

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

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

« _____ » _____ 2020р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
08-13.МКР.003.00.095 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСМ-18м з/в
спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
Освітня програма «Електричні системи і
мережі»
Дячок В.В. _____

Керівник:
к.т.н., ст. викл.
Поліщук А.Л. _____
« ____ » _____ 20__ р.

Рецензент: _____
« ____ » _____ 2020 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____ ЕСС _____

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д. _____
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.) (підпис)
" " _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

Магістранта групи ЕСМ-18м з/в Дячка Василя Валерійовича

(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження методів оптимізації нормальних режимів розподільних електричних мереж»

Вхідні дані: параметри розподільної мережі 35/10 кВ, що включає в себе підстанцію „Вінниця” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №8 та №14.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: Схема електричних з'єднань 8, 14, фідерів ПС «Вінниця»; Техніко-економічні показники.

2. Текстова (пояснювальна записка): Дослідження методів оптимізації режимів розподільних електричних мереж, Структура втрат електроенергії та методи їх розрахунку, Математичне моделювання оптимізації режимів електричної мережі 10 кВ та аналіз усталеного режиму засобами ПК «Втрати» Техніко економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)канд. техн. наук, ст. викл. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

А.Л. Поліщук

ініціали та прізвище

Економічна частина

(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях_____
(підпис)д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ грудня 20__ р.

Рецензент

(підпис)_____
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)канд. техн. наук, ст. викл. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

А.Л. Поліщук

ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант

(підпис)В.В. Дячок

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
АННОТАЦІЯ.....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	14
РОЗДІЛ 2 СТРУКТУРА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА МЕТОДИ ЇХ РОЗРАХУНКУ	26
2.1 Методи по елементних розрахунків.	33
2.2 Методи характерних режимів.	34
2.3. Методи характерних діб.	34
2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.	34
2.5. Методи середніх навантажень.....	35
2.6. Статистичні методи.	35
3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЗАСОБАМИ ПК "ВТРАТИ"	43
3.1 Формування розрахункової моделі електричної мережі 10 кВ та аналіз усталеного режиму засобами ПК "Втрати".	43
3.2 Зниження втрат потужності та електроенергії в розподільчих електричних мережах шляхом оптимізації нормальної схеми електричної мережі.	52
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	60
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	64
5.1 Задачі розділу.....	64

5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України	65
5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж	66
5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України	66
5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ	68
5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ.....	72
5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	73
5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань	75
5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу	76
ВИСНОВКИ	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	82
ДОДАТОК А	84

АНОТАЦІЯ

Дячок В.В.: «Дослідження методів оптимізації нормальних режимів розподільних електричних мереж». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2020. – 80 с., Таблиць: 11, Рисуноків : 21, Бібліографія: 11.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж. Розглянуто структуру втрат електроенергії та методи їх розрахунку. Виконано аналіз методів розрахунку втрат електроенергії у розподільних електричних мережах. Розраховано електричну мережу 10 кВ та аналіз усталеного режиму засобами ПК "Втрати. Наведено загальні положення і вимоги охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: розподільча електрична мережа, оптимізація, втрати електроенергії.

АННОТАЦИЯ

Дячок В.В. : «Исследование методов оптимизации нормальных режимов распределительных электрических сетей». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2020. - 80 с., Таблиц: 11 рисунков: 21 Библиография: 11.

В представленной магистерской квалификационной работе рассмотрены проблемы функционирования распределительных электрических сетей. Рассмотрена структура потерь электроэнергии и методы их расчета. Выполнен анализ методов расчета потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Рассчитано электрическую сеть 10 кВ и анализ установившегося режима средствами ПК "Потери. Приведены общие положения и требования к охране труда и безопасности в условиях чрезвычайных ситуаций .

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, оптимизация, потери электроэнергии.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ,
ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

- АЕС – атомна електрична станція;
ВЕС – вітрова електрична станція;
ГДК – гранично допустима концентрація;
ГЕУ - геліоенергетичні установки;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕС – електрична станція;
ЕМ – електричні мережі;
ЕОМ – електронна обчислювальна машина;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МГЕС – мала гідроелектростанція;
НС – навколишнє середовище;
ПС – підстанція;
РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії;
ВДЕ – розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ – розподільча електрична мережа;
СЕС – сонячна електрична станція;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. Технологічні витрати електроенергії в електричних мережах - один із важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, наглядний показник технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі.

У зв'язку з впровадженням ринкових відносин в електроенергетиці питання зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах стало в один ряд із головними завданнями, направленими на забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних компаній, а також на збереження паливно-енергетичних ресурсів в галузі.

Найбільш ефективними організаційно-технічними заходами зі зниження технічних витрат електроенергії на сьогодні є:

- забезпечення оптимальних рівнів навантаження силових трансформаторів на підстанціях з двома та більше трансформаторами в режимах малих та сезонних навантажень;
- оптимізація усталених режимів роботи електричних мереж з використанням програмного забезпечення;
- вирівнювання несиметрії навантажень фаз в електромережах 0,4 кВ;
- реалізація нових підходів до побудови електричної мережі;
- реконструкція електромережі з заміною проводів на більший переріз з впровадженням перспективного обладнання та матеріалів (вакуумні вимикачі, обмежувачі перенапруги, ізольовані проводи, полімерна ізоляція);
- приближення центрів живлення більш високої напруги до споживачів;
- суттєве скорочення протяжності фідерів 0,4-10 кВ, особливо напругою 0,4 кВ;
- компенсація реактивної потужності.

Тепер щодо понаднормативних витрат електроенергії або як ми їх називаємо "комерційних".

На сьогоднішній день все більше стає очевидним, що головними напрямками із зниження понаднормативної величини технологічних витрат електроенергії є:

Перший напрямок: Удосконалення обліку як відпущеної в мережу, так і корисно спожитої електроенергії.

Реалізація цього напрямку повинна передбачати негайну і широкомасштабну заміну старих з відпрацьованим ресурсом індукційних лічильників класу точності 2,5 на нові і, в обов'язковому порядку, електронного виконання.

Крім того, необхідно забезпечити на більш високому рівні метрологічну атестацію трансформаторів струму та напруги і адаптувати їх до роботи в реальних умовах експлуатації та навантаження електроустановок споживачів.

Разом з тим потрібно прискорити впровадження автоматизованих систем контролю та комерційного обліку електроенергії на всіх рівнях управління електроенергетикою. Причому, це питання необхідно розглядати в обов'язковому порядку у комплексі з автоматизованими системами диспетчерського управління.

Другий напрямок зменшення комерційної величини технологічних витрат електроенергії: Посилення роботи зі споживачами електроенергії, особливо побутовими.

В першу чергу необхідно ввести в обов'язковому порядку в практику щомісячне відвідування представниками компанії кожного споживача для встановлення реальних обсягів споживання електроенергії, рівня сплати за використану електроенергію, виявлення організація усунення проблемних питань в частині електропостачання та встановлення жорсткого контролю за дотриманням вимог Правил користування електричною енергією.

Іншим важливим заходом другого напрямку зменшення комерційної складової ТВЕ є проведення ефективної претензійно-позовної роботи щодо суттєвого зниження обсягів крадіжок електроенергії.

Для налагодження ефективної боротьби з крадіжками електроенергії керівникам енергопостачальних компаній необхідно перш за все:

- забезпечити юридичне оформлення взаємовідносин між побутовим споживачем та енергопостачальними компаніями через договір на користування електроенергією із зазначенням чітких обов'язків та відповідальності обох сторін. Вимагати від побутового споживача ставлення до електроенергії, як до товару, в іншому випадку, по меншій мірі, наївно. На сьогодні з побутовими споживачами в окремих енергопостачальних компаніях складено договорів на користування електроенергією всього на рівні 10%;

- переглянути склад і сформувати загін контролерів та інспекторів з кваліфікованих та серйозних людей, які повинні працювати на постійній основі з відповідною оплатою праці, яку вони повинні за результатами роботи відпрацьовувати повністю. Від контролерів-контрактників із заробітною платою в 160 грн. чекати самовідданої та плідної праці - це утопія;

- організувати жорсткий контроль з боку керівників компаній та підрозділів за ефективністю роботи контролерів, інспекторів, майстрів з метою недопущення отримання особистих доходів безпосередньо з винуватців крадіжок, недопущення потурання споживачам несанкціонованого підключення до мереж і т.д. Недбайливих працівників необхідно без жалю звільняти з роботи з передачею матеріалів до слідчих органів. У той же час необхідно застосовувати ефективну систему стимулювання до працівників, які вносять суттєвий вклад своєю працею у виявлення і попередження крадіжок електроенергії;

- налагодити на стадії проведення роботи з попередженням крадіжок електроенергії тісну співпрацю з підрозділами місцевих органів внутрішніх справ. Наприклад, залучати до цієї роботи дільничних працівників міліції в

сільській місцевості з вирішенням питання виплати матеріального заохочення їм у межах чинного законодавства за ефективні результати роботи; .

- здійснювати широкомасштабне застосування для введів в будівлі та для магістральних ліній 0,4 кВ самоутримних ізольованих проводів, а також винесення приладів обліку в місця, доступні в будь-який час для контролерів. Деякі енергопостачальні компанії уже тісно зайнялися цим питанням, проте багато таких, які чогось чекають.

Мінпаливенерго постійно розглядаються та погоджуються інвестиційні плани енергопостачальних компаній щодо розвитку електромереж та удосконалення комерційного обліку електроенергії з послідуочим клопотанням перед НКРЕ про включення зазначених витрат до тарифів на передачу та постачання електроенергії. Слід відмітити, що назріла необхідність спільного моніторингу Мінпаливенерго і НКРЕ витрат енергопостачальних компаній, які включені до тарифу на електроенергію, і вжиття відповідних санкцій до компаній, які допускають нецільове використання цих коштів.

Проводиться інтенсивна робота щодо організації структури Державної інспекції з енергетичного нагляду та нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської роботи є оптимізація режимів розподільних електричних мереж та відновлювальних джерел енергії за шляхом залучення засобів автоматичного керування.

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

- дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи ВДЕ, та формування умов оптимальності їх режимів;
- аналіз особливостей використання ВДЕ у електричних системах;
- перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ;

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільчі електричні

мережі з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби оптимізації режимів розподільчих електричних мереж в електричних мережах енергосистем.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Оптимізація – процес надання найвигідніших характеристик, співвідношень (наприклад, оптимізація виробничих процесів і виробництва). Задача оптимізації сформульована, якщо задані: критерій оптимальності (економічний – тощо; технологічні вимоги – вихід продукту, вміст домішок в ньому та ін.); параметри, що варіюються (наприклад, температура, тиск, величини вхідних потоків у процесах переробки гірничої та ін. сировини), зміна яких дозволяє впливати на ефективність процесу; математична модель процесу; обмеження, пов'язані з економічними та конструктивними умовами, можливостями апаратури, вимогами вибухобезпеки та ін.

Історія розвитку методичних принципів та ідей оптимізації під час управління режимами (УР) складних електроенергетичних систем нараховує понад вісім десятиріч.

Відомі методи умовно можна класифікувати, як показано на рис.1 та рис.1.2.

Так Л. А. Крумм в [1] запропонував відомі на той час методи оптимізації, під час управління електроенергетичними системами, умовно поділити на класичні та комбіновані.

В комбінованих методах ідеї класичних методів переплітаються з ідеями методів комплексної оптимізації.

В класичних методах обмеження електроенергетичної системи враховувалися лише частково та розрізнено. Поряд з вдосконаленням класичних методів почали розвиватися методи комплексної оптимізації та комбіновані методи, які враховували ідеї класичної та комплексної оптимізації.

Перевагою методів комплексної оптимізації є те що вони безпосередньо враховують обмеження складної електричної системи; синтезують ідеї не лише

класичних методів оптимізації, а й методів досліджень усталених та граничних (за аперіодичною стійкістю) режимів.

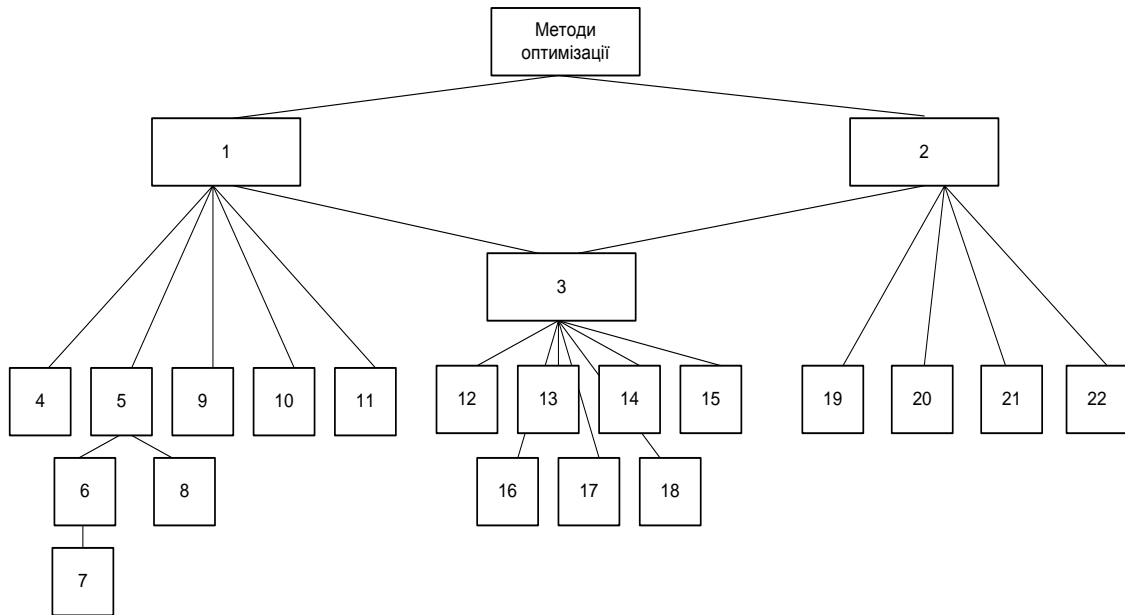


Рисунок 1.1 – Класифікація класичних та комбінованих методів оптимізації режимів електричних систем

На рис. 1.1 показані: 1 – класичні методи оптимізації (МО), 2 – комплексні МО, 3 – комбіновані МО, 4 – метод мінімізації неявних функцій, 5 – метод відносних (питомих приростів), 6 – метод декомпозиції, 7 – метод мінімізації значень квадратичної цільової функції, 8 – метод, що дозволяє знаходити оптимальне значення цільової функції у квадратичній формі, 9 – метод коефіцієнтів розподілу потужності, 10 – метод штучного наближення поточкорозподілу до природного, який досягається оптимізацією коефіцієнтів трансформації трансформаторів поперечного та повздовжнього регулювання; 11 – метод оптимізації комплексів еквівалентних ЕРС трансформаторів, шляхом заміни наближених рівнянь Кірхгофа в формі потужностей більш точними рівняннями в формі струмів; 12 – метод комплексної оптимізації генераторних активних та реактивних потужностей, 13 – метод роздільної оптимізації, 14 – метод невизначених множників Лагранжа, 15 – методи варіаційного числення, 16 – методи динамічного програмування, 17 – методи

критеріального програмування, 18 – методи нечіткого математичного програмування та ін.[2]; 19 – метод мінімізації витрат на паливо, 20 – поєднання методів комплексної оптимізації з методом групової релаксації, 21 – метод, що використовує методи групової релаксації з методом Ньютона-Рафсона [2], 22 – метод, що базується на використанні 2-ої форми узагальнених рівнянь комплексної оптимізації на основі методу невизначених множників Лагранжа.

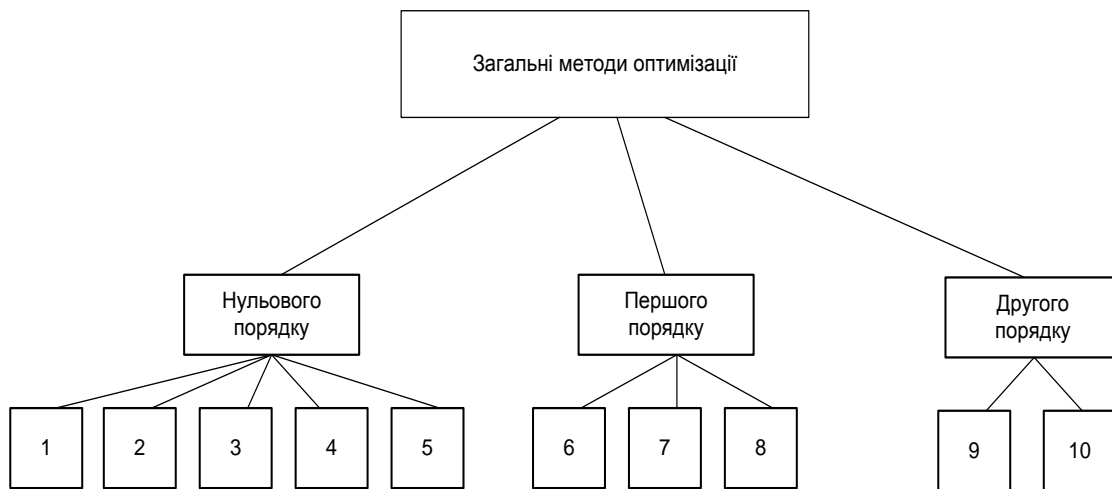


Рисунок 1.2 – Класифікація математичних методів оптимізації різного порядку.

На рис. 1.2 показані: 1 – метод прямого пошуку (метод Хука-Дживса), 2 – метод деформованого багатогранника (метод Недлера-Міда), 3 – метод обертових координат (метод Розенброка), 4 – метод паралельних дотичних (метод Пауелла), 5 – метод комплексів Бокса, 6 – метод умовної оптимізації з використанням лінійної апроксимації; 7 – метод найшвидшого спуску [2], 8 – метод спряжених градієнтів, 9 – квазіньютонівський метод; 10 – метод Ньютона-Рафсона, 11 – метод Ньютона та його варіації.

В наш час нараховуються близько тисячі назв методів оптимізації ustalених режимів разом з методами визначення неявних функцій, які знаходяться з використанням рівнянь складних електричних систем [1].

Властивості класичних методів оптимізації полягають в наступному :

1) в якості загального критерію оптимізації використовується мінімум витрат на паливо;

2) в якості обмежень часто використовуються рівняння балансу активних та реактивних потужностей в усій системі (в електричних мережах) представлені наближено, як функції активних та реактивних генерованих потужностей всіх вузлів та напруги балансуєчих вузлів на основі формул витрат (квадратичних функцій);

3) з декількох обмежень у формі нерівностей накладених на параметри режиму відповідно до вимог з якості та надійності роботи устаткування, враховується лише частина (наприклад, на деякі генеровані потужності);

4) для розв'язку відповідних екстремальних підзадач часто використовуються класичні математичні методи, наприклад, метод невизначених множників Лагранжа у поєднанні з деякими методами врахування обмежень у формі нерівностей, які не завжди приводять до чіткого математичного рішення.

Розвитком класичних методів були методи відносних (питомих) приростів (для оптимізації активних потужностей паралельно працюючих генераторів), мінімізація явних функцій (для оптимізації генерованих активних потужностей з урахуванням зміни витрат активних потужностей в електричних мережах за умови, що всі ЛЕП – радіальні).

Розвитком комбінованих методів став метод комплексної оптимізації генераторних активних та реактивних потужностей в електричній мережі з двостороннім живленням, до якої підключенні підстанції лише з навантаженнями. Нажаль, недоліками такого методу є те, що:

1) дійсні та уявні складові векторів струмів вузлових навантажень залежать від режиму ЕЕС навіть при незмінних напругах у споживачів, що викликає похибку;

2) розділ сумарних витрат на дві частини є штучним і нечітким з точки зору оцінювання вартості витрат активної потужності;

3) для районних електричних систем, більш складна комплексна оптимізація активних та реактивних генераторних потужностей дає незначний додатковий ефект порівняно з окремою оптимізацією спочатку активних, а потім реактивних генераторних потужностей;

Вдосконалення методу такої роздільної оптимізації (по активній та реактивній потужності) полягало у знаходженні оптимальних реактивних генерованих потужностей за умов мінімуму втрат активної потужності та полягало у використанні рівнянь Кірхгофа в формі потужностей.

Метод відносних приростів дозволив вирішувати послідовність окремих задач використовуючи принцип оптимальності як метод декомпозиції. Запропоновано двокроковий процес динамічного програмування: на першому кроці прямого ходу визначаються оптимальний розподіл навантаження між генераторами, на другому кроці – навантаження розподіляються між електростанціями, на зворотному ході – остаточно визначаються оптимальний розподіл навантажень.

Далі було запропоновано загальну задачу оптимізації режиму ЕЕС поділяти на різні підзадачі з оптимізації внутрішнього станційного режиму та на задачі оптимізації розподілу навантажень між електростанціями.

Подальшим розвитком стало використання розподілу задач оптимізації режиму ЕЕС на підзадачі з оптимізації генераторних активних та генераторних реактивних потужностей з використанням групової релаксації змінних, як принципу декомпозиції.

Наступним було запропоновано використовувати квадратичну формулу втрат активної потужності на основі використання наближеного методу розрахунку усталеного режиму електричних систем – метод коефіцієнтів розподілу потужностей.

Квадратична форма втрат дала можливість використовувати метод відносних приростів для оптимізації параметрів режиму складних електроенергетичних систем.

Наступним методом оптимізації став метод еквівалентних комплексних ЕРС в усіх незалежних контурах ЕЕС, що дало можливість визначити оптимальні комплексні коефіцієнти трансформації трансформаторів з РПН.

Умова мінімуме втрат активної потужності в квадратичній формі незалежних контурних потужностей відповідає природному поточкорозподілу в розрахунків схемі досліджуваної електричної мережі, в якій всі реактивні опори віток приймаються такими, що дорівнюють нулю (R - схема).

Наступним став метод мінімізації втрат активної потужності, шляхом наближення поточкорозподілу до природного поточкорозподілу в електричній мережі, якій відповідає однорідній електричній мережі при заданих активних та реактивних потужностях навантаження.

Для неоднорідної електричної мережі наближення поточного режиму до оптимального (природного, який відповідає однорідній мережі) досягається оптимальними коефіцієнтами трансформації трансформаторів поперечно-повздовжнього регулювання або повздовжню компенсацію параметрів ЛЕП.

Метод оптимізації комплексів еквівалентних ЕРС трансформаторів з РПН реалізовується, коли замість наближених рівнянь Кірхгофа в формі потужностей використовуються точні рівняння Кірхгофа в формі струмів. Однак, всі ці методи в достатній мірі обґрунтовані лише тоді, коли взаємні кути між векторами напруг є малими і майже не залежать від зміни режиму, похибки можуть стати суттєвими при великих взаємних кутах між векторами напруг.

Недоліками методу розрахунку коефіцієнтів розподілу є:

- 1) труднощі з точним розрахунком коефіцієнтів розподілу активної потужності;
- 2) визначення умов, розрахунку значень $\cos \varphi$ та напруг для кожної окремої вітки.

Похибка значно зменшилась при використанні коефіцієнтів струморозподілу, а також при використанні лінійно квадратичної формули втрат активної потужності.

Недоліками класичних методів є те, що:

1. Ці методи часто не дозволяють точно визначати оптимальні параметри;

2. У випадках, коли використовується напруга лише одного балансуючого вузла лінійно квадратичні формули втрат потужності недостатньо точні;
3. Потребують подальшого розвитку методи розрахунку втрат активних та реактивних потужностей, як не явних функцій незалежних змінних та їх градієнтів;
4. Методи оптимізації комплексних коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН виявляються не ефективними за умови відсутності таких трансформаторів в електричній системі (наприклад, трансформаторів 10/0,4 кВ);
5. Роздільна оптимізація генераторних активних та генераторних реактивних потужностей, а також комплексних коефіцієнтів трансформації з приблизним врахуванням рівнянь ЕЕС, інколи призводить до похибки визначення мінімальних значень цільової функції;
6. При достатньо точному врахуванні змін втрат активної та реактивної потужності в ЕЕС та при спільній оптимізації генерованих потужностей та коефіцієнтів трансформації використання в якості обмежень рівнянь балансу потужностей, призводить до рішення громіздкої системи рівнянь, форма яких не оптимальна;
7. Класичні методи не дозволяють в процесі оптимізації визначати залежні змінні як неявні функції, які відсутні у формулі втрат і тому контролювати їх зміну;
8. В класичній теорії оптимізації основна увага звертається на дотримання вимоги економічної роботи відокремлено від вимог з якості електроенергії та надійності електропостачання.

До комплексних методів оптимізації відносяться:

- метод мінімізації витрат на паливо з урахуванням обмежень у вигляді рівнянь ustalених режимів у формі рівнянь балансу активних та реактивних потужностей з урахуванням статичних характеристик генераторів та навантажень;

- метод поєднання методів комплексної оптимізації з методами групової релаксації;
- метод оптимізації, який використовує другу форму узагальнених рівнянь комплексної оптимізації на основі використання методу невизначених множників Лагранжа та першої форми рівнянь балансу вузлових потужностей.

Для визначення оптимальних параметрів режиму використовують рівняння, що поєднують методи групової релаксації та метод Ньютона-Рафсона. Недолік такого методу – значна похибка у визначенні обмежень у вигляді нерівностей.

Недоліками методів комплексної оптимізації є не врахування комплексних коефіцієнтів трансформації та статичних характеристик навантажень, розглядання в якості змінних не аргументів та модулів векторів вузлових напруг, а їх дійсних та уявних складових, що ускладнює врахування обмежень та використання методу групової релаксації.

Також методи оптимізації умовно можна поділити на: методи нульового порядку (якщо на кожній ітерації використовуються лише значення функцій, що мінімізуються), методи першого порядку (якщо, потребується визначення перших похідних функцій, що мінімізуються), методи другого порядку (коли, необхідно визначити другі похідних функцій, що мінімізуються). До методів нульового порядку відносяться такі методи, як: метод прямого пошуку (метод Хука-Дживса), метод деформованого багатогранника (метод Недлера-Міда), метод обертових координат (метод Розенброка), метод паралельних дотичних (метод Пауелла), метод комплексів Бокса, методи умовної оптимізації з використанням лінійної апроксимації [2].

Методи першого порядку: метод найшвидшого спуску, метод спряжених градієнтів, квазіньютонівський метод [2] та ін.

До методів другого порядку відносять метод Ньютона та його варіації.

Спроба використовувати методи першого порядку була обумовлена їх високою швидкістю збіжності і стабільністю, одержуваних завдяки інформації

про градієнт і кривизні досліджуваної функції. Однак, зважаючи на неможливість завдання цільової функції в явному вигляді, безпосереднє обчислення значень її градієнта в точці було замінено апроксимацією похідних кінцевими різницями, що розділяються вперед або які розділяються центрально.

Дослідження доцільності використання методів визначення оптимальних першого порядку в задачі знаходження оптимальних втрат активної потужності розподільних електричних мережах 0,4 кВ ÷ 35 кВ. Розрахунок цих втрат ускладнений за умов відсутності повної та оперативної інформації про параметри режиму фідерів, для отримання якої ті ж компанії не мають достатньої кількості матеріальних і людських ресурсів.

Відсутність інформації про режими і навантаження фідерів, велика їх кількість та загальна протяжність і складність схем мереж цих класів напруг - все це робить розподільні електричні мережі складним об'єктом для розрахунку складових втрат електричної енергії. Об'єктивна невизначеність значень деяких параметрів режиму ускладнює використання точних нормативних методів розрахунку [2], що ґрунтуються виключно на точкових оцінках цих параметрів, і, отже, на методах, що дозволяють отримати лише точкову оцінку самих втрат.

Спроба використовувати методи першого порядку була обумовлена їх високою швидкістю збіжності і стабільністю, одержуваних завдяки інформації про градієнт і кривизну досліджуваної функції. Однак, зважаючи на неможливість завдання цільової функції в явному вигляді, безпосереднє обчислення значень її градієнта в точці було замінено апроксимацією похідних кінцевими різницями, що розділяються вперед або розділяються по центру.

Відомо, що метод сполучених градієнтів (напрямоків), заснований на пошуку мінімуму за напрямками, які є спряженими щодо матриці Гессе; метод золотого перерізу (для одновимірного пошуку), квазіньютонівські методи (L-BFGS – Limited memory, Broyden, Fletcher, Goldfarb, Shanno – method of Bounded Optimization by Quadratic Approximation), які базуються на апроксимації гессіану, та методи, які під час розрахунку матриці апроксимації

використовують формулу Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно [1], модифіковані метод Ньютона та LBFGS, в яких враховувалися межі зміни параметрів не дозволяють отримати шуканий результат тому, що або розрахунки за цими методами не сходяться до кінцевого вирішення, або повертають неправдоподібні значення. З цього можна зробити припущення про застосування розглянутих методів першого порядку неефективне для вирішення даного завдання. Причиною такої поведінки алгоритмів можуть бути погана обумовленість задачі або порушення умов, за яких використані ці методи (суворе обґрунтування досить трудомістке через неявність цільової функції).

Також відомі методи нульового порядку [2], які не підтримують обмежень такі, як симплексний метод Нелдера-Міда, заснований на концепції пошуку по деформованому багатограннику та є розвитком методу симплексів Спендлі, Хекста і Хімсворта, але, на відміну від останнього, допускає використання неправильних симплексів [2]; метод Розенброка, який полягає в обертанні координатних осей так, щоб на кожній ітерації одна з них відповідала напрямку найбільш швидкого зменшення значень цільової функції, а інші знаходились за умови ортогональності; метод паралельних дотичних Пауелла [2], який, розрахований на мінімізацію квадратичних функцій (за умови, що графік цільової функції наближається до квадратичного, адже втрати електричної потужності пропорційні квадрату електричного струму), заснований на їх властивості, згідно з якою будь-яка пряма, яка проходить через точку мінімуму функції, перетинає під однаковими кутами дотичні до поверхні однакового рівня функції в точках перетину.

Відомими методами оптимізації нульового порядку, які припускають умови у вигляді інтервалів приналежності є такі, як Метод Хука-Дживса (метод, заснований на ідеї послідовності кроків: спочатку пошуку навколо базисної точки, а потім, у разі успіху, пошуку за зразком; метод комплексів Боксу, який дозволяє враховувати довільні обмеження у вигляді нерівностей, приймаючи найпростішу форму, коли всі обмеження задані у вигляді

інтервалів, метод умовна оптимізація за допомогою лінійної апроксимації (COBYLA – Constrained Optimization By Linear Approximation), метод граничної оптимізації за допомогою квадратичної апроксимації (BOBYQA – Bounded Optimization by Quadratic Approximation) [1].

Серед методів умовної за результатами розрахунків мінімальних втрат в різних фідерах розподільних мереж кращим є BOBYQA, найгіршим – метод Бокса.

Порівнюючи методи безумовної мінімізації в сукупності з алгоритмом штрафних функцій і методи умовної мінімізації, можна зробити висновок, що останні не набагато кращі для розрахунку великого фідера. Однак їх істотним плюсом є, безсумнівно, набагато менший час тривалості розрахунку [2].

До комбінованих методів оптимізації відносяться, такі методи, як метод невизначених множників Лагранжа, методи варіаційного обчислення, методи динамічного програмування, методи лінійного програмування, методи нелінійного програмування, методи геометричного програмування, метод оптимізації оснований на принципі максимуму Понтрягіна з використанням функцій Гамільтона та Лагранжа, метод, що використовує принцип найменшої дії, метод рою бджіл [2]. Зокрема, методи геометричного програмування призначення для рішення оптимальних задач, в яких критерій оптимальності і обмеження задаються функціями у вигляді позиномів [2].

Серед комбінованих методів поширеним є метод нелінійного програмування. Цей метод має багато алгоритмів: алгоритм пошуку умовного максимуму, алгоритм проектованого градієнту; алгоритм виключення залежних змінних; пошук сідлової точки функції Лагранжа. Також до комбінованих методів відносять метод організованого перебору варіантів; метод наближених оцінок; метод штрафних функцій, метод віток та границь та інші.

Водночас, методи оптимізації можна поділити на аналітичні та численні. Численні методи поділяються на методи, що базуються на численному розв'язку рівнянь, які впливають з умов оптимальності поставленої задачі; методи, які зводять рішення основної задачі до розв'язку послідовності

допоміжних задач, множина допустимих рішень для кожної з цих задач є підмножиною для множини D допустимих рішень основної задачі; методи, в яких множина допустимих рішень кожної з додаткових задач, ширше множини D ; методи локалізації шуканого рішення, а саме додаткових задач, дозволяє звужити множину оптимальних рішень до такої степені, що задачу можна вирішити, наприклад, методом повного перебору.

РОЗДІЛ 2

СТРУКТУРА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА МЕТОДИ ЇХ РОЗРАХУНКУ

Витрати на виробництво і постачання споживачам електроенергії містять у собі вартість електроенергії, що витрачається на її передачу по електричних мережах. При встановленні тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються в тариф. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують резерви зниження втрат і включення в тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. У зв'язку з цим виникає задача визначення нормативних значень втрат, включення яких у тариф обґрунтовано. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних організацій[3].

У силу істотних відмінностей структури мереж і їхньої довжини норматив втрат для кожної енергопостачальної організації має індивідуальне значення, обумовлене схемою і режимами роботи електричних мереж, а також особливостями обліку надходження і відпуску електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати, як відомо, визначаються різницею показів лічильників надходження електроенергії в мережу і її корисну відпустку споживачам. Очевидно, що вони містять у собі не тільки технічні втрати, але і втрати комерційного характеру, обумовлені недосконалістю способів визначення корисного відпуску електроенергії споживачам (у тому числі і її розкращання). Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їхню структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальний обсяги їхньої можливої реалізації в планованому періоді[3]. В роботі Железко Ю.С структура втрат подана в наступній інтерпретації рис. 1.1

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири укрупнених складових, кожна з яких має свою фізичну природу:

- 1) технічні втрати електроенергії - ΔW_T , обумовлені фізичними процесами,

що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і, що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж;

2) втрата електроенергії на власні потреби підстанцій - $\Delta W_{ПС}$, необхідна для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;

3) недооблік електроенергії - ΔW_o обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку в споживачів у порівнянні з аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) і сполучні проводи (кабелі) як складова вимірювального комплексу) у паспортних даних характеризуються двосторонніми погрішностями (плюс-мінус), однак в силу ряду причин, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, що включає сотні і тисячі вимірювальних комплексів.

Ця похибка приводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін "втрати". Слід зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії є істотним;

4) комерційні втрати - $\Delta W_{КОМ}$, обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю між показниками лічильників і оплатою за електроенергію побутовими споживачами й іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. В даний час витрата електроенергії на власні потреби підстанцій виражена в звітності в складі технічних втрат, а втрати, обумовлені похибками системи обліку електроенергії, — у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, тому що не забезпечує ясного уявлення про структуру втрат і про доцільні напрямки роботи по їх зниженню[2,3].

Відповідно до викладеного звітні втрати виражаються:

$$\Delta W_{36} = \Delta W_T + \Delta W_{ПС} + \Delta W_o + \Delta W_{КОМ} \quad (2.1)$$



Рисунок 2.1. Структура втрат у розподільних мережах.

Технічні втрати можуть бути розраховані на підставі відомих законів електротехніки, тому що всі їхні складові мають математичні описи й алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їхній економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви їх зниження.

Необхідно також зауважити, що комерційні втрати — являють собою вплив "людського фактора" і містять у собі всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії крім лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників (не завжди вчасно виявлену через обмеженість штату контролерів), визначення розрахунковим шляхом корисного споживання

електроенергії абонентами, підключеними тимчасово без лічильників, і т.п.

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Визначити економічно обґрунтований їх рівень математичними методами вкрай складно. Їхнє значення визначають як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}}) - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (2.2)$$

де $\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати; $W_{\text{пост}}$ – електроенергія, яка поступила в електричну мережу; $W_{\text{відп}}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам; $\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{о}}$ – технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі $\Delta W_{\text{Т}}$, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$, електроенергія, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{о}}$.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в ЕМ надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з.

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

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної

мережі;

- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, враховуються не лічильниками електроенергії [4].

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного коректування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії [4].

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат

електроенергії;

- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостях схем і режимів електричних мереж і інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в якій роблять різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку) , через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;
- електричні мережі 6—20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою рішення наступних задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств по зниженню втрат електроенергії;
- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їхнього впровадження; визначення осередків комерційних втрат електроенергії; оцінки результатів роботи з показника "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень по розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є: складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому; порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні тимчасові інтервали й аналіз зміни втрат по

енергосистемі й окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпустки електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні нестатки, господарські і виробничі нестатки);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому; виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

При проведенні аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми; результати розрахунків втрат електроенергії і їхніх структур; звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;
- дані про провали електроенергії по між системних лініях за ряд років;
- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення по розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями, що компенсують, (квар/квт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на один побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії;

дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження

Відповідно для організації автоматизованого вибору заходів по зменшенню втрат необхідно детально розглянути існуючі заходи та провести їх аналіз і систематизацію.

Розрахункові моделі втрат електроенергії при наявній інформації опираються на різні методи розрахунку в залежності від повноти інформації.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх зниженню.

Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач:

- вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ);
- обґрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись різні методи [3], аналіз яких необхідно провести.

2.1 Методи по елементних розрахунках.

Даний метод базується на наступному співвідношенні

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (2.3)$$

де k - кількість елементів мережі; Δt - інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; T - звітний період часу; $n=T/\Delta t$ - кількість інтервалів; I_{ij} - середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

Даний метод дозволяє чітко структурувати втрати по окремим ділянкам ліній та дає можливість найбільш точно визначати втрати в лініях електричних мереж.

2.2 Методи характерних режимів.

Даний метод дозволяє рахувати втрати в мережах з достатньо високою точністю використовуючи співвідношення

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^l \Delta P_i t_i, \quad (2.4)$$

Де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_i годин; l - кількість режимів.

Даний підхід потребує додаткової інформації про споживання або навантаження в певні інтервали часу.

2.3. Методи характерних діб.

Даний метод використовує формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^D D_{eki}, \quad (2.5)$$

де m - кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ; D_{eki} - еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.

Наближені методи розрахунків, за допомогою яких можна розрахувати витрати електроенергії з меншою точністю, а ніж попередні, але досить ефективні за відсутності детальної інформації про споживання.

Розрахувати втрати можна за наступним виразом:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.6)$$

де ΔP_{\max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

2.5. Методи середніх навантажень.

Даним методом можна вирахувати втрати використовуючи наступний вираз:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} K_\phi^2 T, \quad (2.7)$$

де - втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ; K_ϕ - коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

2.6. Статистичні методи.

Методи 2.1 - 2.5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Існують також статистичні методи які не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо.

Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи по зниженню втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про їх навантаження. До даного класу мереж відносяться мережі 0,38 кВ.

В моделях нашої системи визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях опираючись на розрахунок характерних режимів. При цьому розрахункова модель виходять з того, що послідовність обчислювальних

операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату.

Для обчислення втрат електроенергії необхідно визначити числові характеристики навантажень.

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в розрахунковій моделі, використовуються різні алгоритми обробки інформації.

Наприклад, інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою:

$$I_{с.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} . \quad (2.8)$$

Величини i^{k_ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (2.6) та (2.7), визначаються наступним чином [19].

Кількість годин найбільших втрат можна визначити за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T , \quad (2.9)$$

де k_3 - коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження.

А він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} , \quad (2.10)$$

де $P_{cp} = W/T$ - середнє значення потужності за період T ; W - електроенергія, відпущена споживачам за період T ; P_{max} - максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.6) або (2.7) достатньо визначити одну з величин φ чи k_ϕ . іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.9). Як правило, в першу чергу визначають k_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [19]. В розрахунковій моделі використовується метод, який за результатами дослідження дає найкращі результати для мереж 10 - 0,4 кВ:

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

якщо ;

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

якщо ,

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

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Специфічною задачею, за відсутності необхідної інформації, є визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ

Електричні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат можна представити еквівалентним опором. Його значення визначається в залежності від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати можна визначити за формулою:

$$\Delta W_n = 3I_z^2 R_{ек} T, \quad (2.11)$$

де I_2 - струм головної ділянки; $R_{ек}$ - еквівалентний опір всієї мережі.

З (2.11) визначаємо еквівалентний опір:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{3I_2^2 T} \quad (2.12)$$

При використанні цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Дана формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_n = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i - струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді у відповідності з (2.10) еквівалентний опір мережі визначаємо за формулою:

$$R_{ек} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_2^2} \quad (2.13)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{\Delta W_{в.м}^2} U^2 T, \quad (2.14)$$

де $\Delta W_{в.м}$ - електроенергія, відпущена в мережу; U - середнє значення напруги на шинах РП.

Даний підхід використовується і дає хороші результати, коли коефіцієнт оплати за спожиту електроенергію складає приблизно 100%.

В розрахунковій моделі реалізовано відомий, запропонований раніше метод оцінки втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ по сумарній довжині ліній. Згідного даного методу еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається:

$$R_{ек} = r_0 L k_l, \quad (2.15)$$

де r_0 - питомий опір проводу, Ом/км; L - довжина лінії, км; k_l - коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_l=1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_l=0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм² справедливе співвідношення $r_0 = 32,25/F$, де F - переріз проводу, мм².

При наявності відгалужень втрати за тої ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менші ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_g = 1 - 0,95 \frac{L_g}{L_\Sigma},$$

де L_Σ - сумарна довжина лінії з відгалуженнями; L_g - довжина відгалужень.

З врахуванням наведених виразів у модель для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ закладено наступне співвідношення:

$$R_{ек} = 32,25 k_l k_g \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (2.16)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32.25 k_L k_g k_N k_n \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2}, \quad (2.17)$$

де L_i - довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в мм²);

N - число груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного РТ;

F_{Σ} - сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм² ;

$k_L = 1 - 0,63d_p$ - коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p=0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії;

$d_p=1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно);

$k_n = 1,05 + 0,3d_p$ - коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням;

$k_g = 1 - 0,95 \frac{L_g}{L_{\Sigma}}$ - понижувальний коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі; L_{Σ} - сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_g - довжина відгалужень;

k_N - коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04 - 1,16 ($k_N = 1,1 + 0,06$).

При наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

В додатку А наведено приклад визначення еквівалентного опору мережі 0,38 кВ для обчислення значення втрат потужності і електроенергії в ній.

Для ліній 0,38 кВ необхідно оцінити втрати напруги за втратами потужності.

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємозв'язані між собою. Відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вид

$$k_{n/n} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (2.18)$$

де $\xi = x_0/r_0$ - відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.19)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $r_0 = 32,25/F \text{ Ом/км}$, $\xi = x_0/r_0 = 0,0125F$.

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній . Формула (2.19) для визначення відношення втрат потужності і напруги прийме вигляд

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + 0,01F \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.20)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U\% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{n/n}} \cdot 100, \quad (2.21)$$

де P_{\max} - максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається при відомому відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{Tk_s};$$

ΔP_{\max} - втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, в результаті вимірів), то можливо навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (2.21) слідує, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U\%}{100} P_{\max} k_{n/n}, \quad (2.22)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau. \quad (2.23)$$

Всі методи закладені в модель розрахунку режимів та визначення втрат електроенергії в різних їх комбінаціях, дозволяють проаналізувати втрати в різних розрізах та заповнити аналітичну базу даних для генерації рекомендацій та комплексних заходів по зменшенню втрат.

Для системи автоматизованого прийняття рішень головним елементом є масив умов та законів по яких буде здійснюватися вибір заходів та керування процесом вибору по заздалегідь намічених схемах аналізу. Для збереження даного об'єму інформації окрім інформації про структуру втрат, необхідно створити базу знань та інтерфейс для її заповнення.

3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЗАСОБАМИ ПК "ВТРАТИ"

3.1 Формування розрахункової моделі електричної мережі 10 кВ та аналіз усталеного режиму засобами ПК "Втрати".

Для фідерів «САБАРОВ» і «ВИШЕНЬКА» формуємо файл вихідних даних для розрахунку усталеного режиму:

N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год
10000	Вінниця	10.00	24.0	

N	Назва	I _{max} , А	I _{ср} , А	I _{min} , А	Wв, кВт год
1	Сабаров		85.00		
2	Вишенька		75.00		

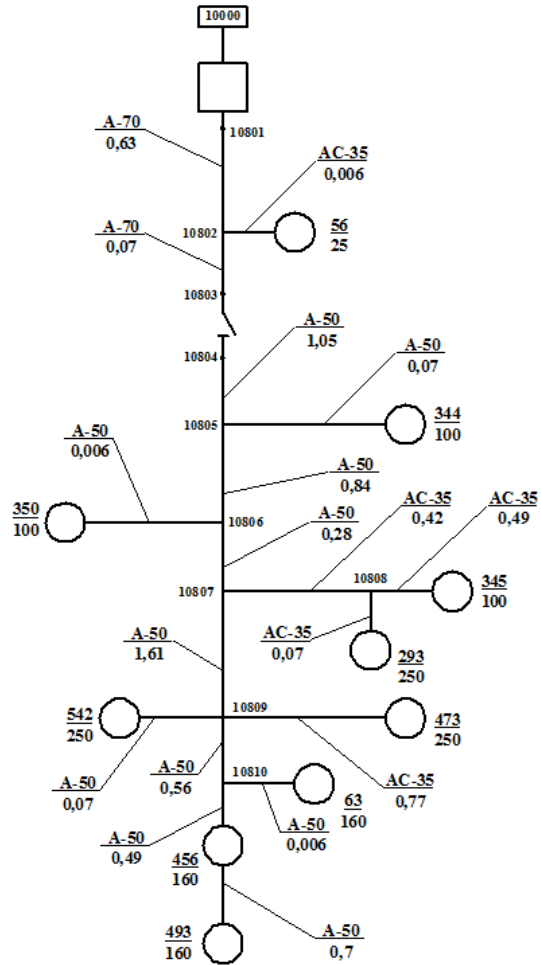


Рисунок 3.1 – Ф8 ПС 110/10 САБАРОВ

Для підстанції «САБАРОВ» :

Редактор схеми фідера - Підстанція: Вінниця Фідер: Сабаров

Закінчити редагування Редактор схеми 0,4 кВ Автоматично фіксувати номери вузлів

Інформація про вузли

N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.
1	10000			
2	10803			
3	10804			
4	10805			
5	10806			
6	10807			
7	10808			
8	10809			
9	10810			
10	10802			
11	56	ТМ-25/10		25.000
12	10801			
13	350	ТМ-100/10		25.000
14	345	ТМ-100/10		25.000
15	293	ТМ-250/10		25.000
16	542	ТМ-250/10		25.000
17	473	ТМ-250/10		25.000
18	63	ТМ-160/10		25.000
19	456	ТМ-160/10		25.000
20	493	ТМ-160/10		25.000
21	344	ТМ-100/10		25.000

Інформація про вітки

Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	Л,км/Стан	Абон/ЕК
1	10000	КА		Вкл.	
2	10801	ЛЕП	A-70	0.63	
3	10802	ЛЕП	A-70	0.07	
4	10803	КА		Вкл.	
5	10804	ЛЕП	A-50	1.05	
6	10805	ЛЕП	A-50	0.84	
7	10802	ЛЕП	AC-35	0.01	
8	10805	ЛЕП	A-50	0.07	
9	10806	ЛЕП	A-50	0.01	
10	10806	ЛЕП	A-50	0.28	
11	10807	ЛЕП	AC-35	0.42	
12	10808	ЛЕП	AC-35	0.49	
13	10808	ЛЕП	AC-35	0.07	
14	10807	ЛЕП	A-50	1.61	
15	10809	ЛЕП	A-50	0.07	
16	10809	ЛЕП	AC-35	0.77	
17	10809	ЛЕП	AC-50	0.56	
18	10810	ЛЕП	A-50	0.01	
19	10810	ЛЕП	A-50	0.49	
20	456	ЛЕП	A-50	0.70	

Для підстанції «ВИШЕНЬКА» :

Редактор схеми фідера - Підстанція: Вінниця Фідер: Вишенька

Закінчити редагування Редактор схеми 0,4 кВ Автоматично фіксувати номери вузлів

Інформація про вузли

N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.
1	50400			
2	50403			
3	50402			
4	50401			
5	10000			
6	50405			
7	50406			
8	84	ТМ-63/10	25.000	
9	85	ТМ-160/10	25.000	
10	86	ТМ-63/10	25.000	
11	106	ТМ-63/10	25.000	
12	50407			
13	226	ТМ-63/10	25.000	
14	50408			
15	415	ТМ-250/10	25.000	
16	50409			
17	82	ТМ-100/10	25.000	
18	50410			
19	50411			
20	227	ТМ-100/10	25.000	
21	50412			
22	511	ТМ-250/10	25.000	
23	83	ТМ-100/10	25.000	
24	466	ТМ-250/10	25.000	
25	50413			
26	388	ТМ-100/10	25.000	
27	240	ТМ-160/10	25.000	
28	50414			
29	50415			
30	75	ТМ-100/10	25.000	
31	79	ТМ-63/10	25.000	
32	50416			
33	76	ТМ-400/10	25.000	
34	328	ТМ-160/10	25.000	
35	146	ТМ-160/10	25.000	
36	232	ТМ-63/10	25.000	

Інформація про вітки

Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	Л,км/Стан	Абон/ЕК
1	10000	КА		Вкл.	
2	50401	ЛЕП	A-50	0.43	
3	50402	ЛЕП	AC-35	0.06	
4	50403	ЛЕП	A-50	2.30	
5	50403	ЛЕП	AC-35	0.06	
6	50403	ЛЕП	A-50	3.80	
7	50404	ЛЕП	AC-35	0.06	
8	50404	ЛЕП	A-50	0.88	
9	50405	ЛЕП	AC-35	0.06	
10	50405	ЛЕП	A-50	0.20	
11	50406	ЛЕП	AC-35	0.06	
12	50406	ЛЕП	A-50	0.10	
13	50407	ЛЕП	AC-35	0.06	
14	50407	ЛЕП	A-50	0.60	
15	50408	ЛЕП	AC-35	0.06	
16	50408	ЛЕП	A-50	2.50	
17	415	ЛЕП	A-50	0.10	
18	50409	ЛЕП	AC-35	0.06	
19	50409	ЛЕП	AC-50	0.10	
20	50410	ЛЕП	A-50	0.10	
21	50411	ЛЕП	AC-35	0.06	
22	50411	ЛЕП	A-50	1.00	
23	50412	ЛЕП	AC-50	0.40	
24	50412	ЛЕП	A-50	0.20	
25	50401	ЛЕП	A-50	4.90	
26	466	ЛЕП	A-50	0.30	
27	50413	ЛЕП	AC-35	0.70	
28	50413	ЛЕП	AC-35	0.06	
29	50413	ЛЕП	AC-50	0.06	
30	50414	ЛЕП	AC-35	1.40	
31	50415	ЛЕП	AC-35	0.06	
32	50415	ЛЕП	AC-35	0.10	
33	50414	ЛЕП	AC-35	0.30	
34	50414	КА		Вкл.	
35	50416	ЛЕП	A-50	1.90	

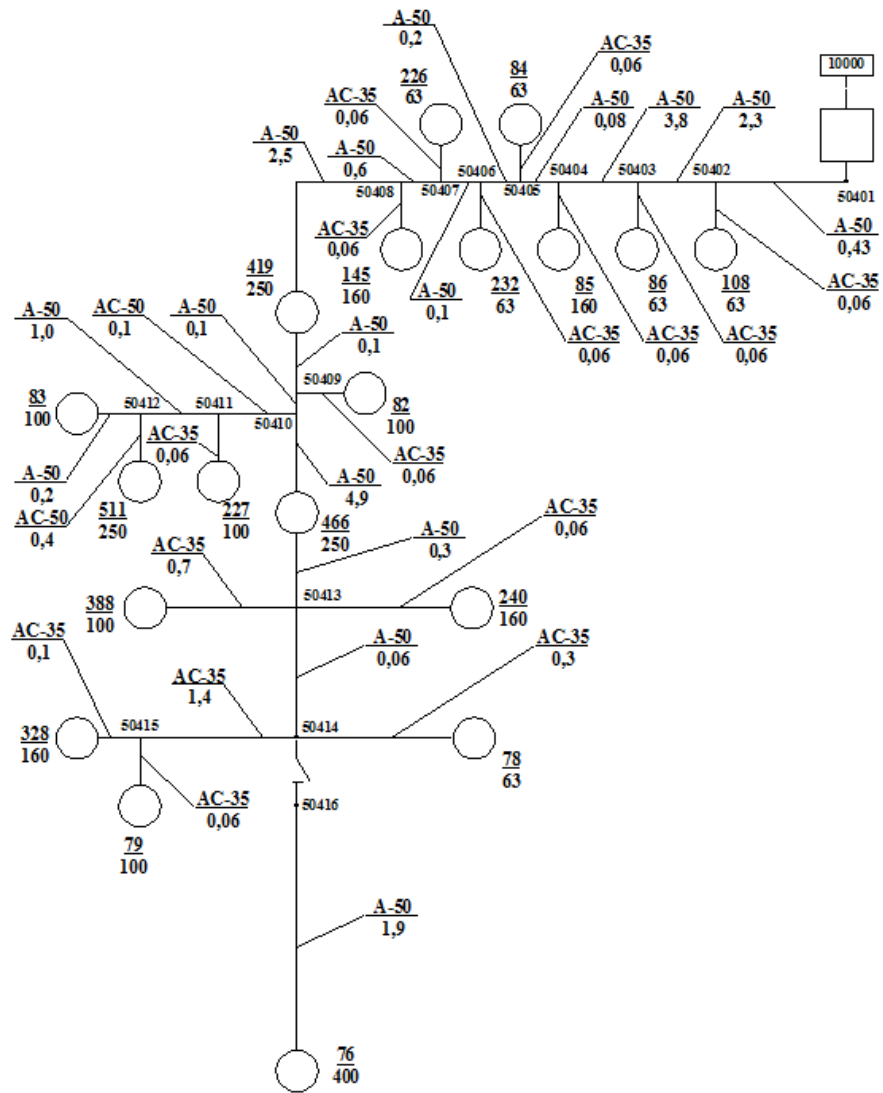
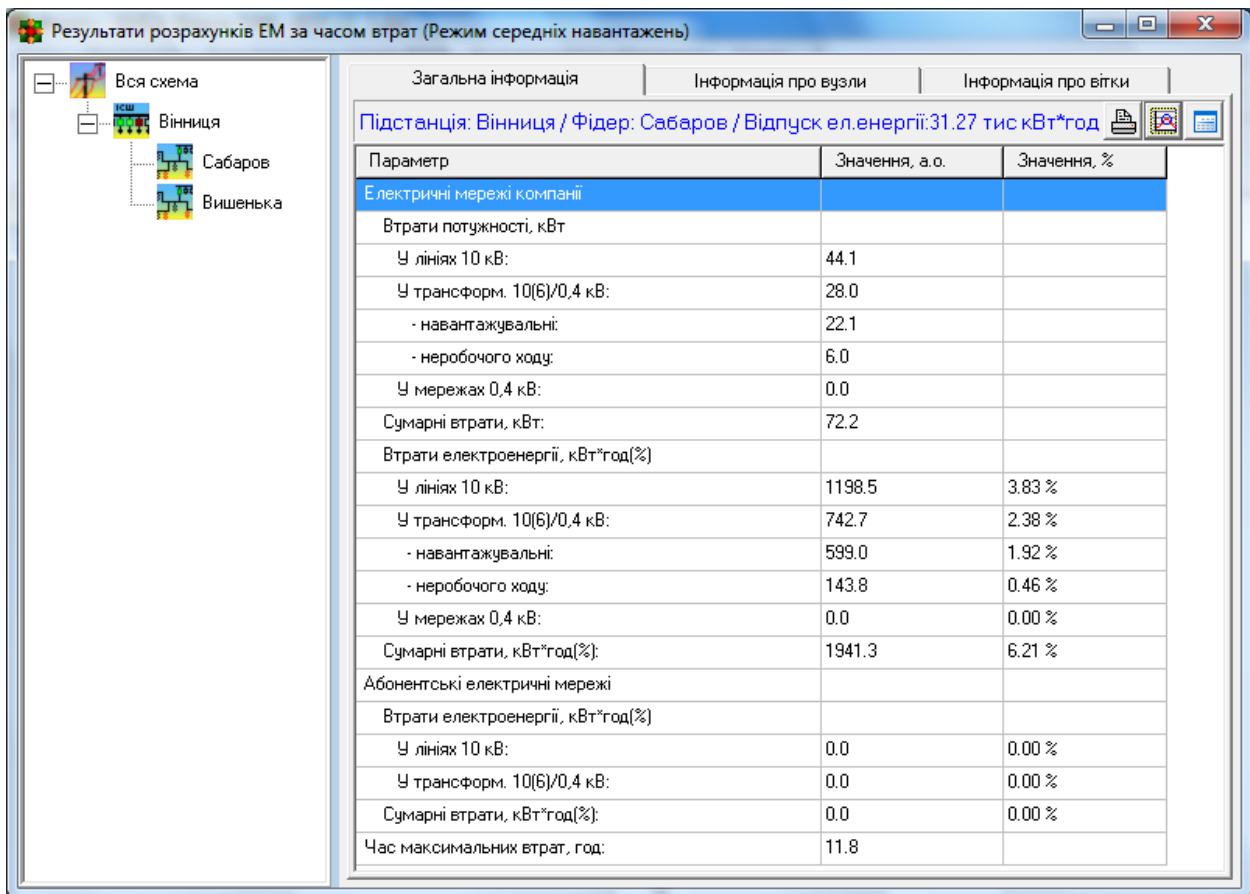


Рисунок 3.2 – Ф4 ПС 110/10 ВИШЕНЬКА

Виконуємо розрахунок усталеного режиму за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ";

Результати розрахунку для ПС «Сабаров»



Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- Вінниця
 - Сабаров
 - Вишенька

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Інформація про вузли 10 кВ

N вузла	Назва ТП	Тип Тр-а	К.тр.	Коеф.	Ррек, кВт	Qрек, кВАр	Рек, Ом	U, кВ	dP04, кВт	U04min, кВ	dU04, % від Un
10000								10.00			
10803								9.94			
10804								9.94			
10805								9.83			
10806								9.75			
10807								9.72			
10808								9.71			
10809								9.61			
10810								9.59			
10802								9.95			
56		ТМ-25/10	25.00	0.90				9.95			
10801								10.00			
350		ТМ-100/10	25.00	0.90				9.75			
345		ТМ-100/10	25.00	0.90				9.70			
293		ТМ-250/10	25.00	0.90				9.71			
542		ТМ-250/10	25.00	0.90				9.61			
473		ТМ-250/10	25.00	0.90				9.59			
63		ТМ-160/10	25.00	0.90				9.59			
456		ТМ-160/10	25.00	0.90				9.58			
493		ТМ-160/10	25.00	0.90				9.57			
344		ТМ-100/10	25.00	0.90				9.83			

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- Вінниця
 - Сабаров
 - Вишенька

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
10000	10801	1302.71	1302.71	0.00	85.00
10801	10802	1302.71	1296.58	6.14	85.00
10802	10803	1276.32	1275.66	0.66	83.67
10803	10804	1275.66	1275.66	0.00	83.67
10804	10805	1275.66	1261.80	13.89	83.67
10805	10806	1180.87	1171.15	9.74	78.32
10806	350	80.93	80.93	0.00	5.40
10806	10807	1090.23	1087.42	2.81	72.92
10807	10808	283.87	283.45	0.42	19.05
10808	345	80.96	80.93	0.04	5.42
10808	293	202.49	202.45	0.04	13.63
10807	10809	803.55	794.74	8.83	53.87
10809	542	202.47	202.45	0.03	13.77
10809	473	202.85	202.45	0.40	13.79
10809	10810	389.42	388.69	0.73	26.31
10810	63	129.44	129.43	0.00	8.76
10810	456	259.25	258.97	0.29	17.55
456	493	129.54	129.43	0.10	8.78
10805	344	80.93	80.93	0.00	5.35
10802	56	20.27	20.27	0.00	1.33

Результати розрахунку для ПС «Вишенька»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- Вінниця
 - Сабаров
 - Вишенька

Підстанція: Вінниця / Фідер: Вишенька / Відпуск ел.енергії: 27.29 тис кВт*

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	34.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	19.4	
- навантажувальні:	9.9	
- неробочого ходу:	9.5	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	53.7	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	931.8	3.41 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	496.9	1.82 %
- навантажувальні:	268.1	0.98 %
- неробочого ходу:	228.8	0.84 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	1428.7	5.24 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Результати розрахунків EM за часом етрагу (Резюме середніх навантажень)

Всі сирени

- Вивід
- Сабаров
- Видимість

Загальна інформація		Інформація про вузли			Інформація про лінії						
Мериди	Назва ТП	Тип тр-ра	К. тр.	Клас	Росн. кВт	Грав. кВтАр	Баз. Ом	U, кВ	dP, кВт	U04max, кВ	dI04, % від Un
10000								0.69			
50400								9.86			
50402								9.98			
50401								10.00			
10000								10.00			
50405								9.68			
50406								9.67			
84		TM-63/10	25.00	0.46				9.68			
85		TM-160/10	25.00	0.46				9.68			
86		TM-63/10	25.00	0.46				9.86			
100		TM-63/10	25.00	0.46				9.86			
50407								9.67			
226		TM-63/10	25.00	0.46				9.67			
50408								9.65			
419		TM-250/10	25.00	0.46				9.58			
50409								9.57			
82		TM-100/10	25.00	0.46				9.57			
50410								9.57			
50411								9.57			
227		TM-100/10	25.00	0.46				9.57			
50412								9.56			
511		TM-250/10	25.00	0.46				9.56			
83		TM-100/10	25.00	0.46				9.56			
466		TM-250/10	25.00	0.46				9.79			
50413								9.78			
388		TM-100/10	25.00	0.46				9.77			
240		TM-160/10	25.00	0.46				9.76			
50414								9.76			
50415								9.76			
79		TM-100/10	25.00	0.46				9.76			
78		TM-63/10	25.00	0.46				9.77			
50416								9.76			
76		TM-400/10	25.00	0.46				9.75			
228		TM-160/10	25.00	0.46				9.76			
145		TM-160/10	25.00	0.46				9.65			

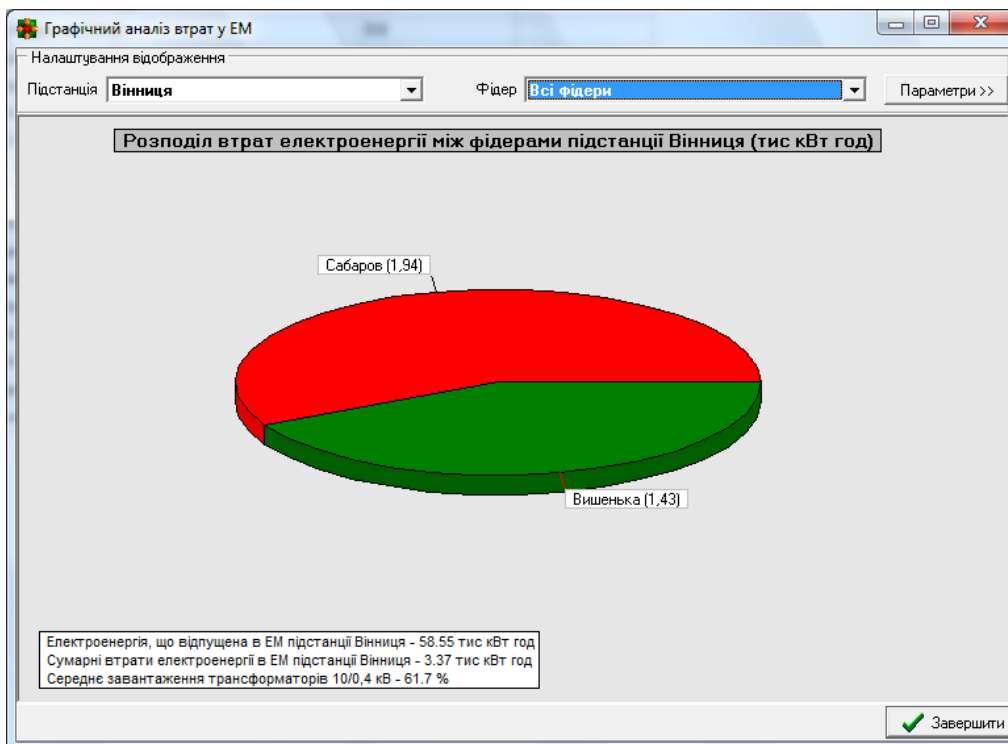
Результати розрахунків EM за часом етрагу (Резюме середніх навантажень)

Всі сирени

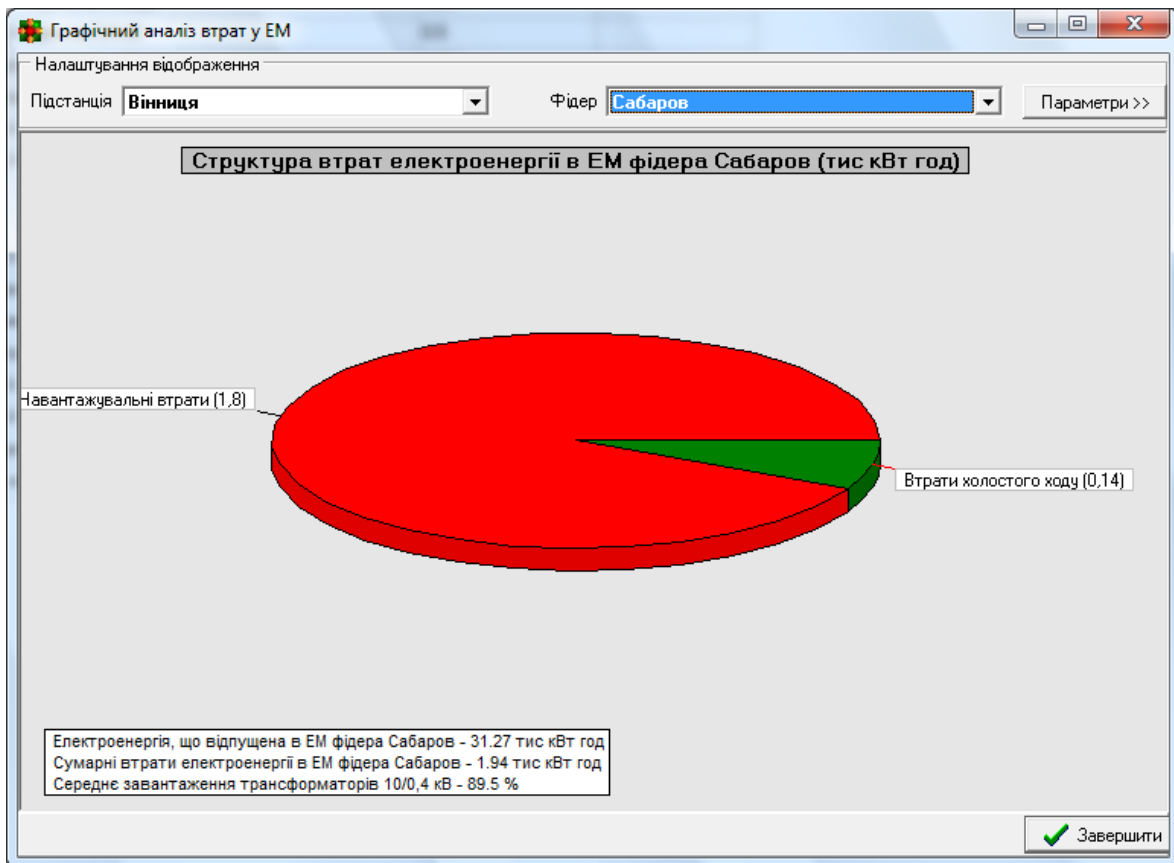
- Вивід
- Сабаров
- Видимість

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про лінії	
Мериди	Назва	Розрах. кВт	Розрах. кВт	dP, кВт	LA
10000	90401	1137.01	1137.01	0.00	74.91
50401	90402	615.58	614.25	1.34	40.67
50402	108	26.04	26.04	0.00	1.72
50402	90403	589.22	581.64	6.60	38.96
50403	86	26.04	26.04	0.00	1.74
50403	90404	595.60	545.00	5.95	37.21
50404	85	66.11	66.10	0.00	4.48
50404	90405	479.57	479.41	0.16	32.73
50405	84	26.04	26.04	0.00	1.77
50405	90406	483.30	453.02	0.36	30.96
50406	232	26.04	26.04	0.00	1.77
50406	90407	426.98	426.92	0.16	29.19
50407	226	26.04	26.04	0.00	1.77
50407	90408	400.78	386.93	0.95	27.41
50408	145	66.11	66.10	0.00	4.50
50408	419	333.83	331.35	2.48	22.91
419	90409	227.86	227.81	0.05	15.73
50409	82	41.34	41.34	0.00	2.84
50409	90410	186.47	186.44	0.03	12.89
50410	90411	186.44	186.41	0.03	12.89
90411	227	41.34	41.34	0.00	2.84
90411	90412	146.07	144.88	0.19	10.05
90412	511	103.53	103.49	0.04	7.20
90412	83	41.34	41.34	0.00	2.84
90401	466	521.42	510.53	10.91	34.32
466	90413	407.04	406.62	0.42	27.29
90413	388	41.36	41.34	0.01	2.78
90413	240	66.11	66.10	0.00	4.44
90413	90414	299.16	299.11	0.05	20.07
90414	90415	107.85	107.46	0.39	7.23
90415	79	41.34	41.34	0.00	2.79
90415	228	66.11	66.10	0.01	4.45
90414	78	26.04	26.04	0.00	1.76
90414	90416	165.43	165.43	0.00	11.00
90416	76	165.43	164.99	0.44	11.00

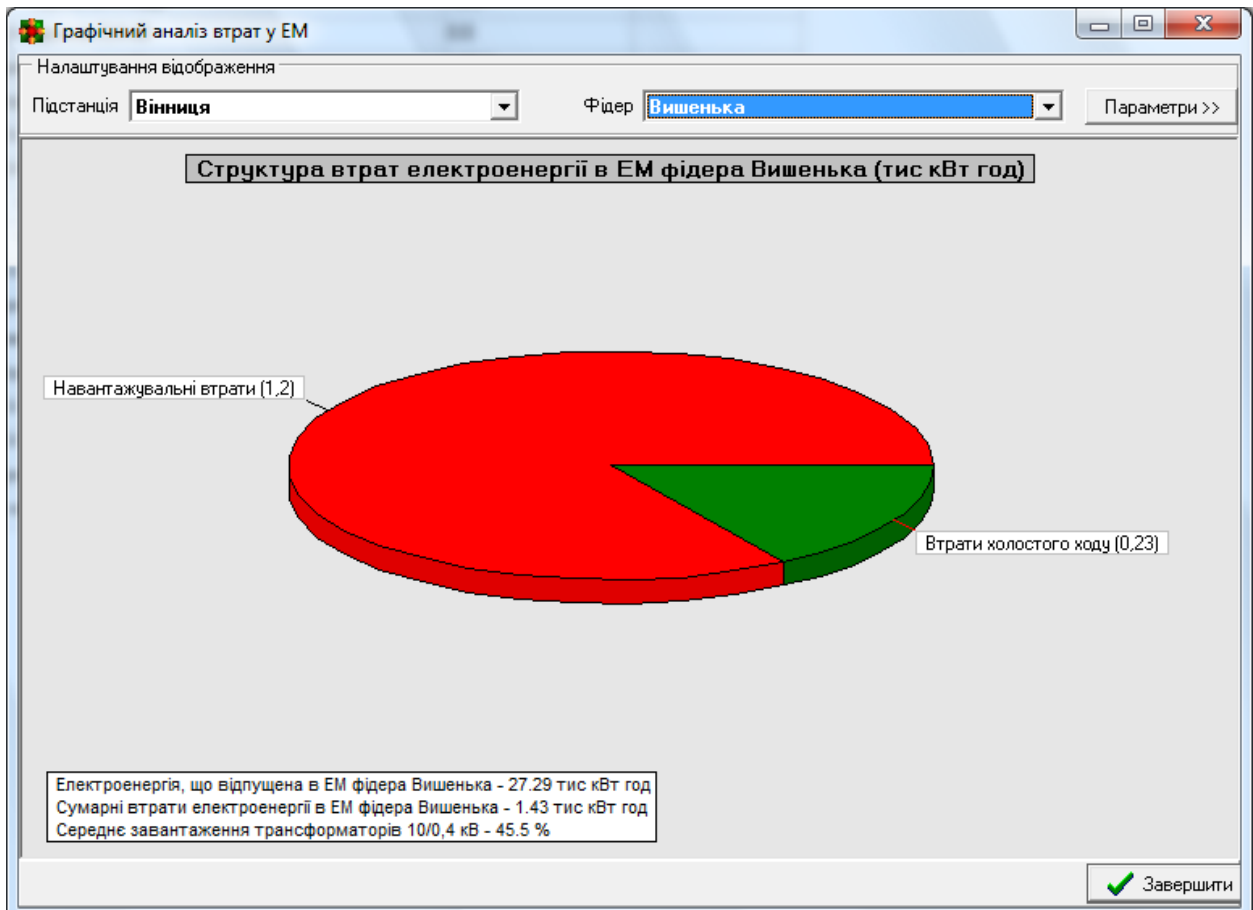
Втрати на обох фідерах розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Сабаров» розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Вишенька» розподілились наступним чином:



3.2 Зниження втрат потужності та електроенергії в розподільчих електричних мережах шляхом оптимізації нормальної схеми електричної мережі.

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 493 ПС «Сабаров» та 76 ПС «Вишенька». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 456 на ПС «Сабаров». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати:

- по ПС «Вінниця»

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	89.8	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	50.3	
- навантажувальні:	34.7	
- неробочого ходу:	15.5	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	140.1	
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У лініях 10 кВ:	2439.7	3.87 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1316.1	2.09 %
- навантажувальні:	943.5	1.50 %
- неробочого ходу:	372.6	0.59 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]:	3755.9	5.96 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]:	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

- по ПС «Сабаров»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Підстанція: Вінниця / Фідер: Сабаров / Відпуск ел.енергії:27.19 тис кВт

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	32.0	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	24.0	
- навантажувальні:	18.6	
- неробочого ходу:	5.5	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	56.0	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	868.1	3.19 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	635.4	2.34 %
- навантажувальні:	504.6	1.86 %
- неробочого ходу:	130.8	0.48 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	1503.5	5.53 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

- по ПС «Вишенька»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

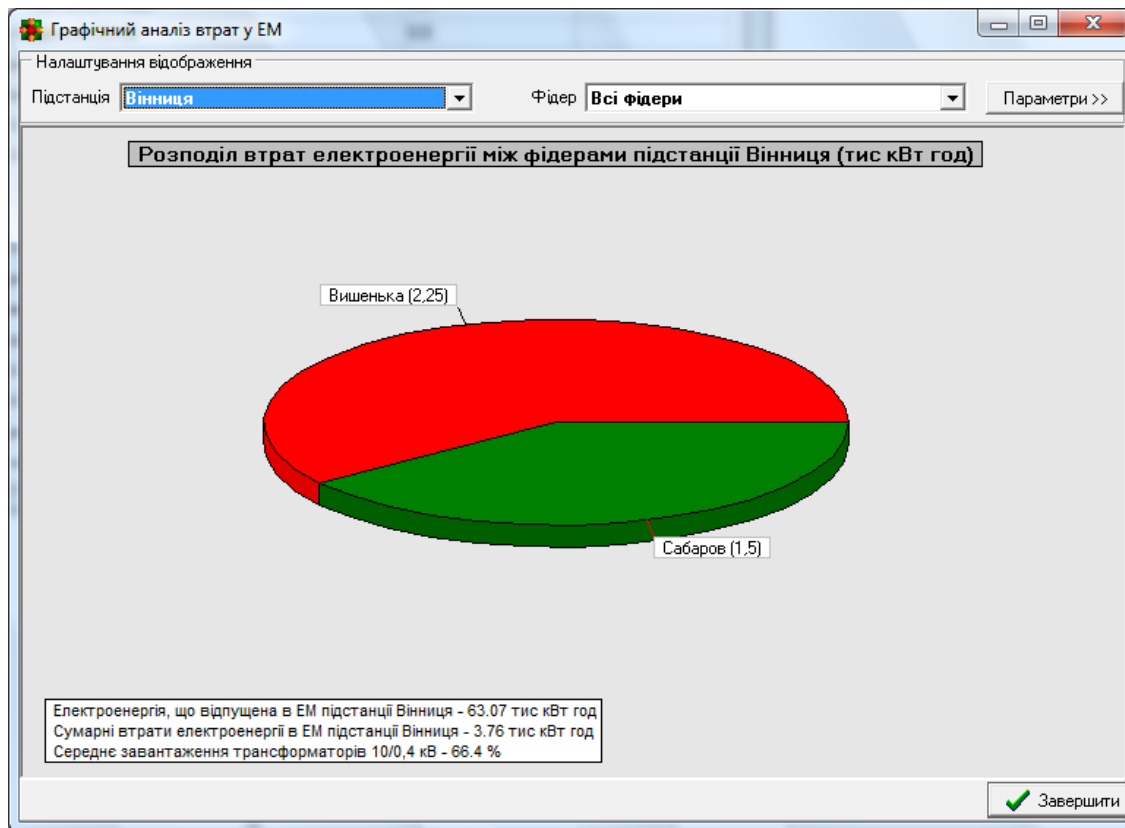
Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Підстанція: Вінниця / Фідер: Вишенька / Відпуск ел.енергії:35.87 тис кВт

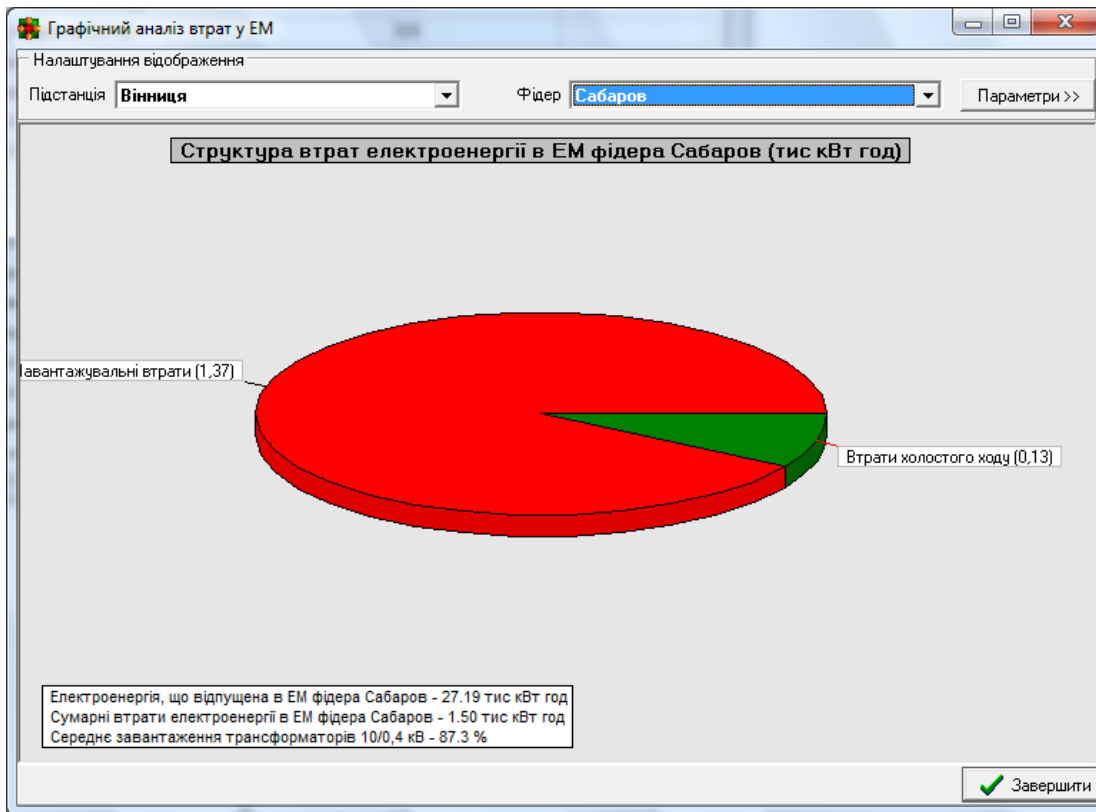
Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	57.9	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	26.2	
- навантажувальні:	16.2	
- неробочого ходу:	10.1	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	84.1	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1571.6	4.38 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	680.8	1.90 %
- навантажувальні:	439.0	1.22 %
- неробочого ходу:	241.8	0.67 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	2252.4	6.28 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Графічне зображення результатів розрахунку втрат:

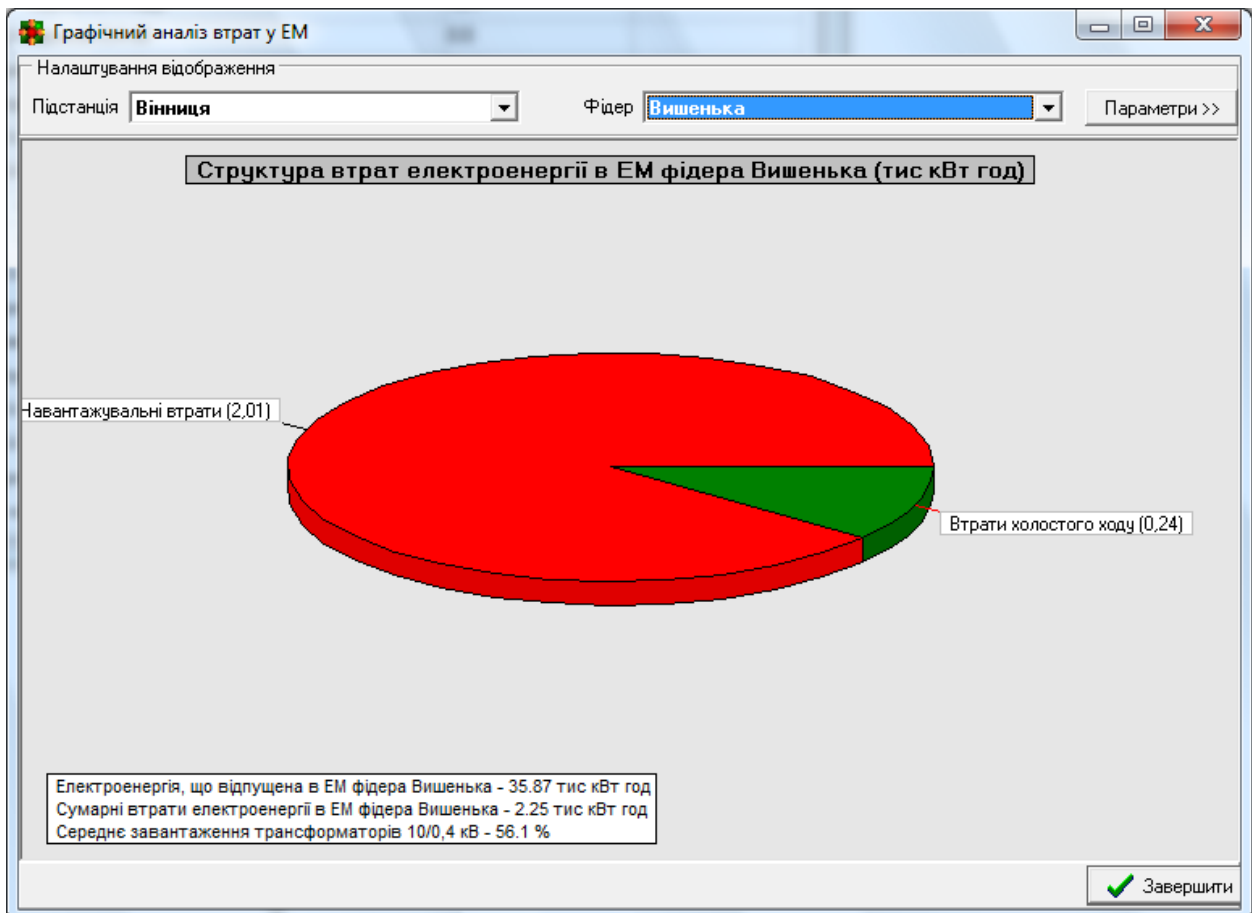
Втрати на обох фідерах розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Сабаров» розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Вишенька» розподілились наступним чином:



За результатами розрахунку вияснили, що загальні втрати становлять 140,1кВт, з них на ПС «Сабаров» 56,0 кВт, на ПС «Вишенька» 84,1 кВт, а в вихідному розрахунку загальні втрати становлять 125,9 кВт, з них на ПС «Сабаров» 72,2 кВт, на ПС «Вишенька» 53,7 кВт. Хоча і на ПС «Сабаров» втрати зменшились, проте на ПС «Вишенька» - значно зросли, отже оптимізація нормальної схеми електричної мережі дала зворотній результат і в загальному, замість зменшення втрат ми отримали їх збільшення.

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 350 ПС «Сабаров» та 78 ПС «Вишенька». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 10806 на ПС «Сабаров». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати:

- по ПС «Вінниця»

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	47.7	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	26.5	
- навантажувальні:	16.1	
- неробочого коду:	10.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	74.1	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1294.8	3.69 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	685.7	1.95 %
- навантажувальні:	436.4	1.24 %
- неробочого коду:	249.4	0.71 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	1980.5	5.64 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

- по ПС «Сабаров»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Підстанція: Вінниця / Фідер: Сабаров / Відпуск ел.енергії: 2.60 тис кВт*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	0.1	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	2.9	
- навантажувальні:	2.4	
- неробочого ходу:	0.5	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	3.0	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	3.0	0.12 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	78.2	3.01 %
- навантажувальні:	66.4	2.55 %
- неробочого ходу:	11.8	0.45 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	81.2	3.12 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

- по ПС «Вишенька»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

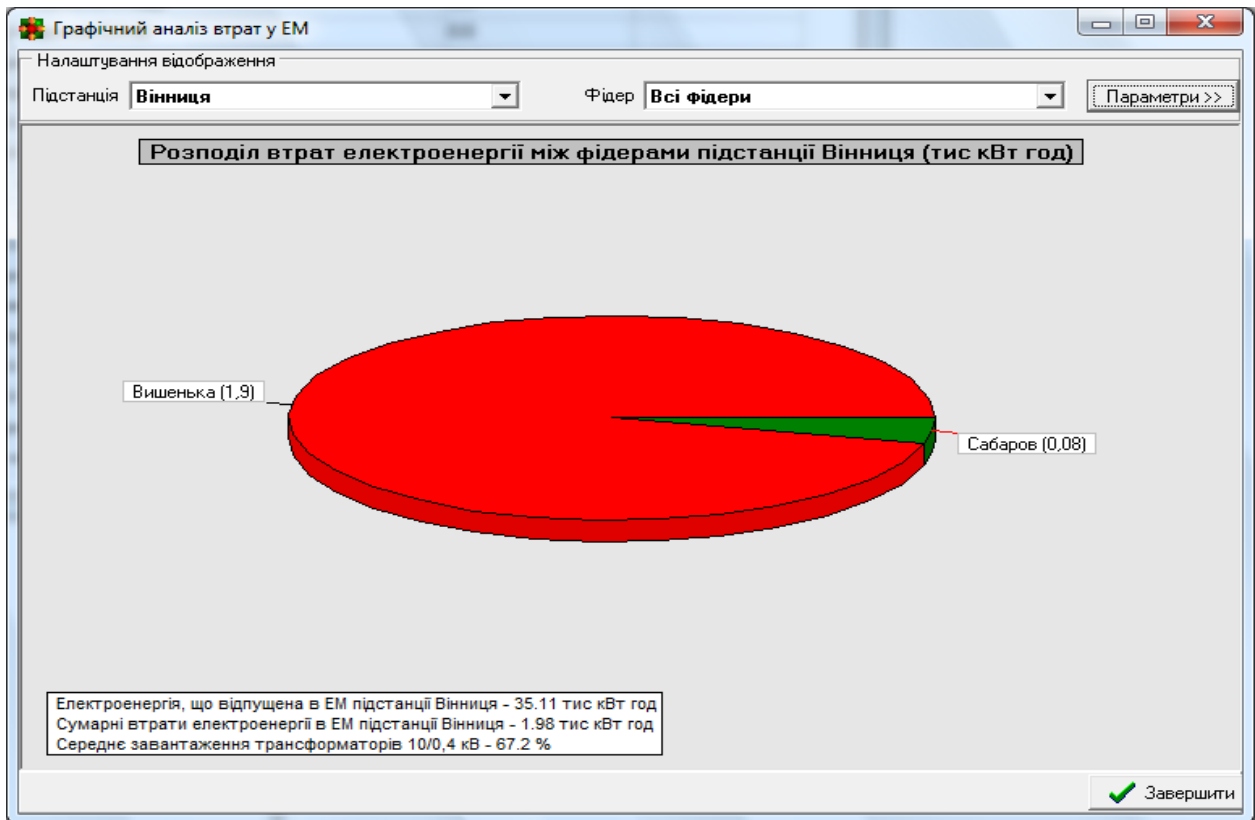
Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Підстанція: Вінниця / Фідер: Вишенька / Відпуск ел.енергії: 32.51 тис кВт*год

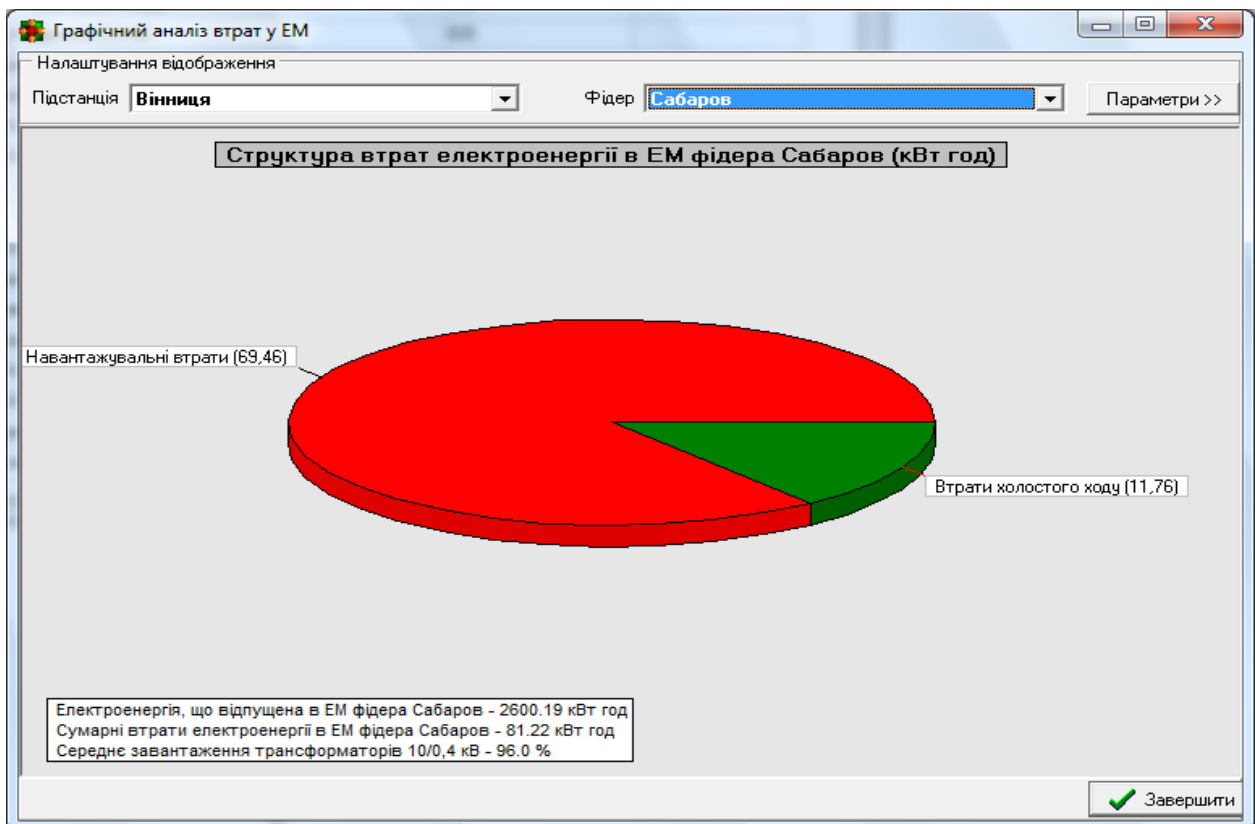
Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	47.6	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	23.5	
- навантажувальні:	13.6	
- неробочого ходу:	9.9	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	71.1	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1291.7	3.97 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	607.6	1.87 %
- навантажувальні:	370.0	1.14 %
- неробочого ходу:	237.6	0.73 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	1899.3	5.84 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Графічне зображення результатів розрахунку втрат:

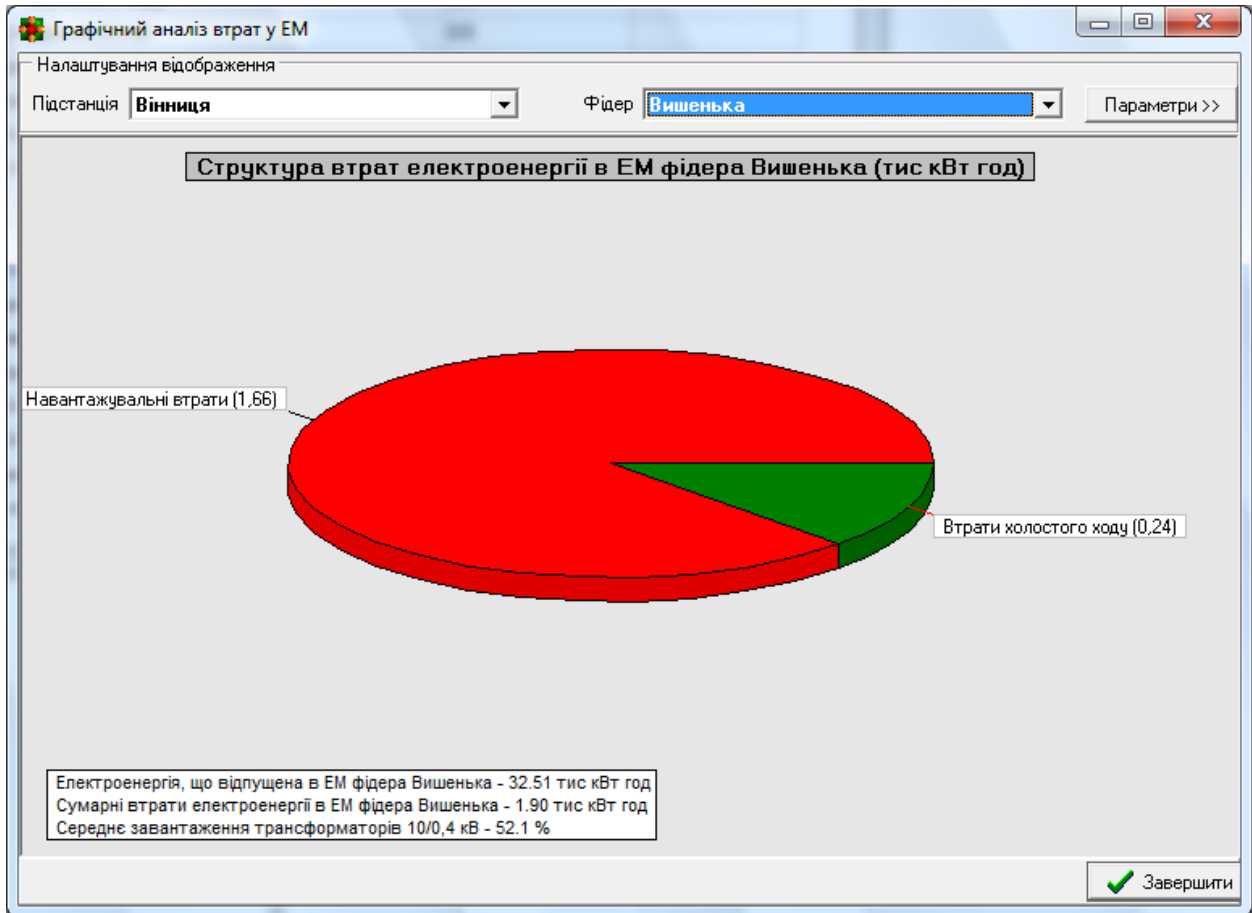
Втрати на обох фідерах розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Сабаров» розподілились наступним чином:



Втрати на фідері «Вишенька» розподілились наступним чином:



За результатами розрахунку вияснили, що загальні втрати становлять 74,1кВт, з них на ПС «Сабаров» 3,0 кВт, на ПС «Вишенька» 71,1 кВт, а в вихідному розрахунку загальні втрати становлять 125,9 кВт, з них на ПС «Сабаров» 72,2 кВт, на ПС «Вишенька» 53,7 кВт. Отже на ПС «Сабаров» втрати значно зменшились, а на ПС «Вишенька» - зросли, проте оптимізація нормальної схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат і в загальному, ми отримали зменшення втрат на 51,8 кВт.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

Для проведення реконструкції та визначення її оптимального напрямку необхідно проаналізувати поточний стан ЕМ, визначити потенційно «слабкі» місця і, використовуючи типовий набір електроощадних заходів, запропонувати

економічно-обґрунтований порядок їх впровадження, що забезпечить максимальний ефект від реалізації. Таким чином, задачею даної дипломної роботи буде вибір методик розрахунків техніко-економічних показників і виконання розрахунків для визначення оптимальної послідовності реконструкції електричних мереж 10 кВ.

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\P / K = (\Pi - B) / K, \quad (4.1)$$

де Π – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

B – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \Pi_r \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta\P) / K, \quad (4.3)$$

де Π_r – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. кВт·год.;

ΔW – зміна втрат електроенергії в мережі, млн. кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta\Pi$ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

K – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (4.3) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (4.4)$$

де $\Pi_T = 200$ коп/кВт·год,

K_H – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ($K_H=0,6$),

12 – кількість місяців в році.

$$\Delta W = W_{II} - W_P, \quad (4.5)$$

де W_{II} – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

W_P – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Враховуючи, що розрахунок виконувався за звітний період 24 години та відповідно до (4.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за місяць становить:

$$\Delta W_m = (125,9 - 74,1) * 31 = 1605,8 \text{ (кВт}\cdot\text{год.)},$$

або 3210 грн. /міс.

Розрахунок рентабельності виконати не можливо, оскільки зниження втрат досягнуто організаційними заходами, а саме ре конфігурацією мережі.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможлиблює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної

системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;

- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ($d=10$ мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$ м; $d_B = 0,04$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,8$ м., $B_C = 40$ мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

$\rho_{\text{табл.}} = 250$ Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$ – коефіцієнт сезонності $K_{c.v.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

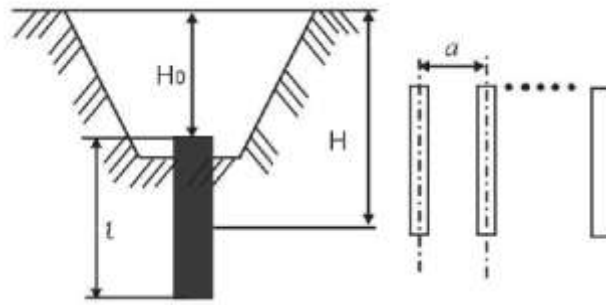


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$
де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ОР}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{ОК}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{ОК}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B ,
заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 20$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з
врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / n_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо $n_B = 43$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 43$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2$, $n=43$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,22$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного

матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електрогенерації є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Електростанції відносяться до важливих підприємств, що використовуються в стратегічній і оборонній сфері. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електростанції.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕС. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробною і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕС має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів та діодів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликаючи коротке замикання. Ці наслідки призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку і вибухів. Саме тому є необхідність запобігати впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕС.

5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни []. Отримані дані заносимо в таблицю 5.8.

Таблиця 5.8 – Граничні значення експозиційних доз електричної частини СЕС

№	Блоки станції	Елементна база	$D_{\text{грі}}, \text{P}$	$D_{\text{гр}}, \text{P}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 КП4	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	10^4	
		Діоди Д220А	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристри Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РЛМ3216	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 5.8 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$ є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт ослаблення і відповідно його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4,79 \text{P/год}$);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 87600$ год (10 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год).

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 2$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,79(\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{2} = 1417,7 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{\text{гр}} > D_m$, то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4,79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,79} = 2378 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 1417,7 \text{ Р}$, а допустима – 10^4 Р . Отже, електрична частина сонячної електричної станції є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 2378 год., при рівні радіації 4,79 Р/год.

5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_v \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,6 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{\text{гi}} = E_v \cdot l_{\text{гi}}, \text{ В},$$

$$U_{\text{гi}} = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{\text{вi}} = E_r \cdot l_{\text{в}}, \text{ В},$$

$$U_{\text{вi}} = 10,6 \cdot 0,5 = 5,3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.3)$$

де N – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)};$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)};$$

$$U_{\dot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{r(b)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної та вертикальної складової напруженостей:

$$K_{\sigma_{r1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5300} = -52,47 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{v1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,3} = 7,5 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{r2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5300} = -46,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{v2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,3} = 13,54 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{r3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22,46 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{v3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,3} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків СЕС

№	Найменування блоків	K_{σ_r} , дБ	K_{σ_v} , дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості блоку живлення $K_{\sigma_{\min}} = -52,47$ (дБ), блоку управління $K_{\sigma_{\min}} = -46,45$ (дБ), а силового кола $K_{\sigma_{\min}} = -22,46$ (дБ). Отже, електрична частина СЕС є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - K_{\sigma_{\min}}. \quad (5.4)$$

Для блоку живлення:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ);}$$

для блоку управління:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ);}$$

для блоку силових елементів:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ).}$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоку живлення:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см);}$$

для блоку управління:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см);}$$

для блоку силових елементів:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см).}$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична частина СЕС залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Після проведених розрахунків визначено, що робота системи автоматики стійка при заданому рівні радіації 4,25 Р/год. До дії ЕМП система керування виявилась нестійкою.

Застосування екранування блокам управління і автоматики СЕС суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів станція буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,6 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення довжини струмопровідних частин шляхом вдосконалення схемокомпоновки та екранування кабелів живлення, елементів управління та автоматики СЕС.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ.

Основні результати досліджень є такими:

1. Оскільки збільшення кількості ВДЕ призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення ВДЕ від енергосистеми, синхронізації ВДЕ з енергосистемою, то постає задача розробки єдиного стандарту. Цей стандарт буде регламентувати під'єднання на паралельну роботу ВДЕ в Україні з урахуванням стратегії розвитку електричних мереж та перспектив впровадження технологій концепції Smart Grid у національну електричну мережу. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування ВДЕ та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

2. 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 відновлюваних джерел електроенергії 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 нетрадиційних джерел електроенергії.

3. Результати дослідження впливу ВДЕ на втрати електроенергії в електричних мережах дозволяють стверджувати, що у більшості випадків для ВДЕ їх робота призводить до зменшення втрат.

4. В результаті виконання розрахункового експерименту на прикладі Ямпільської розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання потужності 1830 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської

підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Крум Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами.– Новосибирск: Наука, 1981. – 315 с.
2. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. - Вінниця : ВНТУ, 2018. - 174 с.
3. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. — М.: ЭНАС, 2009. — 456 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.– М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Дерзский В.Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго // Энергетика и Электрификация. – 2002. - №4. – С. 18-22.
6. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983
7. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.
8. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
9. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983
10. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.
11. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

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

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

 (наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)
д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2020 р." " 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ
 ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

08-13.МКР.003.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., ст. викл.

_____ Поліщук А.Л.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-18м з/в

_____ Дячук В.В.

(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. Призначення об'єкту і галузь використання

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе підстанцію „Вінниця” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №8 та №14.

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 35/10 кВ входять споживачі електричної енергії.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат $\tau = 4000$ год/рік. Фідери Ф-14, Ф-8 на підстанції „Вінниця” працюють без компенсації реактивної потужності.

4. Технічне завдання

Для схеми електричної мережі (рисунок 3.2 та 3.4) задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Конструктивне виконання

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

7. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

8. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Вінницьким РЕМ.

9. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

10. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

11. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

12. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

Додаток Б**Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи**

Завідувач кафедри

(назва кафедри)

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

(підпис)

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)