPr/dQ), тис.грн/Мвар	QКУорт, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
2	42300	ПС 110 кВ Вапнярка	6,3	10,7	2,11	1,31	0,58	0,0078	15,92	0,7	2	9
3	44800	ПС 110 кВ Дзигівка	6,3	10,7	2,61	1,12	0,03	0,0057	6,03	1,5		4
4	31600	ПС 110 кВ Чернятка	10	10,6	1,75	0,73		0,0079	16,27	1,5	3	9
5	3600	4С-ПС 110 кВ Північна	25	10,7	9,7	6,01	2,65	0,0079	13,55	4,5	3	4
6	3100	ЭС-ПС 110 кВ Північна	25	10,7	5,91	3,66	1,62	0,0079	13,55	2,5	3	4
7	1700	2С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,7	10,89	6,75	2	0,0076	12,41	2,5	3	9
8	1400	1С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,8	12,15	7,53	2,26	0,0076	12,35	4,5	3	9
9	700	1С-ПС 110 кВ Південна	25	10,6	15,76	8,68	1,78	0,0078	13,11	14	5	9
10	1100	2С-ПС 110 кВ Південна	25	10,7	19,03	11,79	4	0,0078	13,11	8,5	4	9
11	49000	1С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,6	2,28	0,95		0,0069	32,28		4	4
12	49400	2С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,8	1,29	0,79	0,21	0,0073	11	5	4	4
13	30800	2С-ПС 110 кВ Бершадь	10	10,6	3,35	1,81	0,35	0,008	16,73	0,9	2	9
14	30400	1С-ПС 110 кВ Бершадь	16	10,6	2,37	1,42	0,36	0,0086	17,07	10,5	4	4
15	36100	1С-ПС 110 кВ Тростянець-110	10	10,7	3,14	1,3		0,0081	-1611,23		2	9
16	36500	2С-ПС 110 кВ Тростянець-110	10	10,8	2,33	1,44	0,41	0,0081	14,72	3,5	4	9
17	40700	2С-ПС 110 кВ Тульчин	16	10,7	1,92	1,19	0,53	0,0081	14,7	1,5	4	9
18	40300	1С-ПС 110 кВ Тульчин	10	10,8	7,02	2,92		0,008	16,73	1,5	3	4
19	41700	2С-ПС 110 кВ Крижопіль	25	10,6	5,61	3,48	1,54	0,0086	16,69	8	4	9
20	41300	1С-ПС 110 кВ Крижопіль	10	10,8	3,85	1,6		0,0077	15,24	1,4	3	4
21	35400	2С-ПС 110 кВ Піщанка	10	10,7	2,69	1,11		0,0072	12,84	1,2	2	9
22	35000	1С-ПС 110 кВ Піщанка	16	10,7	1,54	0,64		0,0079	16,37	0,7	2	9
23	43900	1С-ПС 110 кВ Томашпіль	10	10,6	1,06	0,44		0,0068	-1617,2			9
24	43500	1С-ПС 110 кВ Томашпіль	10	10,6	3,14	1,57	0,33	0,0071	13,0	1,3	2	9

а)

106					
107	Підсумкові результати:				
108					
109	Сумарна потужність КУ (тис. квар):				175,2
110	Втрати електренергії у початковій схемі (тис. кВт год):				235574
111	Втрати електренергії після встановлення КУ (тис. кВт год):				214377,3
112	Зниження втрат електроенергії в ЕМ завдяки встановленню КУ (тис. кВт год):				22710,1
113	Додаткові втрати електроенергії в КУ (тис. кВт год):				1513,4
114	Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в КУ (тис. кВт год):				21196,7
115	Відносне зменшення втрат завдяки встановленню КУ(кВт/квар):				0,028
116					
117	Сумарні капіталовкладення на КУ (тис. грн):				138178
118	Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):				27239,1
119	Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):				6632,5
120	Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):				13817,8
121	Балансовий прибуток (тис. грн):				6788,7
122	Податок на прибуток (тис. грн):				1086,2
123	Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):				5702,5
124	Чистий грошовий потік у рік будівництва (тис. грн):				-118658
125	Чистий грошовий потік по завершенні будівництва (тис. грн):				19520,3
126	Розрахунковий період для визначення кумулятивного ефекту (рік):				10
127	Рентабельність капіталовкладень (в.о.):				0,14
128	Термін окупності капіталовкладень (рік):				7,1
129	Кумулятивний ефект (тис.грн):				57025,2

б)

Рисунок 5.53 – Результати оптимізації розміщення засобів КРП в електричних мережах 110(35) кВ: оптимальні потужності КРП (а) та техніко-економічні показники оптимального рішення (б)

Ефективність отриманого розв'язку підтверджується техніко-економічними показниками, поданими у нижній частині таблиці (рис. 5.53, б). Наведені показники визначаються за результатами імітації роботи засобів КРП згідно чинної методики оцінювання техніко-економічної ефективності в енергетиці.

5.8.2 Компенсація реактивної потужності у мережах 10(6) кВ

Імітація встановлення КРП

Для проведення розрахунків з компенсації реактивної потужності, необхідно у головному вікні програми вибрати підстанцію та фідер, для яких буде здійснюватись розрахунок, а потім вибрати в меню "Електроощадні заходи (ЕОЗ)", пункт "Компенсація реактивної потужності" > "Імітація встановлення КУ". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.54.

У колонках "№ вузла" та "Тип тра-ра 10.0.4" з'являються відповідно номери всіх вузлів вибраного фідера та типи встановлених у вузлах трансформаторів 10/0.4 кВ. Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає. Для її зміни необхідно скористатись редактором схеми фідера.

	N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Q _{куВН} , кВАр	Q _{куНН} , кВАр
	41101	ТМ-400/10		
	41102	ТМ-630/10		
	417			
	564			
	41701	ТМ-400/10		
	41702	ТМ-400/10	250	
	56401	ТМ-100/10		
	56402	ТМ-100/10		

Рисунок 5.54 – Вікно програми, призначене для введення інформації про компенсуючі установки, встановлені у вузлах фідера

У колонках " $Q_{куВН}$, квар" та " $Q_{куНН}$, квар" задають потужності установок КРП, встановлених у відповідних вузлах 10 кВ фідера. Правильність введення інформації перевіряється перед закриттям вікна або перед проведенням розрахунків. Введені потужності КРП будуть враховуватись лише у даному блоці програми, призначеному для аналізування ефективності встановлення КУ і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для збереження введеної інформації у файлі початкових даних необхідно вийти до головного вікна програми та записати файл. Для виходу у головне вікно програми необхідно натиснути кнопку

Для проведення аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 5.54, натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма виконує два послідовних розрахунки режиму: без врахування компенсуючих установок та з їх врахуванням. Результати розрахунку наводяться у вікні, зображеному на рис. 5.55.

У лівій колонці наводяться результати розрахунку без врахування компенсуючих установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення КУ. Можливі три варіанти повідомлення:

1. "В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на ... %" – повідомлення свідчить про наявність ефекту від встановлення КУ.


2. "Ефекту від використання компенсуючих установок не зафіксовано" – повідомлення видається за відсутності змін втрат потужності після врахування КУ.


3. "Зафіксовано перекомпенсацію реактивної потужності по фідеру. Втрати потужності збільшились на ... %" – повідомлення видається при збільшенні втрат потужності по фідеру після врахування КУ.

Результати аналізу компенсації реактивної потужності		
Інформація по фідеру Ф-187		
Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ
в лініях 10 кВ	6.2 кВт	5.4 кВт
в трансформаторах 10/0.4	22.5 кВт	22.5 кВт
з них холостого ходу	13.0 кВт	13.0 кВт
навантажувальні	9.5 кВт	9.5 кВт
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт
Сумарні	28.7 кВт	27.9 кВт
Cos φ по фідеру	0.92	0.97

В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на 2.66%

Рисунок 5.55 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих установок

Для виведення на друк результатів розрахунку необхідно натиснути кнопку .

Для перегляду детальної інформації про вітки або вузли фідера необхідно вибрати відповідну вкладку вікна з результатами. Для виходу до вікна з початковими даними необхідно натиснути кнопку .

Варіантні розрахунки зі встановлення КРП

У випадку якщо необхідно проаналізувати ефект від встановлення КРП різних потужностей на всіх підстанціях 10(6)/0,4 використання модулю імітації встановлення КРП виявляється не ефективним. Тому розроблено модуль, що виконує у автоматизованому режимі низку однотипних розрахунків для вирішення даного завдання.

Для проведення варіантних розрахунків з компенсації реактивної потужності, необхідно у головному меню програми вибрати "Електроощадні заходи (ЕОЗ)", пункт "Компенсація реактивної потужності" > "Варіантні розрахунки зі встановлення КУ". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.56.

У колонках "№ вузла", "Тип тра-ра 10/0.4" та "Назва ТП" з'являються відповідно номери всіх вузлів вибраного фідера, типи встановлених у вузлах трансформаторів 10/0.4 кВ та назви підстанцій, які є ознаками того, що на даній підстанції є технічна можливість щодо встановлення засобів КРП.

Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає. Для її зміни необхідно скористатись редактором схеми фідера.

Використовуючи засоби редагування у даному вікні необхідно задати перелік номінальних потужностей засобів КРП, які передбачаються для встановлення в електромережах 10(6) кВ. Їх значення вводяться у полі «Перелік КУ».

Встановлювати КУ на стороні				Розрахунок
N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Назва ТП	Q _{ку} , кВАр	Перелік КУ
1	1000000			1 400
2	1556	ТМ-630/10	ТП-556	2 250
3	1752	ТМ-100/10	ТП-752	3 100
4	411	ТМ-400/10		4 63
5	1601	ТМ-400/10	ТП-601	5
	2752	ТМ-100/10	ТП-752	6
	2602	ТМ-400/10	ТП-602	7
	2652	ТМ-630/10	ТП-652	8
	41101	ТМ-400/10	ТП-411	9
	41102	ТМ-630/10	ТП-411	10
	417			11
	564			12
	41701	ТМ-400/10	ТП-417	13
	41702	ТМ-400/10	ТП-417	14
	56401	ТМ-100/10		15

Рисунок 5.56 – Вікно налагоджувальних параметрів варіантних розрахунків з КРП

Правильність введення інформації перевіряється перед проведенням розрахунків. Введені потужності КРП будуть враховуватись лише у даному блоці програми, призначеному для аналізування ефективності встановлення КУ і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для запуску варіантних розрахунків необхідно натиснути кнопку «Розрахунок». Після цього починається процес почергової імітації приєднання пристроїв КРП з введеного переліку до всіх вузлів 10(6) кВ, для яких введено назву ТП. Після завершення розрахунку видається запит на збереження файлу результатів у форматі таблиці Microsoft Excel, що має вигляд, поданий на рис. 5.57.

В таблицю виводяться значення номінальних потужностей КРП, а також основні параметри режимів до та після їх приєднання, зокрема рівні напруги у місці приєднання та сумарні втрати потужності у характерному режимі. У останньому стовпці зазначаються дані щодо зменшення втрат потужності завдяки встановленню засобів КРП, з яких можна робити

висновок про доцільність встановлення пристрою певної потужності на відповідній підстанції.

Результати розрахунків можуть бути використані для техніко-економічного обґрунтування запровадження засобів КРП в електричних мережах.

Результати аналізу ефективності компенсації реактивної потужності																
Підстанція	Фидер	ТП-10/0,4	Qку, кВт	До встановлення КУ					Після встановлення КУ					ddP, %		
				Uв, кВ	dРлеп, кВт	dРтр, кВт	dРлеп04, кВт	dРсум, кВт	cosFi	Uв, кВ	dРлеп, кВт	dРтр, кВт	dРлеп04, кВт		dРсум, кВт	cosFi
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-496	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,81	25,12	29,44	0	54,56	0,95	6,43
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-496	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,81	25,12	29,44	0	54,56	0,95	6,43
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-255	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,8	25,25	30,39	0	55,63	0,95	4,59
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-255	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,8	25,25	30,39	0	55,63	0,95	4,59
ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-416	100	9,94	5,13	16,34	0	21,47	0,92	9,95	4,77	15,74	0	20,51	0,96	4,50
ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-416	100	9,94	5,13	16,34	0	21,47	0,92	9,95	4,77	15,74	0	20,51	0,96	4,50
ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-234	100	9,94	5,13	16,34	0	21,47	0,92	9,94	4,77	15,75	0	20,52	0,96	4,41
ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-234	100	9,94	5,13	16,34	0	21,47	0,92	9,94	4,77	15,75	0	20,52	0,96	4,41
ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645	250	9,89	8,4	39,73	0	48,13	0,76	9,91	6,02	40,01	0	46,03	0,9	4,36
ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645	250	9,89	8,4	39,73	0	48,13	0,76	9,91	6,02	40,01	0	46,03	0,9	4,36
ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645	250	9,89	8,4	39,73	0	48,13	0,76	9,91	6,02	40,01	0	46,03	0,9	4,36
ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645	250	9,89	8,4	39,73	0	48,13	0,76	9,91	6,02	40,01	0	46,03	0,9	4,36
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-587	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,81	25,31	30,59	0	55,9	0,95	4,14
ТП "Нова"	Ф-113	ТП-587	250	9,79	28,72	29,59	0	58,31	0,89	9,81	25,31	30,59	0	55,9	0,95	4,14
ТП "Нова"	Ф-111	ТП-338	250	9,79	34	25,95	0	59,95	0,91	9,81	30,62	26,86	0	57,49	0,96	4,11
ТП "Нова"	Ф-111	ТП-338	250	9,79	34	25,95	0	59,95	0,91	9,81	30,62	26,86	0	57,49	0,96	4,11
ТП "Південна"	Ф-30	ТП-55	250	9,8	28,12	26,67	0	54,79	0,92	9,81	25,16	27,42	0	52,58	0,96	4,03
ТП "Південна"	Ф-30	ТП-55	250	9,8	28,12	26,67	0	54,79	0,92	9,81	25,16	27,42	0	52,58	0,96	4,03

Рисунок 5.57 – Результати варіантних розрахунків з імітації приєднання КРП різних потужностей до вузлів електромережі 10(6) кВ

Оптимізація місць встановлення КРП

У випадку якщо необхідно визначити оптимальні місця встановлення пристроїв КРП за списком на підстанціях 10(6)/0,4 кВ електричних мереж використання модулю варіантних розрахунків виявляється не ефективним. Тому розроблено модуль, що виконує у автоматизованому режимі низку однотипних розрахунків для вирішення даного завдання.

Для проведення оптимізаційних розрахунків з визначення місць приєднання засобів КРП, необхідно у головному меню програми вибрати "Електроощадні заходи (ЕОЗ)", пункт "Компенсація реактивної потужності" > "Оптимізація розташування КУ". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.58.

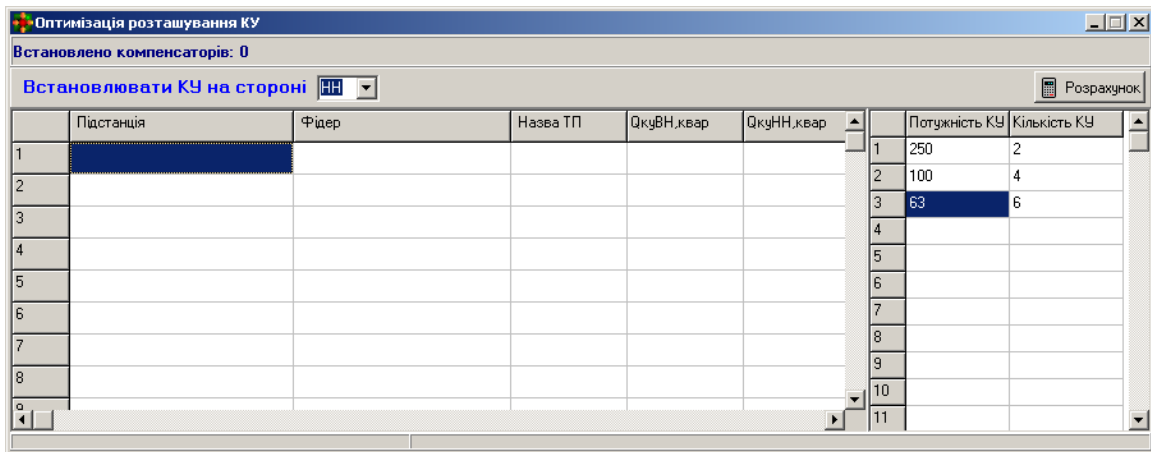


Рисунок 5.58 – Вікно налагоджувальних параметрів оптимізаційних розрахунків з визначення місць приєднання КРП

В якості налагоджувальних параметрів задається перелік наявних для встановлення засобів КРП: у полі «Потужність КУ» зазначається перелік номінальних потужностей засобів КРП, а в полі «Кількість КУ» – наявну кількість пристроїв певної номінальної потужності.

Для виконання розрахунків необхідно натиснути кнопку «Розрахунок». Після цього починається процес почергової імітації приєднання пристроїв КРП з введеного переліку до всіх вузлів 10(6) кВ, для яких введено назву ТП. Вузли, для яких ефект зменшення втрат виявляється максимальним, обирається в якості вузла для встановлення засобу КРП та заноситься до таблиці (рис. 5.59).

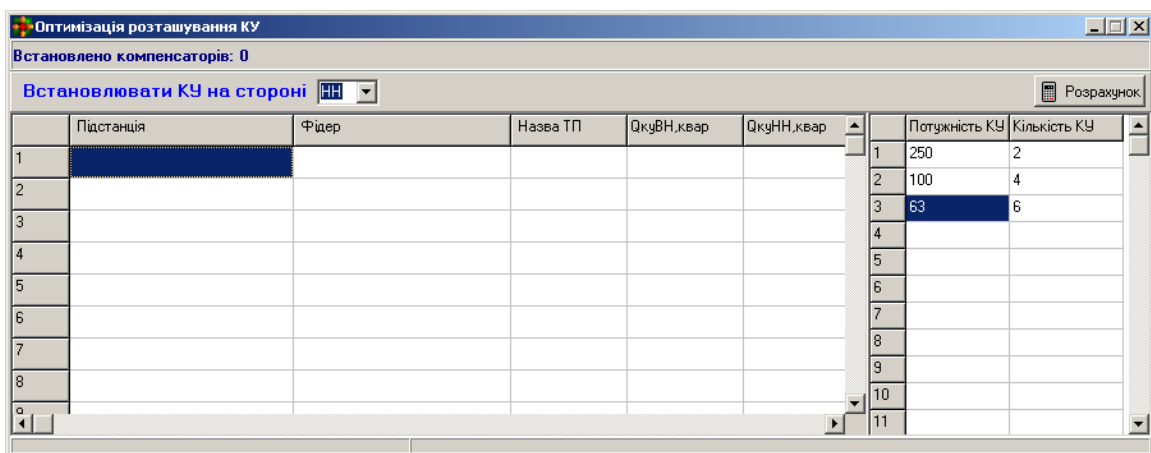


Рисунок 5.58 – Вікно налагоджувальних параметрів оптимізаційних розрахунків з визначення місць приєднання КРП

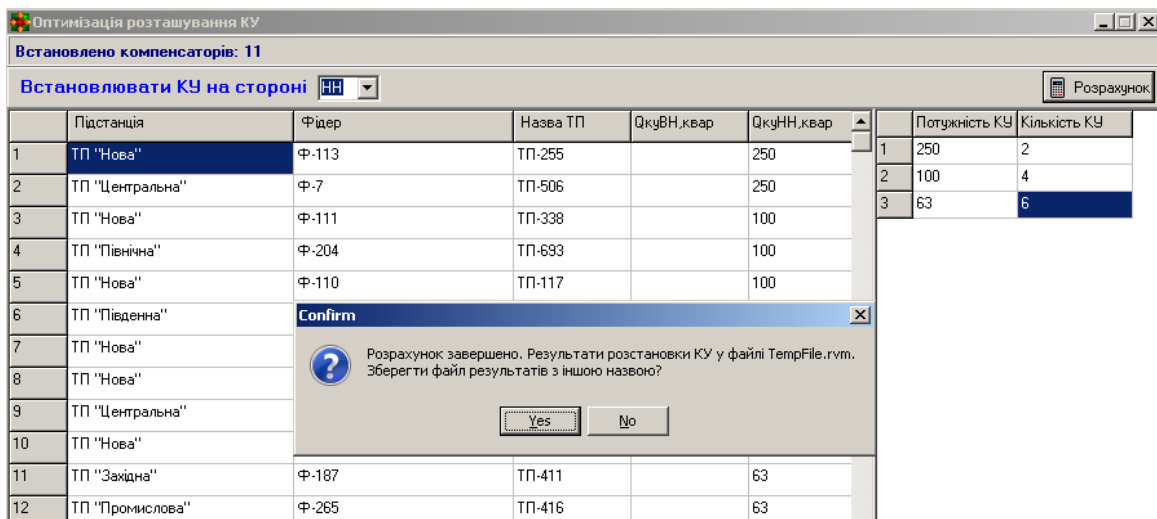


Рисунок 5.59 – Вікно налагоджувальних параметрів з результатами визначення місць приєднання КРП

Після завершення розрахунку видається запит на збереження файлу результатів у форматі таблиці Microsoft Excel, що має вигляд, поданий на рис. 5.60. Вказаний файл також використовується, як файл вихідних даних для оцінювання ефективності оптимального рішення за критерієм мінімуму втрат електроенергії.

	А	В	С	Д	Е	F
	Підстанція	Фідер	ТП 10/0,4 кВ	QкуВН,квар	QкуНН,квар	
1						
2	ТП "Нова"	Ф-113	ТП-255		250	
3	ТП "Центральна"	Ф-7	ТП-506		250	
4	ТП "Нова"	Ф-111	ТП-338		100	
5	ТП "Північна"	Ф-204	ТП-693		100	
6	ТП "Нова"	Ф-110	ТП-117		100	
7	ТП "Південна"	Ф-30	ТП-55		100	
8	ТП "Нова"	Ф-106	ТП-113		63	
9	ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645		63	
10	ТП "Центральна"	Ф-7	ТП-114		63	
11	ТП "Нова"	Ф-113	ТП-205		63	
12	ТП "Західна"	Ф-187	ТП-411		63	
13	ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-416		63	
14						

Рисунок 5.60 – Таблиця результатів оптимізації місць приєднання КРП

Для запуску процесу аналізу, необхідно у головному меню програми вибрати "Електроощадні заходи (ЕОЗ)", пункт "Компенсація реактивної

потужності" > "Оцінка ефективності встановлення КУ". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.61.

Для завантаження оптимального переліку місць встановлення КРП, що сформований на попередньому етапі, необхідно натиснути кнопку відкриття файлу та завантажити файл результатів оптимізації. Перелік пристроїв КРП буде завантажено до відповідного поля (рис. 5.61).

Додавання вузлів приєднання засобів КРП може здійснюватися вручну, використовуючи засоби поля «Налаштування запиту» та кнопку «Додати».

Для запуску розрахунку з оцінювання ефекту від впровадження КРП необхідно натиснути кнопку «Розрахувати». З результатів розрахунку формується таблиця у форматі Microsoft Excel, що має вигляд, поданий на рис. 5.62. В таблиці наводяться результати структурування втрат потужності в електромережах 10(6)-0,4 кВ до та після встановлення засобів КТП, відповідно до переліку оптимальних місць приєднання.

	Підстанція	Фідер	Назва ТП	Q _{куВН} ,квар	Q _{куНН} ,квар
1	ТП "Нова"	Ф-113	ТП-255		250
2	ТП "Центральна"	Ф-7	ТП-506		250
3	ТП "Нова"	Ф-111	ТП-338		100
4	ТП "Північна"	Ф-204	ТП-693		100
5	ТП "Нова"	Ф-110	ТП-117		100
6	ТП "Південна"	Ф-30	ТП-55		100
7	ТП "Нова"	Ф-106	ТП-113		63
8	ТП "Нова"	Ф-107	ТП-645		63
9	ТП "Центральна"	Ф-7	ТП-114		63
10	ТП "Нова"	Ф-113	ТП-205		63
11	ТП "Західна"	Ф-187	ТП-411		63
12	ТП "Промислова"	Ф-265	ТП-416		63
13					
14					
15					

Рисунок 5.61 – Вікно налагоджувальних параметрів для оцінювання ефективності розміщення КРП в електричних мережах

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
22													
23			До встановлення КУ					Після встановлення КУ					
24	Підстанція	Фидер	dWлеп, кВт год	dWтр, кВт год	dWлеп04 , кВт год	dWсум, кВт год	dWсум, %	dWлеп, кВт год	dWтр, кВт год	dWлеп04 , кВт год	dWсум, кВт год	dWсум, %	ddW, %
25	ТП "Нова"	Ф-113	24188,73	22507,2	0	46695,92	4,77	20688,73	23176,45	0	43865,17	4,48	6,06
26	ТП "Центральна"	Ф-7	37860,82	32137,91	0	69998,73	4,54	32924,33	33804,27	0	66728,61	4,33	4,67
27	ТП "Промислова"	Ф-265	4319,17	13182,98	0	17502,15	2,63	4113,05	12756,75	0	16869,8	2,53	3,61
28	ТП "Південна"	Ф-30	23680,86	20686,48	0	44367,33	3,49	22489,71	20460,42	0	42950,13	3,38	3,19
29	ТП "Центральна"	Всі фидер	46637,48	69310,81	0	115948,3	3,35	41698,17	70977,16	0	112675,3	3,25	2,82
30	ТП "Нова"	Ф-110	10259,63	23127,84	0	33387,47	5,08	9246,2	23206,59	0	32452,79	4,94	2,8
31	ТП "Нова"	Всі фидер	91786,04	144574,8	0	236360,8	5,1	84591,52	145308,4	0	229899,9	4,96	2,73
32	ТП "Нова"	Ф-111	28632,71	19876,01	0	48508,73	4,23	27316,68	19992,19	0	47908,88	4,12	2,47
33	ТП "Північна"	Ф-204	12140,19	41827,63	0	53967,82	8,13	10833,29	41863,8	0	52697,09	7,94	2,35
34	ТП "Нова"	Ф-106	16755,09	17929,54	0	34684,64	4,08	16035,57	17902,91	0	33938,48	3,99	2,15
35	ТП "Нова"	Ф-107	7071,55	29718,07	0	36789,62	7,36	6427,17	29614,11	0	36041,29	7,21	2,03
36	ТП "Північна"	Всі фидер	17107,64	68309,03	0	85416,67	4,49	15800,35	68345,19	0	84145,54	4,43	1,49
37	Всі підстанції	Всі фидер	325656,3	712566,5	0	1038223	3,2	310639,3	714265,3	0	1024905	3,16	1,28
38	ТП "Західна"	Ф-187	5213,96	17686,94	0	22900,9	2,53	5006,43	17601,63	0	22608,06	2,5	1,28
39	ТП "Південна"	Всі фидер	82775,53	118936,3	0	201711,8	3,08	81606,31	118710,5	0	200316,8	3,06	0,69
40	ТП "Промислова"	Всі фидер	46282,32	132452,1	0	178734,5	3,03	46080,96	132025,9	0	178106,9	3,02	0,35
41	ТП "Західна"	Всі фидер	24544,01	130000,9	0	154544,9	1,97	24334,61	129915,6	0	154250,2	1,97	0,19
42	ТП "Південна"	Ф-23	733,96	5504,88	0	6238,84	1,61	732,72	5504,87	0	6237,6	1,61	0,02
43	ТП "Західна"	Ф-156	699,24	9614,9	0	10314,13	1,27	698,29	9614,89	0	10313,18	1,27	0,01
44	ТП "Західна"	Ф-167	1017,55	14466,06	0	15483,61	1,09	1016,4	14466,05	0	15482,46	1,09	0,01
45	ТП "Центральна"	Ф-5	434,71	8590,12	0	9024,83	2,25	433,98	8590,11	0	9024,08	2,25	0,01

Рисунок 5.62 – Таблиця результатів оцінювання ефективності оптимізації місць приєднання КРП


У останньому стовпці зазначаються дані щодо зменшення втрат потужності завдяки встановленню засобів КРП, з яких можна робити висновок про доцільність встановлення пристроїв на визначених підстанціях.

Результати розрахунків можуть бути використані для техніко-економічного обґрунтування запровадження засобів КРП в електричних мережах.

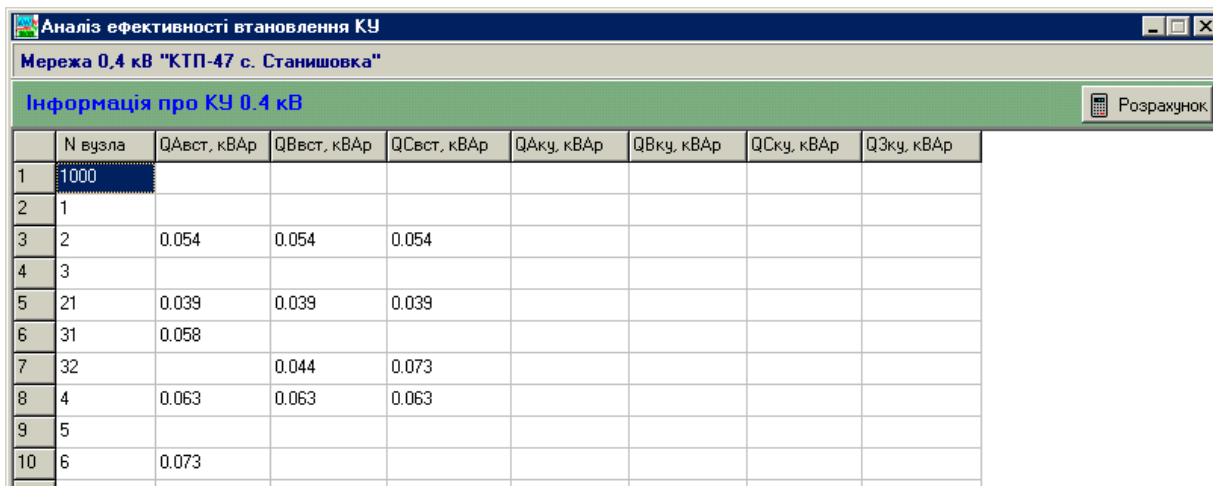
5.8.3 Компенсація реактивної потужності в мережах 0.4 кВ

Для проведення розрахунків з перевірки ефективності компенсації реактивної потужності у електричних мережах 0.4 кВ, необхідно у вікні редагування схеми фідера вибрати відповідну приєднану електричну мережу, натиснувши кнопку "Редактор схеми 0.4 кВ". При цьому з'являється вікно редактора схем 0.4 кВ, подане на рис. 5.15. Схему електромережі 0.4 кВ можна завантажити також із головного меню

програми, вибравши пункт "Розрахунок–Аналіз втрат в ЕМ 0.4 кВ – Відкрити наявну підбірку". При цьому з'являється стандартний діалог відкриття файлу з переліком наявних файлів, які містять схеми ЕМ 0.4 кВ.

Після завантаження схеми у вікні редактора (рис. 5.15) необхідно вибрати пункт меню "Розрахунок – Електроощадні заходи – Компенсація реактивної потужності" або натиснути кнопку . На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 5.63.

У колонках "№ вузла", "Q_{Авст}, кВАр", "Q_{Ввст}, кВАр", "Q_{Свст}, кВАр" з'являються, відповідно, номери всіх вузлів вибраного фідера та розрахункові реактивні потужності навантаження по фазах. Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає. Для її зміни необхідно скористатись редактором схеми електромережі 0.4 кВ.




Аналіз ефективності встановлення КУ								
Мережа 0.4 кВ "КТП-47 с. Станишовка"								
Інформація про КУ 0.4 кВ								
	N вузла	Q _{Авст} , кВАр	Q _{Ввст} , кВАр	Q _{Свст} , кВАр	Q _{Аку} , кВАр	Q _{Вку} , кВАр	Q _{Ску} , кВАр	Q _{Зку} , кВАр
1	1000							
2	1							
3	2	0.054	0.054	0.054				
4	3							
5	21	0.039	0.039	0.039				
6	31	0.058						
7	32		0.044	0.073				
8	4	0.063	0.063	0.063				
9	5							
10	6	0.073						

Рисунок 5.63 – Вікно для введення інформації про пристрої компенсації реактивної потужності в електромережах 0.4 кВ

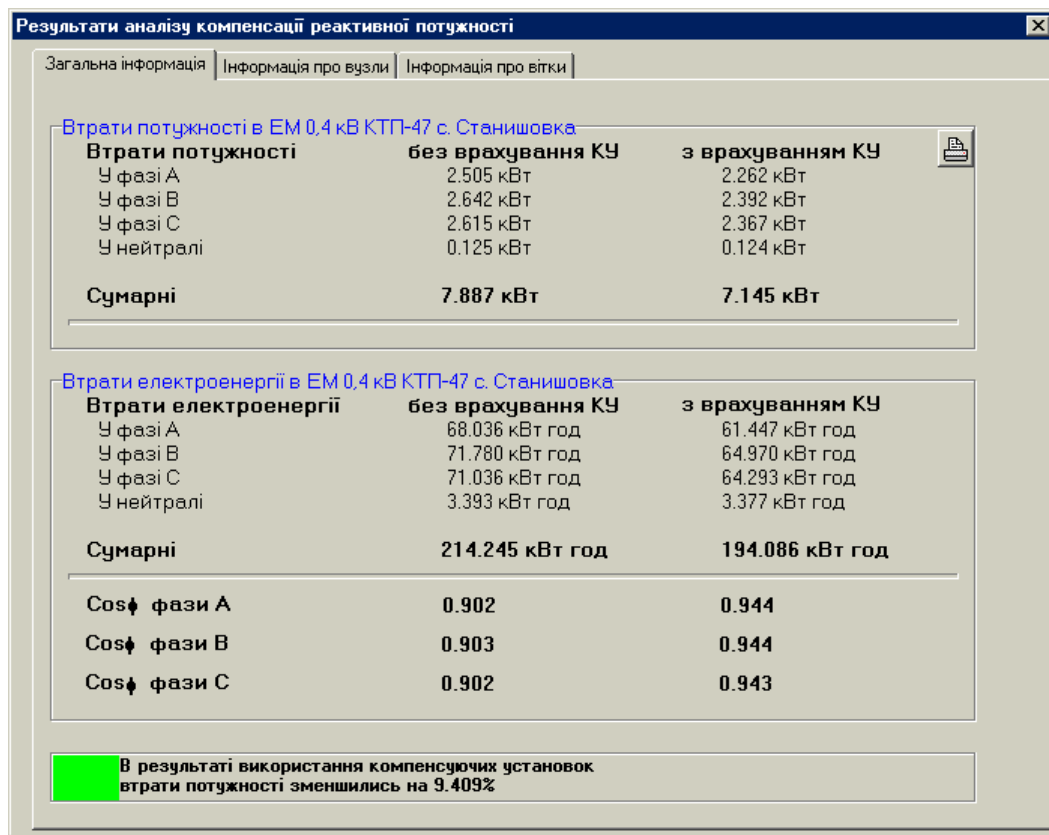
У колонках "Q_{Аку}, кВАр", "Q_{Вку}, кВАр", "Q_{Ску}, кВАр", "Q_{Зку}, кВАр" задають потужності КУ, приєднаних, відповідно, до фаз А, В, С (однофазних) та трифазних установок КРП. Правильність введення інформації перевіряється перед закриттям вікна або перед проведенням розрахунків.

Введені потужності установок КРП враховуються лише під час перевірки ефективності їх встановлення і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для збереження введеної інформації у файлі початкових даних, необхідно вийти до головного вікна редактора схеми ЕМ 0.4 кВ та записати файл. Для виходу у головне вікно програми необхідно натиснути кнопку .

Для того, щоб проаналізувати ефективність встановлення компенсувальних установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 5.63, натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма виконує два послідовних розрахунки режиму: без урахування компенсувальних установок та з їх урахуванням. Результати розрахунку наводяться у вікні, зображеному на рис. 5.64.



Втрати потужності в ЕМ 0,4 кВ КТП-47 с. Станишовка		
Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ
У фази А	2.505 кВт	2.262 кВт
У фази В	2.642 кВт	2.392 кВт
У фази С	2.615 кВт	2.367 кВт
У нейтралі	0.125 кВт	0.124 кВт
Сумарні	7.887 кВт	7.145 кВт

Втрати електроенергії в ЕМ 0,4 кВ КТП-47 с. Станишовка		
Втрати електроенергії	без врахування КУ	з врахуванням КУ
У фази А	68.036 кВт год	61.447 кВт год
У фази В	71.780 кВт год	64.970 кВт год
У фази С	71.036 кВт год	64.293 кВт год
У нейтралі	3.393 кВт год	3.377 кВт год
Сумарні	214.245 кВт год	194.086 кВт год

Cosφ фази А	0.902	0.944
Cosφ фази В	0.903	0.944
Cosφ фази С	0.902	0.943

В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на 9.409%


Рисунок 5.64 – Результати аналізу ефективності встановлення установок КРП в електромережах 0.4 кВ


У лівій колонці наводяться результати розрахунку без урахування установок КРП, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення пристроїв КРП. Можливі три варіанти повідомлення:

1. "В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на ... %" – повідомлення свідчить про наявність ефекту від встановлення КУ.

2. "Ефекту від використання компенсуючих установок не зафіксовано" – повідомлення видається за відсутності змін втрат потужності після врахування КУ.

3. "Зафіксовано перекомпенсацію реактивної потужності по фідеру. Втрати потужності збільшились на ... %" – повідомлення видається при збільшенні втрат потужності по фідеру після врахування КУ.

Для виведення на друк результатів розрахунку необхідно натиснути кнопку .

Для перегляду детальної інформації про вітки або вузли фідера необхідно вибрати відповідну вкладку вікна з результатами. Для виходу у вікно з початковими даними необхідно натиснути кнопку .

Результати розрахунків з використанням даного модулю програми «ВТРАТИ-10» можуть бути використані для техніко-економічного обґрунтування запровадження засобів КРП в електричних мережах 0,4 кВ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНПАС, 2009. – 456 с.

3. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники / Л.А. Бессонов. – М.: Высшая школа, 1967. – 775 с.

4. Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. – 93 с.

5. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях / В.Э. Воротницкий, П.Д. Лежнюк, И.А. Серова, В.В. Стан. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1990. – 36 с.

6. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. – М.: Высшая школа, 1975. – 279 с.

7. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. – М.: Энергия, 1972. – 232 с.

8. Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

9. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Оболонский Д.И. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов // Электричество. – 2007. – №11.– С. 2–8.

10. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурькин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – №1. – С. 5–11.

11. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикин О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.– 122 с.

12. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.

13. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І.О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 164 с.

14. Добровольська Л.Н., Волинець В.І., Собчук Л.С., Черкашина В.В. Електричні мережі з відновлювальними джерелами енергії: навчальний посібник. – Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. – 286 с.

15. Побудова схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ. Методичні рекомендації: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014. – К. : ТОВ «Торговий дім – «ЕЛВО -Україна», 2014. – 42 с.

16. Вимоги до вітрових і сонячних станцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергосистемою України. СОУ К.: , 2018. – с.

17. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.

18. Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М: ЭНАС, 2003. – 280 с.

Додаток А

до Методичних вказівок з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження (довідковий)

ТИПОВИЙ ПЕРЕЛІК ЗАХОДІВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Ін-декс заходу	Найменування заходу	Одиниці виміру фізичних обсягів виконання заходів	Пояснення до одиниць виміру
1.	<i>Організаційні заходи</i>		
1.1	Оптимізація місць розмикання ліній 6-10 кВ із двобічним живленням	Розрахунки	Кількість оптимізаційних розрахунків і розмикань ліній згідно з результатами розрахунку
1.2	Оптимізація ведення режимів роботи основної електричної мережі за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивної потужності	Розрахунки (шт)	Кількість оптимізаційних розрахунків і трансформаторів, на яких встановлюються оптимальні коефіцієнти трансформації згідно з результатами розрахунку

1.3	Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора	шт	Кількість генераторів, що переводяться в режим СК
1.4	Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії		Виконання завдання щодо граничного споживання електричної потужності
1.5	Оптимізація розподілу навантаження між підстанціями основної електричної мережі 110 кВ і вище перемикачами в її схемі	Розрахунки (шт)	Кількість оптимізаційних розрахунків і ліній, що перемикаються, у схемі електричної мережі згідно з результатами розрахунку
1.6	Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами	Розрахунки (шт)	Кількість оптимізаційних розрахунків і ліній, що розмикаються, згідно з результатами розрахунків (окремо за напругами)
1.7	Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж	шт	Кількість центрів живлення, в яких оптимізуються напруги (окремо за напругами)

1.8	<p>Вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами.</p> <p>Вимкнення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням</p>	год (МВ·А)	Кількість годин вимкнення і потужність трансформаторів, що вимикаються (окремо за напругами)
1.9	<p>Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ</p>	шт	Кількість розподільчих ліній 0,38 кВ, в яких виконуються роботи з вирівнювання навантажень
1.10	<p>Усунення неякісних з'єднань проводів ліній</p>	шт	Кількість скруток та інших неякісних з'єднань проводів ліній
1.11	<p>Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій</p>	шт	Кількість ПС, на яких знижуються витрати електроенергії порівняно з нормативними

1.12	Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних мереж	км (год) МВ.А(год) шт (год) шт (год) шт (год)	Загальна довжина ліній в одноколовому вимірі, потужність трансформаторів, кількість елементів, що діють на режим роботи мережі, на яких зменшується тривалість і сумарна тривалість робіт (окремо за напругами)
1.13	Виконання робіт під напругою	км (год)	Сумарна довжина ліній електропередавання, на яких виконуються роботи під напругою, і тривалість цих робіт (окремо за напругами)
1.14	Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги	шт	Кількість введених засобів АРН (окремо за напругами)
1.15	Увімкнення – вимкнення шунтувальних реакторів у мережі 500 -750 кВ	шт	Кількість увімкнень і вимкнень

2.	<i>Технічні заходи</i>		Окремо за напругами
2.1	Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики	шт (Мвар)	Кількість і встановлена потужність пристроїв для компенсації
2.2	Заміна проводів на перевантажених лініях	шт (км)	Кількість ліній, на яких замінюються проводи, і загальна довжина провода, що замінюється, в однопроводному вимірюванні
2.3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків	шт	Кількість відгалужень, що замінюються
2.4	Заміна перевантажених силових трансформаторів	шт (МВ·А)	Кількість трансформаторів, що замінюються, і сумарне збільшення їх потужності
2.5	Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях	шт (МВ·А)	Кількість трансформаторів, що вводяться, і сумарна встановлена їх потужність

2.6	Заміна недовантажених силових трансформаторів	шт (МВ·А)	Кількість трансформаторів, що замінюються, і сумарне зменшення їх потужності
2.7	Установлення і введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації	шт	Кількість пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації, що знову вводяться
2.8	Установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів	шт (Мвар)	Кількість засобів АРП і потужність батарей статичних конденсаторів, на яких ці засоби встановлюються
2.9	Автоматизація керування режимами електричних мереж	шт (МВ·А)	Кількість встановлених телевимірювань
2.10	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу	шт (МВ·А)	Кількість і потужність трансформаторів, на яких збільшується номінальна напруга

2.11	Стимулювання установлення і введення в роботу компенсувальних пристроїв у споживачів, що споживають більше 5000 квар·год	Мвар	Збільшення потужності батареї конденсаторів у споживачів
2.12	Установлення пристроїв для поздовжньопоперечного регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнених електричних мережах	шт	Кількість засобів, що знову вводяться
2.13	Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок: будівництва нових повітряних ліній будівництва нових підстанцій	шт (км) шт (МВ·А)	Кількість і протяжність ліній, що споруджуються Кількість і протяжність підстанцій, що споруджуються
3	<i>Заходи щодо вдосконалення обліку електричної енергії</i>		
3.1	Проведення рейдів з виявлення необлікованої електроенергії: у виробничому секторі в комунально- побутовому секторі	рейди рейди	

3.2	Заміна індукційних лічильників обліку електроенергії кл.т. 2,5 на електронні	шт	Кількість електролічильників
3.3	Установлення автоматизованих систем обліку електроенергії: на підстанціях на електричних станціях у побутових споживачів	шт шт шт	Кількість автоматизованих систем
3.4	Проведення перевірки електролічильників з простроченими термінами: трифазних однофазних	шт шт	Окремо для звітнього (розрахункового) та технічного обліку електроенергії
3.5	Пломбування: електролічильників кришок приводів вимикачів трансформаторів напруги	шт шт шт	Те ж саме
3.6	Виділення ланцюгів обліку електроенергії на окремі обмотки трансформаторів струму	шт	Те ж саме

3.7	Заміна розрахункових схем обліку електроенергії з трансформаторами струму на лічильники прямого включення чи трансформатори струму з меншим коефіцієнтом трансформації	шт	Кількість лічильників прямого включення чи трансформаторів струму з меншим коефіцієнтом трансформації
3.8	Усунення: недовантаження і перевантаження ланцюгів струму перевантаження ланцюгів напруги	шт шт	Кількість трансформаторів струму і напруги, в ланцюгах яких усунено недовантаження і перевантаження (окремо для звітнього (розрахункового) та технічного обліку електроенергії)
3.9	Усунення роботи електролічильників в неприпустимих умовах: усунення вібрації основ, на яких встановлені електролічильники установка і введення в роботу електрообігріву електролічильників в зимовий час	шт шт	Окремо для звітнього (розрахункового) та технічного обліку електроенергії Кількість основ, на яких встановлені електролічильники Кількість введених в роботу пристроїв електрообігріву

3.10	Установлення електролічильників підвищених класів точності: трифазних однофазних	шт шт	Окремо для звітнього (розрахункового) та технічного обліку електроенергії
3.11	Установлення додаткових: електролічильників трансформаторів струму трансформаторів напруги	шт шт шт	Те ж саме
3.12	Проведення перевірок та забезпечення своєчасності і правильності зняття показів електролічильників на електростанціях і підстанціях енергосистем	Перевірки (виправлення)	Кількість перевірок та усунених порушень (плануються тільки перевірки)
3.13	Проведення перевірок і забезпечення правильності роботи електролічильників на міжсистемних лініях електропередавання та на генераторах електростанцій	Перевірки (виправлення)	Те ж саме

3.14	Установлення окремих електролічильників обліку електроенергії, що витрачається на власні потреби підстанцій	шт	Кількість електролічильників
3.15	Перенесення місця встановлення розрахункового обліку на межу балансової належності	шт	Те ж саме
3.16	Установлення електролічильників технічного обліку на кордонах структурних підрозділів	шт	Те ж саме
3.17	Складання та аналіз небалансів електроенергії по підстанціям і електричним станціям	од.	Кількість виявлених недопустимих небалансів електроенергії (планується кількість перевірок небалансів)
3.18	Контроль і аналіз середньої плати за електроенергію споживачам	од.	Кількість виявлених та підтверджених перевіркою недоплат (планується кількість перевірок небалансів)

3.19	<p>Інвентаризація електролічильників звітного (розрахункового) обліку: однофазних трифазних електронних</p>	<p>шт шт шт.</p>	
3.20	<p>Компенсація індуктивного навантаження трансформаторів напруги</p>	шт	<p>Кількість трансформаторів напруги, в ланцюгах яких установлені компенсувальні конденсатори</p>
3.21	<p>Установлення на підстанціях сигналізації про вихід з ладу високовольтних запобіжників трансформаторів напруги</p>	шт	<p>Кількість установлених сигнальних пристроїв</p>

ДЛЯ ПРИМІТОК

ДЛЯ ПРИМІТОК

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛУЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк

Навчальне видання
**ЕЛЕКТРООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ В
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

Навчальний посібник

Інформаційно-видавничий відділ
Луцького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомтелерадіо України ДК №4123 від 28.07.2011 р.

Видання друкується в авторській редакції
Комп'ютерний набір та верстка: **Караченцев В.Є.**
Дизайн обкладинки: **Караченцев В.Є.**

Підписано до друку 19.05.2018 р.
Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.
Ум. друк. арк 20,5. Обл. вид. арк. 20,0. Тираж 300 пр.
Зам. №

Друк ІВВ Луцького НТУ
Свідоцтво Держкомтелерадіо України ДК №4123 від 28.07.2011 р.
43018, м. Луцьк, вул. Львівська, 75, тел.: (0332) 74-61-02
e-mail: rvv_intu@ukr.net

Л 56 Лежнюк П.Д.

Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

ISBN

В навчальному посібнику наведена структура і причини втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем. Розглянуто методи розрахунку втрат в електричних мережах, а також методи аналізу і вибору заходів їх зниження. Обґрунтовано організаційні та технічні заходи зниження втрат в електричних мережах. Розглянуто способи і засоби оптимального керування режимами електроенергетичних систем для зниження в них втрат електроенергії під час її транспортування і розподілу. Описано програмне забезпечення, яке реалізує викладені методи розрахунку втрат і дозволяє розробляти заходи щодо їх зниження.

Навчальний посібник призначено для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», які вивчають дисципліни «Електроощадні технології в електроенергетичних системах», «Сучасні проблеми в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці», «Електричні системи та мережі».

УДК 621.3.017
ББК 31.280.7

