

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
"Вінницяобленерго" з дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та
елегазових вимикачах»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Поліщук А. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС



Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

«05» травня 2023 р.

Опонент: доц. каф. ЕССЕМ, П. Д.




Кобець О. В.

(прізвище та ініціали)

«12» травня 2023 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

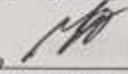
(прізвище та ініціали)

«04» травня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


18 вересня 2023 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Поліщуку Андрію Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових вимикачах».

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року



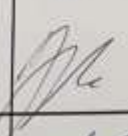
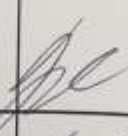


3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових вимикачах». 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Розподіл причин відмов вимикачів. 6. Показники надійності роботи вимикачів. 7. Дефекти та ремонт елегазових вимикачів
8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		


7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пріміт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	виз
2	Прогнозування графіків навантаження	24.09.23	29.09.23	виз
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	виз
4	Дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та електричних вимикачах	11.10.23	28.10.23	виз
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	виз
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	виз
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	виз
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	виз
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	виз
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	виз
11	Захист МКР	За графіком		виз

Студент

Керівник роботи


(підпис)

А. В. Поліщук



В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Поліщук Андрій Володимирович «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових вимикачах». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 104 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 18; табл. 28.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Робота складається із вступу, 5 розділів, висновків.

Зроблено дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових вимикачах.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує відкриті розподільчі установки.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Ключові слова: підстанція, відкрита розподільна установка, заземлення, розподільна установка, трансформатор, коротке замикання, проектування.

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Polishchuk Andrii Volodymyrovych "Development of a fragment of the electrical network of the joint-stock company "Vinnytsiaoblenergo" for the study of damage and failures in air and electric gas switches." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 104 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 26 titles; Fig.: 18; table 28.

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

The work consists of an introduction, 5 chapters, and conclusions.

A study of damage and failures in air and gas circuit breakers was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, substation operation costs and payback period were determined.

Key words: substation, open switchgear, grounding, switchgear, transformer, short circuit, design.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	8
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі	9
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	13
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	16
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	22
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .	22
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	26
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	30
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	32
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій	32
2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	33
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції.....	35
2.6. Оцінювання балансу потужностей	39
2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	39
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	41
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	41
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	42
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ ТА ВІДМОВ У ПОВІТРЯНИХ ТА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧАХ	46
3.1. Причини відмови високовольтних вимикачів.....	47
3.2. Огляд показників надійності роботи обладнання.....	52
3.3. Огляд існуючих моделей відмов вимикачів	54
3.4. Аналіз існуючих моделей відмов вимикачів	62
3.5. Аналіз моделі відмов вимикачів з урахуванням причин виникнення відмов..	74
3.6. Пошкодження та профілактика елегазових вимикачів	77
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	84
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	92
5.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання	93
5.2. Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації	93
5.3. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	94
5.4. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	95
5.5. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	96
5.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	97
5.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій ..	99
ВИСНОВКИ.....	100
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ І ЛІТЕРАТУРИ	102
ДОДАТОК А	105

ДОДАТОК Б.....	106
ДОДАТОК В	113
ДОДАТОК Г	122
ДОДАТОК Д.....	123
ДОДАТОК Е	124
ДОДАТОК Є	125
ДОДАТОК Ж	126
ДОДАТОК З.....	127

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

РП – Розподільчий пристрій;

ЕЕС – Електроенергетичні системи;

КЗ – Коротке замикання;

ВВ – Високовольтні вимикачі;

ТО – Технічне обслуговування;

АПВ – Автоматичне повторне включення;

ПЛ – Повітряні лінії;

КЛ – Кабельні лінії;

РЗА – Релейний захист та автоматика;

ДЗШ – Диференційний захист шин;

ЛЕП – Лінія електропередачі.

ВСТУП

Актуальність теми. Дослідження пошкоджень і відмов високовольтних вимикачів (ВВ), що є ключовими компонентами передачі електроенергії від генерації до споживання, мають важливе значення для забезпечення стабільності та безпеки електроенергетичних систем (ЕЕС). Вони використовуються для налагодження роботи ЕЕС та управління потоками електроенергії, відключення пошкоджених складових системи та обмеження подальших аварій.

Знос, старіння, вплив робочих струмів у різних режимах та умови навколишнього середовища, а також недостатнє або несвоєчасне технічне обслуговування, особливо в складній конструкції цих вимикачів, спричиняють різноманітні види пошкоджень. ВВ представляють собою складне механіко-електричне обладнання, а кумулятивний вплив зазначених факторів призводить до ослаблення механічних з'єднань, погіршення ізоляційних характеристик, поломок важливих елементів, таких як котушки вмикання/вимикання, а також до ерозії або поломок контактів та інших частин.

Це призводить до погіршення робочих характеристик та надійності вимикачів, що в подальшому може призвести до повної відмови у виконанні їх функцій, скорочення терміну служби та неочікуваного виведення з експлуатації. Отже, надзвичайно важливим стає точне оцінювання фактичного технічного стану високовольтних вимикачів в таких умовах

Мета і задачі дослідження. даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками, а також, дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових високовольтних вимикачів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі, як:

проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;

проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;

розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу;
виконати аналіз існуючих моделей відмов високовольтних вимикачів;
дослідити вплив схеми розподільчого пристрою на надійність
високовольтних вимикачів.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж та високовольтні вимикачі.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС та пошкодження і відмови високовольтних вимикачів.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні необхідності дослідження причин та наслідків відмов вивмикачів.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати обговорюваоись на ЛІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2023).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 959, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 19198270. \end{cases}$$

звідки $a' = -2813,45$, $b' = 1,442$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,442T - 2813,45$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

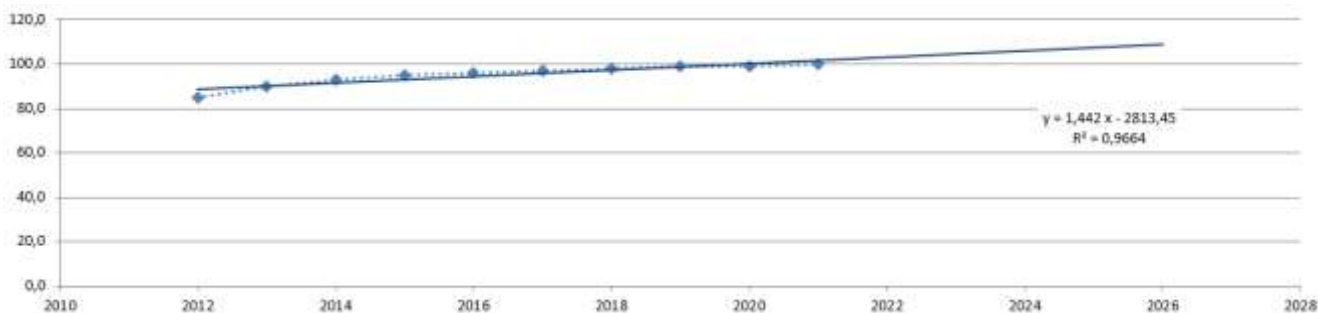


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 108 %, що на 8% більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток Г) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережні відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1,93 МВт;
- в трансформаторах – 1,05 МВт з них холостого ходу 0,64 МВт та навантажувальні 0,42 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	6-204	202-2	203-3
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95
Допустимий струм, А	300	300	300
Розрах. струм, А	4	96	31

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	3	6
Напруга вузла,кВ	112,17	111,35	110,59

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування

додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускну здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 3 Літин – 111,35 кВ, №2 Петрик – 112,17 кВ, №6 Хмільник – 110,59 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних витрат. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1. Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати B_i можна записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.1)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.2)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4342 год/рік для $T_{нб} = 5800$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір,

який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).
Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дискontованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дискontовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
3	701	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	0,769	2594,8
2	701	2,6	13	110	1573,680	0,131	6546,5	1,999	6746,4
6	702	2,8	14	110	1573,680	0,131	7050,1	2,153	7265,4
702	703	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	0,769	2594,8
703	704	2	10	110	1573,680	0,131	5035,8	1,538	5189,6
704	701	1,2	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,923	3113,7

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дискontованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дискontовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дискontовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дискontовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a' , тис. грн	Коефіцієнт b' , тис. грн/МВт	Дискontовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дискontовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дискontовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
3-701	1	2645,8	2599,8	2702,1	2517,9	9,919	2645,8	2620,2	2671,4
2-701	2,6	6879,2	6759,4	7025,6	6546,5	25,789	6879,2	6812,6	6945,7
6-702	2,8	7408,4	7279,4	7566,0	7050,1	27,772	7408,4	7336,7	7480,0
702-703	1	2645,8	2599,8	2702,1	2517,9	9,919	2645,8	2620,2	2671,4
703-704	2	5291,7	5199,6	5404,3	5035,8	19,837	5291,7	5240,5	5342,9
704-701	1,2	3175,0	3119,7	3242,6	3021,5	11,902	3175,0	3144,3	3205,7

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Дов-жина, км	Орієн-товна пот. P, що переда-ється по ЛЕП, МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
3-701	1	2645,8	2621,5	2672,7	205,1	2645,8	2381,3	2910,4	2645,8
2-701	2,6	6879,2	6816,0	6949,0	533,3	6879,2	6191,3	7567,1	6879,2
6-702	2,8	7408,4	7340,3	7483,6	574,3	7408,4	6667,5	8149,2	7408,4
702-703	1	2645,8	2621,5	2672,7	205,1	2645,8	2381,3	2910,4	2645,8
703-704	2	5291,7	5243,1	5345,4	410,2	5291,7	4762,5	5820,8	5291,7
704-701	1,2	3175,0	3145,8	3207,3	246,1	3175,0	2857,5	3492,5	3175,0

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	15,40
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	8,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	2,40
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,00	-12,00
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	1831,188	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																
																0,000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	1831,188	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326
Дисконтовані витрати, тис. грн																
																13457,345

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326
Дисконтовані витрати, тис. грн																
																13457,345

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00	
702	0	0	1	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	0,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-32,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345	
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019	
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13457,345

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 6 – 702 довжиною 14 км тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

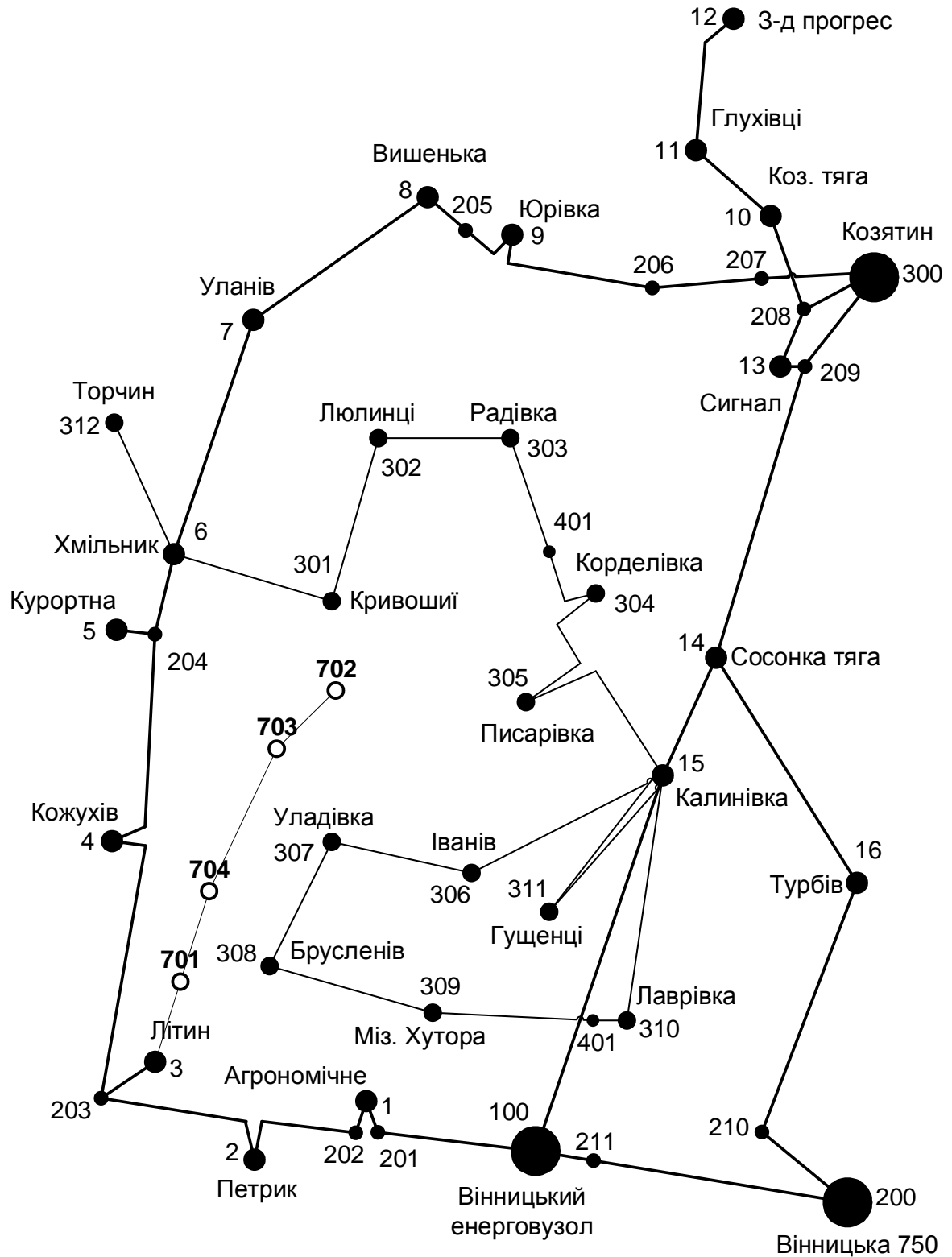


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

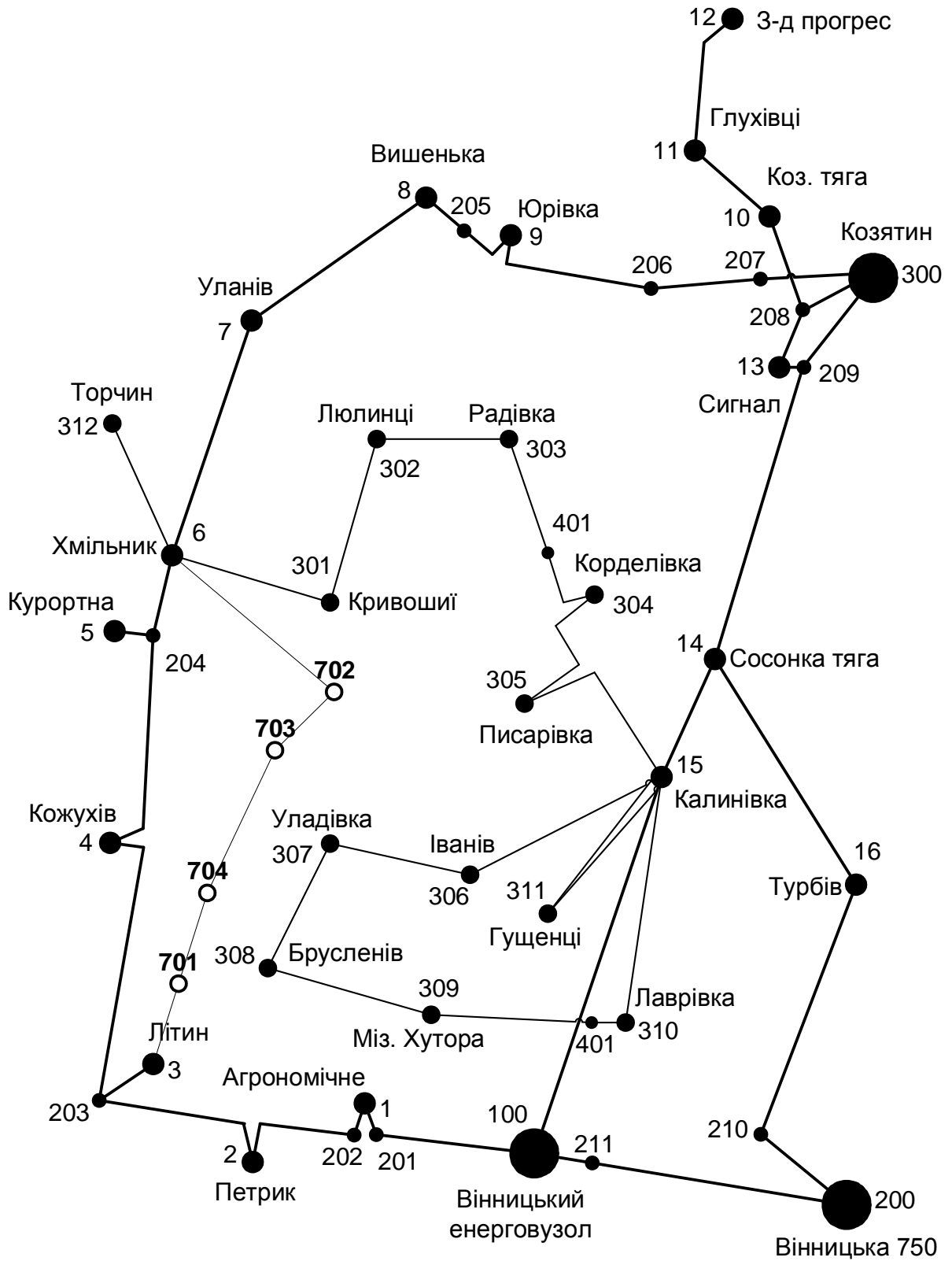


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704).

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.6)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.7)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.8)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.8).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot I_i \quad (2.9)$$

Коефіцієнти a_i та v_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 6-702 та 702-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-702} + \Delta L_{702-703} = 14 + 5 = 19 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 703-704 та 704-701. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 3 - 701. Результати розрахунків подано в табл.2.6.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
1	1	6-702	14	11,23	19	24833,9	33649,42	28041,18	28041,18
		702-703	5	2,59		8815,519			
	2	3-701	5	3,67	11	8818,561	19484,4	16237	16237
		701-704	6	12,97		10665,84			
	3	6-702	14	8,64	14	24769,06	24769,06	20640,88	20640,88
4	3-701	5	16,64	5	8937,1	8937,1	7447,584	7447,584	

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
2	11	703-704	10,00	2,59	16	17631,04	28264,22	19627,93	47669,11
		704-701	6,00	10,38		10633,18			
	12	3-701	5	3,67	11	8818,561	19484,4	13530,83	41572,02
		701-704	6,00	12,97		10665,84			
	13	703-704	10	12,97	15	17776,4	26713,5	18551,04	46592,23
		3-701	5	16,64		8937,1			
	21	704-703	10	12,97	15	17776,4	26637,38	18498,18	34735,18
		703-702	5	10,38		8860,985			
	22	6-702	14	11,23	19	24833,9	33649,42	23367,65	39604,65
		702-703	5	2,59		8815,519			
	23	704-703	10	12,97	24	17776,4	42545,46	29545,46	45782,46
		6-702	14	8,64		24769,06			
	31	702-703	5	10,38	15	8860,985	26637,38	18498,18	39139,07
		703-704	10	12,97		17776,4			
32	3-701	5	3,67	11	8818,561	19484,4	13530,83	34171,72	
	701-704	6	12,97		10665,84				
41	6-702	14	11,23	19	24833,9	33649,42	23367,65	30815,24	
	702-703	5	2,59		8815,519				
42	6-702	14	8,64	20	24769,06	35434,9	24607,57	32055,15	
	701-704	6	12,97		10665,84				

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	111	3-701	5	12,31	5	8880,691	8880,691	5139,289	52808,4
	121	703-704	10	8,61	10	17691,72	17691,72	10238,26	51810,28
	131	701-704	6	4,35	6	10585,22	10585,22	6125,705	52717,93
	211	6-702	14	2,64	14	24683,78	24683,78	14284,6	49019,78
	221	704-703	10	8,61	10	17691,72	17691,72	10238,26	49842,92
	231	703-702	5	6	5	8828,7	8828,7	5109,201	50891,66
	311	704-701	6	4,35	11	10585,22	19465,91	11264,99	50404,06
		701-3	5	12,31		8880,691			
	321	702-703	5	6	15	8828,7	26520,42	15347,46	49519,18
		703-704	10	8,61		17691,72			
	411	703-704	10	8,61	16	17691,72	28276,94	16363,9	47179,21
		704-701	6	4,35		10585,22			
	421	702-703	5	6	15	8828,7	26520,42	15347,46	47402,62
		703-704	10	8,61		17691,72			

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 2.7 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 411 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
411	703-704	10	8,61	12,96	17691,72	28276,94	16363,97	47037,1
	704-701	6	4,35		10585,22			
41	6-702	14	2,64	19	24683,78	33512,48	23272,56	30673,13
	702-703	5	6		8828,7			
4	3-701	5	12,31	5	8880,691	8880,691	7400,576	7400,576

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

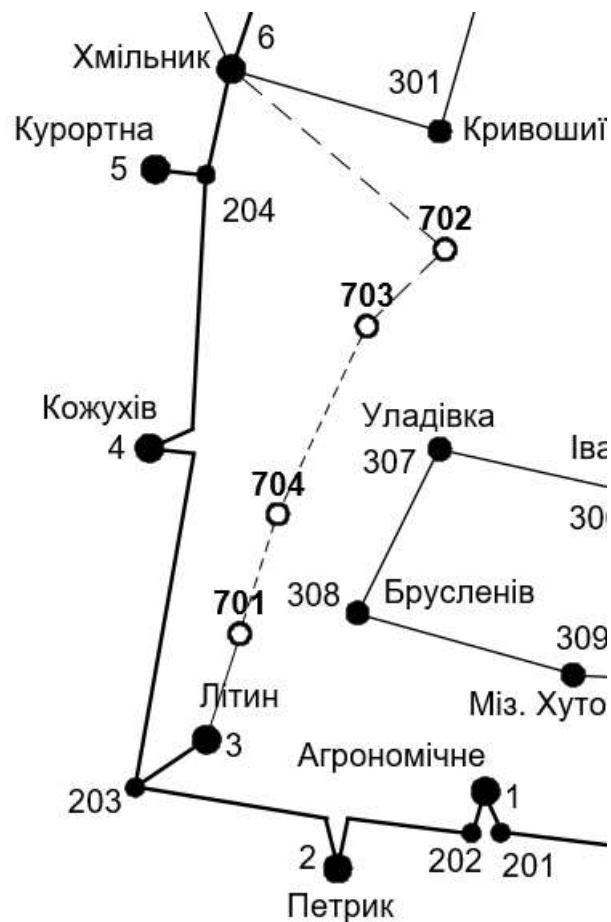


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 3-701;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 6-702 та 702-703;

На третьому році:-702

----- будівництво ліній електропередач: 703-704 та 704-701;

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП I_{\max} та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за формулою 2.10

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.10)$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5800$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

$$I_{\text{розр}3-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{16,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-704} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-703} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{8,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 47,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-702} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{6,0}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33,07 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-6} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 25,2 \text{ (A)};$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (5800 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 2.11:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (2.11)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{\text{розр}3-701} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{89,8}{0,7} = 118,3(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}701-704} = \frac{24,5}{0,7} = 35(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}704-703} = \frac{47,9}{0,7} = 68,4(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}703-702} = \frac{33,1}{0,7} = 47,2(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}702-6} = \frac{24,25}{0,7} = 34,6(\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокласти проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі.

Проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

- 1й – розрив лінії 3-701;
- 2й – розрив лінії 3-701 та відсутня генерація на СЕС (704);;
- 3й – розрив лінії 6-702;
- 4й – розрив лінії 6-702 та відсутня генерація на СЕС (704);
- 5й – розрив лінії 701-704;
- 6й – розрив лінії 704-703.

Отримані результати представлені у таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Марка проводу
3-701	0	0	109,4	165,9	101,62	54,2	165,9	390	АС-120/19
701-704	101,7	101,7	26,26	64,3	0	67,9	101,7		АС-120/19
704-703	54,38	102,01	64,6	64,6	67,8	0	102,01		АС-120/19
703-702	65,5	117,1	49,8	49,8	54,4	12,1	117,1		АС-120/19
702-6	110,4	169,08	0	0	25,6	64,5	169,08		АС-120/19

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.12)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (2.12) маємо:

$$S_1 \geq \frac{19,3}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,86} = 13,8 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.9 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		ц _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості режиму максимальних навантажень здійснюється згідно формули 2.13

$$K_{з.на} = \frac{S_{наб}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (2.13)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.на} = \frac{19,3}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з3.на} = \frac{2,9}{2 \cdot 2,5} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.на} = \frac{9,5}{2 \cdot 6,3} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з4.на} = \frac{12,9}{2 \cdot 10} = 0,65 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7 - 0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.2.9.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 2.8).

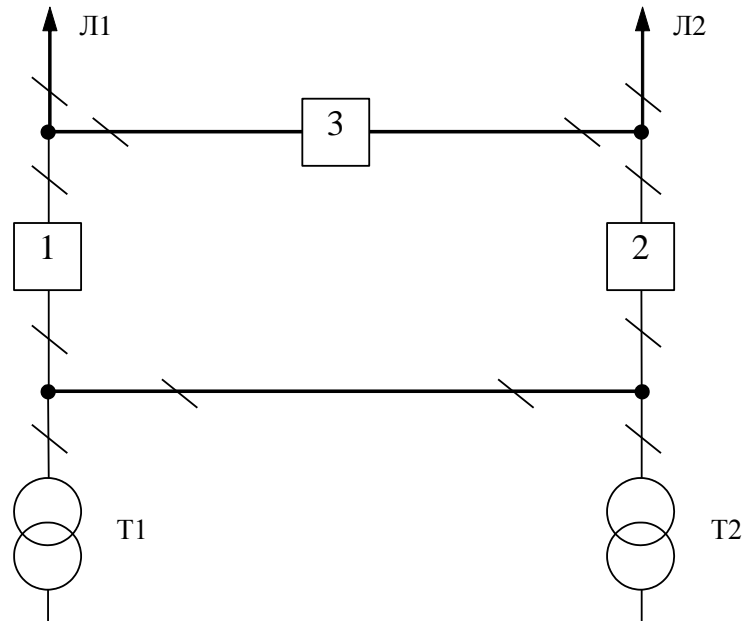


Рисунок 2.8 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», оскільки кількість приєднань збільшиться до 3-х (рис. 2.9).

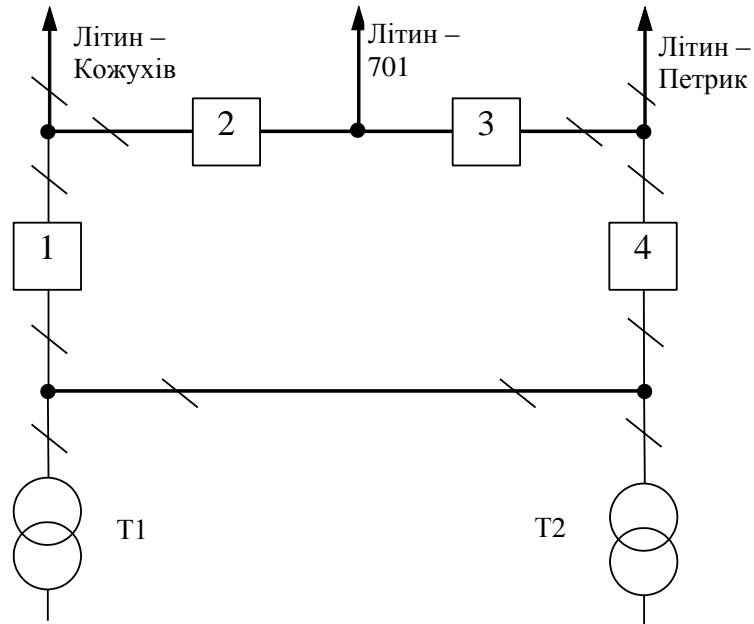


Рисунок 2.9 – Схема відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» розрахована на кількість приєднань до 3-6. Дана схема зможе працювати і з ще 1-м приєднанням.

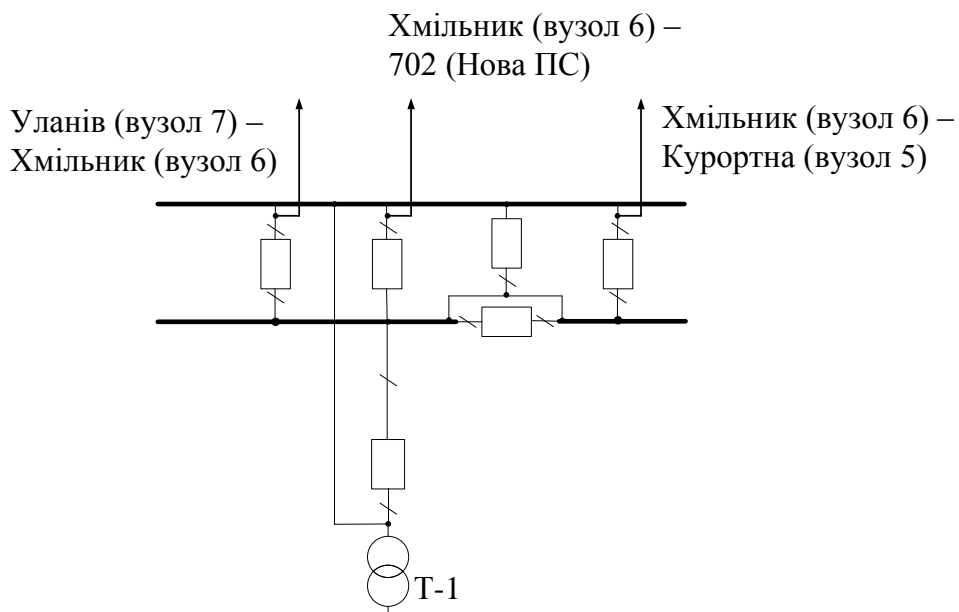


Рисунок 2.10– Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми сонячної станції – вузла 501.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.14)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.14) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^1 = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9997$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2,П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}),$$

де $T_{П1} = 45$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.10).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.11).

Таблиця 2.10 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 704)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0314		G1, W1, D (W2, G2) – T ₀	G1, W1, G2, W2 – T ₀
			G1, W1, D (W2, G2) – T _B	G1, G2 D (W2, W1) – T _B
Q2	0,0314	G2, G1, W2, W1 – T ₀		G1, W1, G2, W2 – T ₀
		G1, W1, D (W2, G2) – T _B		G2, W2 D (W1, G1) – T _B
Q3	0,0314	G2, G1, W2, W1 – T ₀	G2, W2, D (W1, G1) – T ₀	
		G1, G2, D (W2, W1) – T _B	G2, W2, D (W1, G1) – T _B	

Таблиця 2.11 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G2, G1, W2, W1	4	1	0,0314	0,1256
G2, G1, D (W1, W2)	2	15,5	0,0314	0,0628

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обчислення збитку від невідпуску електроенергії (2.15), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.16) та невідпуск електроенергії (2.17).

Питомий збиток, пов'язаний з невідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0= 540$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.15)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.16)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.17)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 2.12 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{\text{рік}}$, МВт·год	$\Delta W_{\text{нд}}$, МВт·год	$M_{\text{зб}}$, тис. грн.
80 040	0,41	221,436

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне генерування. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,702,703,704 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.18)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 27,88 + 0.05 \cdot 27,88 = 26,5 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.19)$$

$$Q_{\Gamma} = 26,5 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,42 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.20)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 3-701:

$$Q_{\text{ЛЕП3-701}} = 106,43^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5) = 0,161 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,161 + 0,194 + 0,323 + 0,161 + 0,449 = 1,288 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 15,07 = 14,3 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 14,3 = 1,43 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 14,3 + 1,43 - 1,288 - 8,42 = 6,022 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 14,3 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 8,42 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6300-900 УЗ на 6300 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 702.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{\text{ном}}$.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.13).

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	111,53	101,55	113,71
702	111,24	101,21	113,43
703	111,31	101,29	113,5
704	111,55	101,56	113,74

Таблиця 2.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	10,23	9,23	10,45
702	10,16	9,14	10,38
703	10,77	9,72	10,99
704	10,68	9,72	10,89

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Г).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.21)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.22)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10,5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.23)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.24)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.24) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.22) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{Т701} = \frac{(16,64) \cdot (4,68 / 2) + (9,87) \cdot (86,7 / 2)}{111,53} = 4,19 \text{ кВ}$$

За (2.23) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т701б} = \frac{111,53 - 4,2}{10,5} = 10,22$$

Ближчий за табл. 2.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т701д} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.21).

$$U_{НН701д} = \frac{111,53 - 4,2}{10,298} = 10,42 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.15 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВДП																	
К _{Тб}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,18	10,22	10,42	10	10,298	0,0971
702	4,47	10,16	10,52	11	10,141	0,0986
703	3,36	10,28	10,48	10	10,298	0,0971
704	0,46	10,66	10,31	7	10,768	0,0928

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ ТА ВІДМОВ У ПОВІТРЯНИХ ТА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧАХ

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках різних номінальних напруг. Він призначений для увімкнення та вимкнення електричних кіл в різних режимах роботи електричних мереж: тривалому навантаженні, перевантаженні, короткому замиканні, холостому ході, несинхронній роботі. Найбільш важкою і відповідальною операцією є вимкнення струмів коротких замикань (КЗ) і увімкнення вимикача на відповідне коротке замикання.

Більшість високовольтних вимикачів (включаючи їх приводи) призначені для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою від 6 до 750 кВ включно.

На сьогоднішній день до 60 % електрообладнання ЕЕС України або експлуатується понад нормативний строк експлуатації, або підходить до граничного терміну експлуатації. До такого обладнання відносяться і високовольтні (елегазові) вимикачі, які вже відпрацювали по 14- 16 років та наближаються до термінів проведення капітальних ремонтів.

Високовольтні вимикачі (ВВ) як один з основних компонентів передачі "генерація-споживання електричної енергії" відіграють визначальну роль у забезпеченні надійного та безпечного функціонування електроенергетичних систем (ЕЕС) у нормальних та аварійних умовах їхньої експлуатації. Тому дослідження їх надійності є першочерговою задачею, адже вони використовуються для конфігурування ЕЕС і керування потоками електроенергії, відключення пошкоджених частин ЕЕС і обмеження розвитку подальших аварій. Через знос та старіння, що відбуваються в процесі експлуатації, вплив робочих струмів у різних режимах ЕЕС та вплив навколишнього середовища, неякісне чи несвоєчасне технічне обслуговування (ТО) в цьому надто складному за конструкцією обладнанні виникають різного

роду пошкодження. ВВ є складним за своєю конструкцією механіко-електричним обладнанням. Сукупна кумулятивна дія зазначених факторів спричиняє ослаблення механічних кріплень, погіршення ізоляційних властивостей, поломки котушки вмикання/вимикання, ерозію та (або) поломки основних контактів, воронки і розширення сопел дугогасних камер та інші пошкодження. Це призводить до зниження робочих характеристик та надійності вимикачів, що з часом може стати причиною повної відмови у виконанні ними своїх функцій, зменшення строку служби і передчасного виведення з експлуатації. А також до аварій, пов'язаних із втратою ізоляційних характеристик вимикача, є пошкодження фарфору, ущільнювачів та прокладок, розгерметизація ізолюючого середовища, втрата тиску газу (повітря, елегазу), надмірна температура газу, відмова регулюючого клапана тиску повітря (для повітряних ВВ), надмірна вологість і зменшена щільність елегазу. Відомо що 38% пошкоджень електричної та діелектричної природи елегазових вимикачів спричинені витоком елегазу, включно і через ущільнення валу приводу. В цих умовах особливо важливим є достовірне оцінювання фактичного технічного стану високовольтних вимикачів. Основним показником технічного стану високовольтних вимикачів є їхній ресурс, визначення якого представляє собою важливу та складну задачу.

3.1. Причини відмови високовольтних вимикачів

Першочерговою вимогою до високовольтних вимикачів, які встановлені в розподільних пристроях, є надійність. Від вдалого проведення комутаційних операцій залежить подальша робота підстанції та енергосистеми в цілому. До показників надійності можна віднести: інтенсивність відмов λ , 1/рік; період нормальної експлуатації T_0 , років (годин); ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$. Інтенсивність відмов підтверджується досвідом експлуатації, а оцінку показників надійності виконують на основі аналізу статистики відмов в

експлуатації [1]. Високовольтні вимикачі мають три найбільш характерні періоди роботи (рис. 3.1).

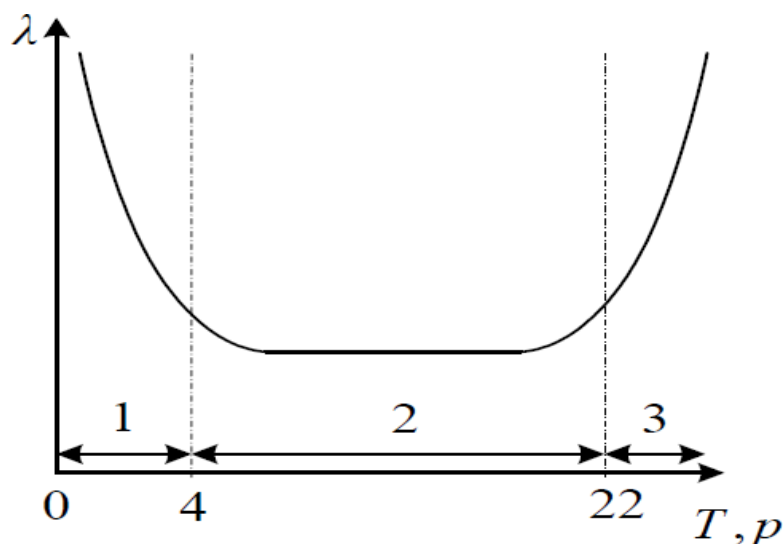


Рисунок 3.1 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів:

1 – припрацювання ($0 < t < t_1$); 2 – нормальна експлуатація ($t_1 < t < t_2$);

3 – старіння чи зношеність ($t > t_2$).

Як показано на рис. 1 велика кількість відмов вимикачів виникає в перші роки експлуатації (період припрацювання) та в кінці терміну експлуатації (період старіння або зношеності) згідно з паспортним ресурсом. Період припрацювання характеризується інтенсивністю відмов викликаних відхиленням від вимог конструкторсько-технологічної документації. Період старіння або зношеності характеризується різким збільшенням інтенсивності відмов зумовлених зношеністю. Період нормальної експлуатації характеризується мінімальною і постійною інтенсивністю раптових відмов [2].

Пошкодження комутаційних апаратів відбуваються в стаціонарному стані і при виконанні ними операцій: відключення коротких замикань, навантажень, оперативних перемикачів і т.д.

Основними причинами пошкодження комутаційних апаратів є: неспрацьовування приводів; механічні пошкодження; знос дугогасильних

пристроїв; обгорання контактів; перекриття ізоляції при зовнішніх і внутрішніх перенапруженнях.

Розглянемо приблизний розподіл причин відмов вимикачів. У масляних вимикачів вони приведені на рис.3.2, а у повітряних - на рис. 3.3. Тут і далі причини відмов показані в процентному співвідношенні.

Розподіл причин відмов масляних вимикачів



Рисунок. 3.2 - Приблизний розподіл причин відмов масляних вимикачів

Розподіл причин відмов повітряних вимикачів

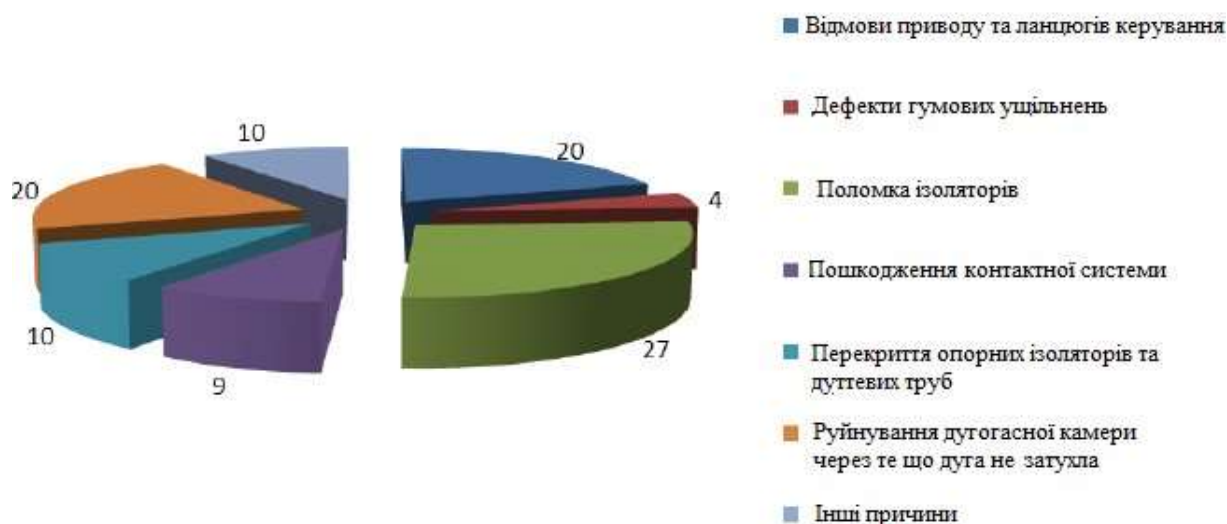


Рисунок 3.3 - Приблизний розподіл причин відмов повітряних вимикачів

В даний час до 33% відмов масляних вимикачів відбувається при виконанні їх основної функції - відключенні струмів коротких замикань (к.з.) і в переважній більшості випадків (66 - 100%) відмова супроводжується к.з. в середині комірці, а, отже, і на шинах. У повітряних вимикачів число відмов, пов'язаних з відключенням струмів к.з., лежить в межах 14 - 25%, але число відмов, що супроводжуються к.з. в комірці також високе (20 - 100%).

Головним недоліком вакуумних вимикачів і комплектних розподільних пристроїв (КРП) є недостатня механічна міцність, розгерметизація дугогасного пристрою внаслідок поганої пайки.

Проаналізувавши експлуатацію елегазових вимикачів, які введені в роботу на підприємствах України, було встановлено такі причини відмов: обрив скло епоксидних тяг в дугогасильній камері; розірвання дугогасильних камер під час виконання неуспішного АПВ на елегазовому вимикачі LTB800E/4 з причини нездатності вимкнення вимикачем струму майже 500 А (холостий струм лінії); втрата тиску дугогасильного середовища; спалення електромагнітів вмикання та вимкнення; порушення кріплення ковзких контактів до дугтєвого циліндра, що в свою чергу призвело до пробою ізоляційного проміжку між рухомим та нерухомим контактами вимикача, який

виконав 6718 циклів; зафіксовано відмови бакових елегазових вимикачів з причини блокування кіл управління, які спричинила мала потужність і низька надійність обігрівальних приладів баків [3, 4,5, 6]. Діаграма розподілу відмов для елегазових вимикачів зображена на рис. 3.4.

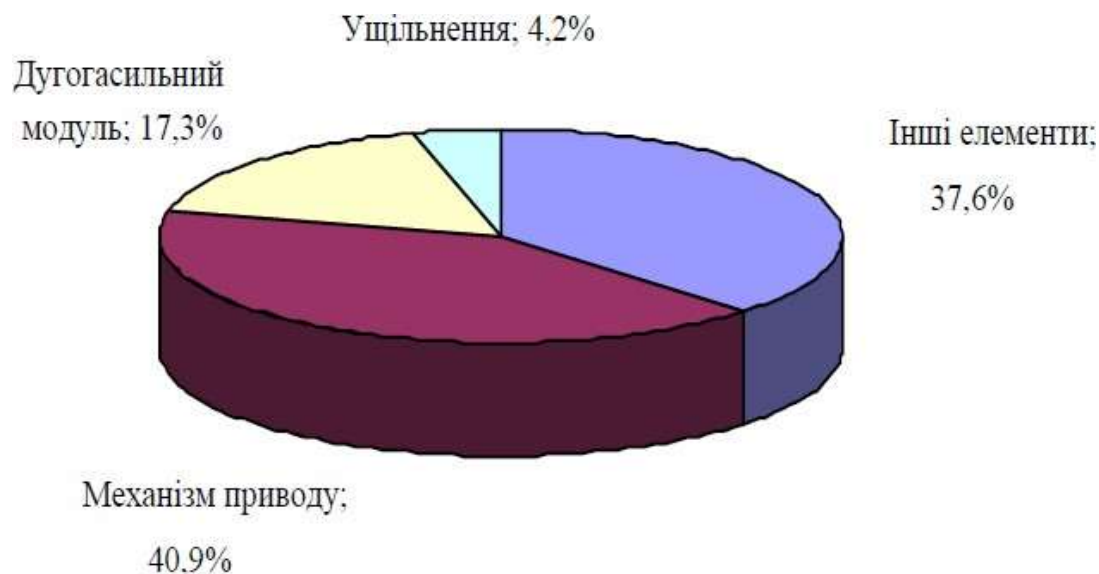


Рисунок 3.4 – Діаграма відмов елегазових вимикачів

Тривалість відновлення комутаційних апаратів зростає зі збільшенням номінальної напруги електроустановок і, як правило, співставна з тривалістю відновлення повітряних ліній.

Відмови в комплектних розподільних пристроях розподіляються наступним чином: недоліки експлуатації (попадання на обладнання вологи і пилу, а також тварин через незачинені отвори, помилкові дії персоналу і ін.) - 24,8%; старіння матеріалів в процесі експлуатації - 11,7%; недоліки виготовлення і конструкції - 9,7%; вплив кліматичних і атмосферних умов - 9%; нерозрахункові режими в мережі - 11,7%; дефекти ремонту - 4,7%; монтажу - 2,4%; інші дії - 23%.

3.2. Огляд показників надійності роботи обладнання

Надійність є комплексним величиною, що включає в себе можливості виконання заданих функцій у заданому об'єкті при певних системах функціонування [7]. Вона включає в себе окремі властивості надійності, такі як безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, живучість, збереженість та ін. Кожна одинична властивість надійності відображається набором одиничних показників надійності. Конкретні показники, що використовуються при оцінці надійності, визначають типовий результат роботи та виборним методом дослідження. Найбільш важливі завдання, при вирішенні яких необхідно використовувати показники надійності окремих одиниць обладнання, є завданням визначення структурної надійності, у тому числі надійності схем розподільчих пристроїв.

Розподільчі пристрої є частиною електричних станцій і підстанції. Оцінка їх надійності заснована на використанні наступних одиничних показників надійності обладнання:

- середнього параметра потоку відмов ω (далі по тексту параметр потоку відмов або частота відмов),
- середнього часу відновлення T_v ,
- частоти ремонтів μ ,
- середньої тривалості ремонтів T_p .

Частота ремонтів (капітальних, середніх, поточних) і їх середня тривалість регламентована нормативними документами [8] і інструкціями заводів-виробників. Значення цих показників наведені у відповідній довідковій літературі [9, 10]. Середній час відновлення (середній час проведення аварійного ремонту) визначається як математичне сподівання випадкової величини - часу відновлення, виходячи зі статистичних даних відновлення обладнання. На практиці при обчисленні даного показника застосовується статистичний аналог математичного очікування - середнє арифметичне

значення. Таким чином, перші три показника визначаються видом, типом і класом напруги розглянутого обладнання і є або строго детермінованими в рамках існуючої системи планово- попереджувальних ремонтів обладнання, або визначаються виходячи з практики проведення аварійних ремонтів.

Параметр потоку відмов є найбільш важливим з перерахованих вище показників надійності. Він визначає експлуатаційну надійність даного обладнання. Для відновлюваних об'єктів параметр потоку відмов може бути визначений статистично за формулою:

$$\omega = \frac{m}{n \times \Delta t}$$

де m - кількість одиниць обладнання, що відмовило; n - загальне число обладнання що розглядається ot - інтервал часу спостережень, виражений в роках.

При використанні в розрахунках структурної надійності значень частот відмов, визначених за формулою 3.1, доводиться приймати допущення про те, що кожна конкретна одиниця устаткування схеми буде працювати в аналогічних умовах, що і усереднена статистичними методами одиниця устаткування. Такий підхід є цілком виправданим для ряду електротехнічного обладнання (трансформаторів, автотрансформаторів, енергоблоків, електродвигунів), для якого параметр потоку відмов слабо залежить від будь-яких факторів, або визначення такої залежності є складною або не вирішуваною задачі.

Параметр потоку відмов повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередач, збірних шин РП визначається виходячи з питомих показників. Для ПЛ і КЛ він залежить від довжини лінії і при практичних розрахунках визначається за формулою:

$$\omega_{л} = \omega_{0л} \cdot L/100 \quad (3.1)$$

де $\omega_{0л}$ - питома значення частоти відмов лінії, приведені до 100 кілометрів, L - довжина лінії, виражена в кілометрах.

Параметр потоку відмов збірних шин розподільних пристроїв залежить від кількості приєднань

$$\omega_{л} = \omega_{0ш} \cdot n_{\text{прієд.}} \quad (3.2)$$

де $\omega_{0ш}$ – питоме значення частоти відмов на одне приєднання, $n_{\text{прієд.}}$ – число приєднань. Іноді проводиться диференціювання параметра потоку відмов шин для схем з оперативними функціями роз'єднувачів і без них.

З вищесказаного можна зробити висновок про те, що параметр потоку відмов більшості обладнання має або постійне значення, або визначається виходячи з питомих значень. Виняток становлять високовольтні вимикачі, визначення параметра потоку відмов яких представляє найбільший інтерес.

Для визначення середнього параметра потоку відмов конкретного вимикача використовуються математичні моделі відмов. Під моделлю відмов прийнято розуміти математичний опис процесу виникнення відмови [11]. За десятиліття розвитку теорії надійності в електроенергетиці модель відмов вимикачів еволюціонувала від спрощених до повних моделей, причому розвиток тих і інших на різних етапах проходив паралельно.

3.3. Огляд існуючих моделей відмов вимикачів

Високовольтні вимикачі є найважливішими елементами електроенергетичної системи. Відмови даних апаратів призводять до значних технічних і економічних наслідків. Тому найбільш пильну увагу вітчизняні та зарубіжні вчені приділяли визначенню показників надійності саме вимикачів.

Існуючі моделі відмов вимикачів можна розділити на чотири основні групи:

- прості моделі;
- моделі з урахуванням типу комутованого приєднання;
- моделі з урахуванням причин виникнення відмов;
- повні моделі.

Спочатку модель відмов вимикачів представляла собою модель відмов комірки розподільного пристрою. Параметр потоку відмов вимикача включав в себе частоти відмов всіх елементів, що входять в РП, а саме: власне вимикача з

приводом, роз'єднувачів, трансформаторів струму, ошиновки і ділянки збірних шин, що примикає до осередку РП. Надалі частота відмов збірних шин була виключена з параметра потоку відмов вимикача, а самі збірні шини при розрахунках надійності розглядалися як окремий елемент. Цей факт пояснюється використанням в країні схем з оперативними функціями роз'єднувачів, аварійність збірних шин в яких значно відрізнялася. Параметр потоку відмов вимикачів в спрощеній моделі без урахування причин виникнення аварійних відключень і їх наслідків визначається за формулою:

$$\omega_B = \omega_{\text{вим}} + \omega_{\text{роз}} + \omega_{\text{РЗА}} + \omega_{\text{ТС}} + \omega_{\text{ош}} \quad (3.3)$$

де $\omega_{\text{вим}}$ - параметр потоку відмов власне вимикача з приводом; $\omega_{\text{роз}}$ - параметр потоку відмов роз'єднувачів; $\omega_{\text{РЗА}}$ - параметр потоку відмов релейного захисту та автоматики; $\omega_{\text{ТС}}$ - параметр потоку відмов трансформаторів струму; $\omega_{\text{ош}}$ - параметр потоку відмов ошиновки в межах осередку.

Надалі спрощена модель відмов розвивалася у напрямку обліку різної пошкоджуваності вимикачів в залежності від типу комутуваних приєднань. Вимикачі поділялися на апарати, встановлені в ланцюгах ліній (лінійні вимикачі), з відповідним параметром потоку відмов $\omega_{\text{ЛВ}}$, і апарати, встановлені в інших ланцюгах (вимикачі інших приєднань), з частотою відмов $\omega_{\text{ПВ}}$. Дійсно, пошкоджуваність лінійних вимикачів сильно відрізняється від пошкоджуваності вимикачів інших приєднань через підвищену аварійність самих ліній і необхідність більш часто виводити дані приєднання в профілактичні ремонти. В результаті лінійними вимикачами виробляється набагато більша кількість операцій комутації струмів короткого замикання (КЗ). Причому в короткий інтервал часу можливо багаторазове відключення КЗ і включення на існуюче КЗ при роботі автоматики повторного включення (АПВ). Для лінійних вимикачів так само характерна підвищена кількість комутацій навантажувальних струмів. За даними [12] в залежності від рівня напруги співвідношення $\omega_{\text{ЛВ}} / \omega_{\text{ПВ}}$ знаходиться в діапазоні від 2 до 2,9 для повітряних вимикачів та від 2 до 7 - для масляних вимикачів.

Прикладом спрощеної моделі відмов вимикачів з урахуванням типу комутованого приєднання (лінія, інше приєднання) може служити модель, розглянута в роботі [13]. Відповідно до моделі, відмови вимикачів залежать від числа відключаються ними КЗ приблизно пропорційно протяжності L приєднаної до вимикача лінії електропередачі. Для визначення параметра потоку відмов лінійних вимикачів в [13] наводяться дві складові ω_1 та ω_2 одна з яких має постійне значення, а друга - залежить від довжини лінії. Значення частоти відмов обчислюється за формулою

$$\omega_B = \omega_1 + \omega_2 \cdot L/100 \quad (3.4)$$

Так само в роботі [13] модель відмов вимикачів вдосконалена з позиції створення підходу до обліку в частоті ушкоджень наслідків відмов. При цьому пропонується при аналізі надійності схем РП розрізняти раптові відмови вимикачів, що призводять до дії пристроїв резервування відмов вимикачів (УРОВ) або захисту збірних шин і відключення суміжних вимикачів, і відмови, які виявляються при обходах і оглядах і вимагають лише виведення вимикача під позаплановий ремонт. В роботі визначено коефіцієнт $k_{зш}$, що характеризує частку раптових відмов від загального числа відмов вимикача. При цьому параметр потоку раптових відмов можна визначити за формулою

$$\omega'_B = k_{зш} \cdot \omega_B \quad (3.5)$$

а параметр потоку відмов, виявлених при огляді

$$\omega''_B = (1 - k_{зш}) \cdot \omega_B \quad (3.6)$$

Надалі розвиток моделей відмов вимикачів йшов по шляху додаткового обліку причин виникнення відмов. Пропонувалися моделі з різною глибиною диференціювання. Спочатку зі структури відмов вимикачів була виділена складова, що характеризує частоту відмов вимикачів при автоматичному відключенні коротких замикань. Був введений параметр, що характеризує відносну пошкоджуваність вимикача при відключенні струмів КЗ a_B [14]. При цьому параметр потоку відмов пропонувалось вираховувати за формулою

$$\omega_B = p_B + a_B \cdot p_{ел} \quad (3.7)$$

де r_B - параметр потоку відмов вимикачів без урахування ушкоджень при відключенні КЗ;

$r_{ЕЛ}$ - сума частот відмов комутованих вимикачем елементів.

Потім в структурі параметра потоку відмов виділили складові ушкоджень вимикачів в статичному стані, під час оперативних перемикачів і при автоматичному відключенні пошкодженого приєднання або збірних шин. В роботі [15] пропонувалося враховувати внесок кожної складової відповідними коефіцієнтами $K_{СТ}$, $K_{ОП}$, $K_{КЗ}$, обчисленими для базової схеми. В якості базової приймалася схема з одним вимикачем на приєднання з підключеною лінією середньої довжини і при числі комутацій вимикачем 20 операцій в рік. Коефіцієнти $K_{СТ}$, $K_{ОП}$, $K_{КЗ}$ для схеми з одним вимикачем на приєднання становили 0,2; 0,6; 0,2 відповідно. Параметр потоку відмов вимикачів для інших схем з іншим числом оперативних перемикачів, вироблених вимикачами, або іншою довжиною ліній, що підключаються визначалося за формулою

$$\omega_B = \omega_{CP} \cdot \left(K_{СТ} + \frac{N_{Л} + N_{Т}}{20} \cdot K_{ОП} + \frac{L_{Д}}{L_{CP}} \cdot K_{КЗ} \right),$$

де $N_{Л}$ і $N_{Т}$ - число операцій, вироблених вимикачем в схемі для виведення в ремонт відповідно лінії і трансформатора; 20 - число операцій, вироблених лінійним вимикачем; L_{CP} - середня довжина лінії в схемі з одним вимикачем на приєднання; $L_{Д}$ - дійсна довжина лінії; ω_{CP} - частота відмов вимикачів для схеми з одним вимикачем на приєднання.

Найбільш повна модель відмов вимикачів з причин їх виникнення розглянута в роботі [16]. Приймаються до розгляду пошкодження вимикача в статичному стані, під час оперативних перемикачів і при автоматичному відключенні пошкодженого приєднання або збірних шин. Пошкодження в статичному стані і під час оперативних перемикачів складають власну частоту відмов вимикачів $\omega_{СОБ}$ - пошкодження при ліквідації вимикачем КЗ на суміжних елементах складають частоту відмов вимикача при автоматичному відключенні їм пошкоджених елементів зі АВТ. Середній параметр потоку відмов дорівнює сумі двох складових:

$$\omega_B = \omega_{\text{СОБ}} + \omega_{\text{АВТ}} = \omega_{\text{СТ}} + a_{\text{ОП}} \cdot N_{\text{ОП}} + a_{\text{КЗ}} \cdot \omega_{\text{ЭЛ}}, \quad ($$

де $\omega_{\text{СТ}}$ - частота відмов вимикача в статичному стані, 1 / рік; $a_{\text{ОП}}$ - відносна частота відмов під час оперативних перемикачів, 1 / операцію; $N_{\text{ОП}}$ - число операцій вироблених вимикачем в рік; $a_{\text{КЗ}}$ - відносна частота відмов при автоматичному відключенні коротких замикань, 1 / операцію; $\omega_{\text{ЭЛ}}$ - сума частот відмов суміжних елементів, при якій відключається вимикач, 1 / рік.

В роботі [17] модель уточнена з позиції врахування дій пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ). У модель розрахунку частоти відмов вимикачів приєднань з наявністю автоматичного повторного включення

$$\omega_B = \omega_{\text{СТ}} + a_{\text{ОП}} \cdot N_{\text{ОП}} + a_{\text{КЗ}} \cdot \sum_{i=1}^n (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \omega_{\text{ЭЛ}i},$$

не входять операції при роботі АПВ. Однак, вимикач при цьому відключався (включався), що має бути враховано в кількості операцій вироблених вимикачем в рік при розрахунку пошкоджуваності при автоматичному відключенні струмів КЗ

де a - показник наявності АПВ (0 - автоматичне повторне включення на елементі не проводиться, 1 - проводиться); $K_{\text{АПВ}}$ - відносна частота неуспішних дій АПВ.

Подальший розвиток модель відмов вимикачів отримала в повних моделях. Основним напрямком розвитку стала ідея обліку як причин виникнення відмов, так і їх наслідків. Суть виділення складових параметра потоку відмов за наслідками відмов полягає в тому, що односторонні і двосторонні відмови мають різні технічні та економічні наслідки. Для прикладу розглянемо схему «Дві робочі системи шин з обхідною» (рисунок 3.5). Нехай лінія W1 і трансформатор Т1 підключені до першої системи шин, а лінія W2 і трансформатор Т2 - до другої. При пошкодженнях шиноз'єднувального вимикача, виявлених при оглядах, які не супроводжуються виникненням КЗ, необхідно тільки вивести його в ремонт без будь-яких наслідків. При односторонній відмові шиноз'єднувального вимикача Q5 в сторону першої системи шин відключається сам вимикач Q5 і вимикачі Q1 і

Q3 з відключенням лінії W1 і трансформатора Т1. Аналогічно при односторонній відмові шиноз'єднувального вимикача Q5 в сторону другої системи шин відключається сам вимикач Q5 і вимикачі Q2 і Q4 з відключенням лінії W2 і трансформатора Т2. Якщо дана схема застосована на підстанції, в якій кожне приєднання має резерв (два трансформатора, дві лінії електропередачі одного напрямку), то одностороння відмова шиноз'єднувального вимикача призведе лише до відключення половини від загального числа приєднань зі збереженням усього потоку потужності через що залишилися в роботі лінії і трансформатор з урахуванням їх допустимої перевантажувальної здатності. Двостороння відмова вимикача Q5 призведе до відключення обох систем шин з погашенням всього РП підстанції та значного економічного збитку.

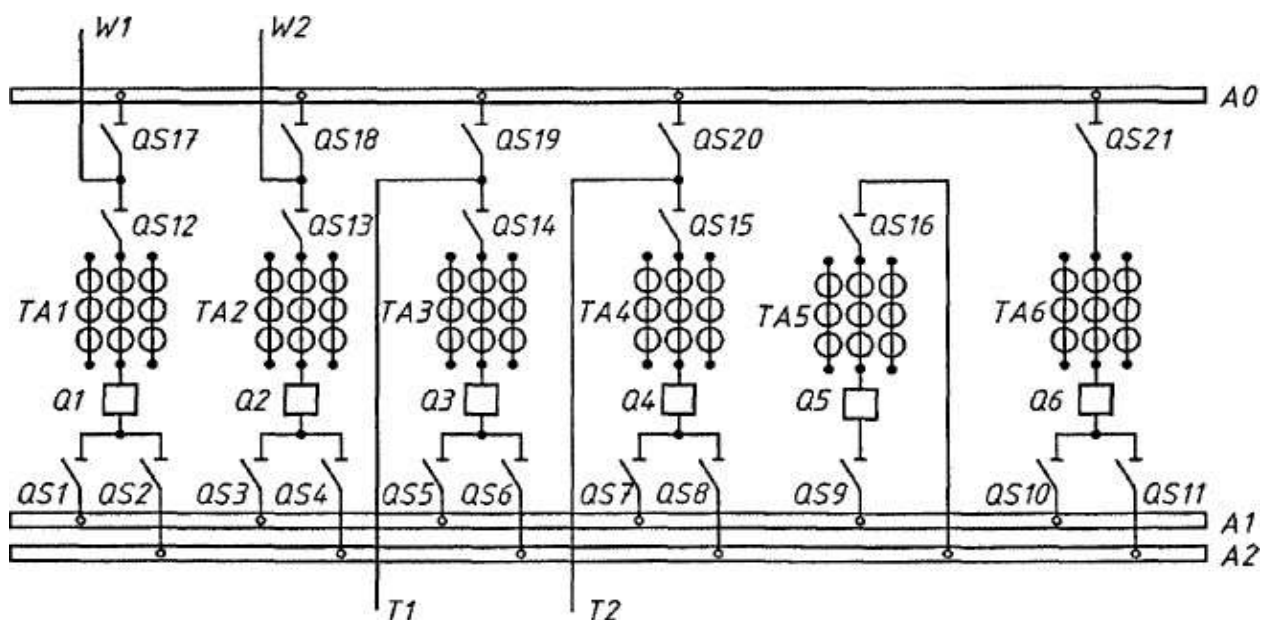


Рисунок 3.5 - Схема «Дві робочі системи шин з обхідною»

Для врахування наслідків при розрахунках схемної надійності виділяють наступні складові: «КЗ в одну сторону» (кожну сторону), «КЗ в дві сторони», відмови типу «розрив». Тут під відмовами «КЗ в одну сторону» розуміються відмови, що призводять до відключення одного з приєднань або до відключення збірних шин. Під «КЗ в дві сторони» розуміються відмови, що призводять до відключення двох приєднань або приєднання і збірні шини, що об'єднує вимикач. Під відмовами типу «розрив» розуміються ушкодження без

аварійного відключення приєднань, але що вимагає виведення вимикача в ремонт.

Прикладом повних моделей служить модель, розглянута в роботі [18].

Частота ушкоджень вимикачів визначається:

- відносною частотою відмов вимикачів при автоматичному відключенні ушкоджень a_B^0 ;
- відносною частотою відмов вимикачів під час оперативних перемикачів, що призводять до автоматичного відключення кожного з поєднаних їм елементів $a_{O,B}^0$ або одночасно обох елементів, що об'єднуються $a_{O,B}$;
- частотою відмов вимикачів в статичному стані, що призводять до автоматичного відключення кожного з поєднаних ним елементів ω^0 або одночасно обох елементів, що об'єднуються $\omega_{П,В}$ в і залежить від частоти відключень вимикачами ушкоджень $\omega_{П}$ і частоти оперативних перемикачів, що виконуються вимикачами, $\omega_{O,В}$.

Сумарне значення частоти ушкоджень вимикача складає:

$$\omega_{B\Sigma} = a_B^0 \cdot \omega_{П} + (2 \cdot a_{O,B}^0 - a_{O,B}) \cdot \omega_{O,В} + (2 \cdot \omega_{П,В}^0 - \omega_{П,В}) \cdot$$

При цьому під частотою відмов вимикачів в статичному стані a_B^0 і $\omega_{П,В}$ розуміється пошкодження не тільки самого вимикача, а й обладнання комірки вимикача.

У наведеній формулі перший доданок визначає частоту відмов вимикачів при відключенні пошкоджених елементів, другий - частоту відмов вимикачів під час оперативних перемикачів і третій - частоту відмов вимикачів в статичному стані.

Для виключення подвійного обліку випадків одночасного автоматичного відключення обох елементів, що об'єднуються вимикачем, з суми відносних частот відмов вимикача, що призводять до автоматичного відключення кожного з поєднаних елементів $2 \times a_{O,B}^0$, віднімається частота відмов вимикача, що призводять до автоматичного відключення обох об'єднаних вимикачем елементів $a_{O,В}$.

З цієї ж причини з суми частот відмов вимикача в статичному стані, що призводять до автоматичного відключення кожного з поєднаних елементів $2 \times \omega^0$, Віднімається частота відмов вимикача, що призводять до автоматичного відключення обох об'єднаних вимикачем елементів $\omega_{П.В.}$.

В роботі [19] розроблена схожа модель. Пропонується враховувати наступні основні види відмов вимикачів:

1. Відмови вимикача, що знаходиться під напругою без проведення операцій, що призводять до коротких замикань з розвитком аварії, що виражаються в автоматичному відключенні всіх елементів, що живлять точку короткого замикання ω^{AB} відмова / рік. До таких пошкоджень відноситься перекриття ізоляції з боку живлять елементів.

2. Відмови вимикача, що знаходиться під напругою без проведення операцій, що не приводять до розвитку аварії (помилкові включення і відключення вимикача в періоди безвідмовної роботи приєднаних до нього елементів, перекриття ізоляції з боку елементів, що живляться через вимикач), ω^{AB} відмова / рік;

3. Відмови вимикачів в дії (включення, виключення) при проведенні планових перемикачів ω^{AB} відмова / операція;

4. Відмови у відключенні при коротких замиканнях на приєднаних до вимикача елементах, що призводять до розвитку аварії, ω^{AB} відмова / операція;

5. Відмова вимикача в автоматичному включенні під дією пристроїв АПВ та інших видів автоматики ω^{AB} , відмова / операція.

Взаємозв'язок перелічених видів пошкоджень вимикача описується наступною функцією

$$\begin{aligned} \omega_B^{AB} = & \omega_{СТ1}^{AB} + \omega_{СТ2}^{AB} + \omega_{ОП}^{AB} \cdot n_{ОП} + n_{УСТ}^{КЗ} \cdot \left[\omega_{К31}^{AB} \cdot \sum_{k=0}^{k_{АПВ}} \exp(-k \cdot (\omega_{К31}^{AB} + \omega_{К32}^{AB})) \right] + \\ & + n_{УСТ}^{КЗ} \cdot \left[\omega_{К32}^{AB} \cdot \sum_{k=0}^{k_{АПВ}} \exp(-(k \cdot \omega_{К31}^{AB} + (k-1) \cdot \omega_{К32}^{AB})) \right] + \\ & + n_{АПВ}^{КЗ} \cdot \left[\omega_{К31}^{AB} + \omega_{К32}^{AB} \cdot \exp(-\omega_{К31}^{AB}) \right] \end{aligned}$$

де $n_{оп}$ – середньорічна кількість планових операцій, операція / рік; $n^{кз}$ – середньорічна кількість стійких коротких замикань на приєднаному до вимикача елементі, откл / рік; $n^{кз}$ - середньорічна кількість самовідновлюються відмов приєднаного до вимикача елемента, відкл. / рік; $k_{АПВ}$ - кратність дії пристрою АПВ (при відсутності АПВ $k_{АПВ} = 0$, при одноразовому АПВ $k_{АПВ} = 1$ і т. д.), відносних. од.

У роботі так само пропонується враховувати зміну частоти відмов у часі.

Параметр потоку відмов в довільний момент часу t складе

$$\omega_B^{AB}(t) = \omega_B^{AB} \cdot (0,1 \cdot t)^{\alpha_B - 1},$$

$$\omega_B^{AB'}(t) = \omega_B^{AB'} \cdot (0,1 \cdot t)^{\alpha_B' - 1}.$$

для стаціонарного значення параметра потоку відмов і параметра потоку відмов, що призводять до розвитку аварії відповідно.

Розглянуті вище моделі відмов відображають існуючі підходи до визначення частоти відмов вимикачів. На даний час розроблено більше десяти моделей. Однак, при наявності різноманітних підходів до сих пір не існує єдиної методики визначення параметра потоку відмов вимикачів. Характерно також значне розходження в кількісних оцінках складових моделей відмов вимикачів в роботах різних авторів. У цих умовах представляється важливою завдання оцінки застосовності різних моделей і формування єдиного підходу до визначення параметра потоку відмов вимикачів для цілі їх подальшого використання в задачах розрахунку надійності схем РП.

3.4. Аналіз існуючих моделей відмов вимикачів

Розглянуті переваги і недоліки існуючих моделей відмов високовольтних вимикачів.

Спрощені моделі прості в застосуванні і вимагають мінімального обсягу і глибини статистичного матеріалу для оцінки, що входять в розрахункові вирази

складових. Однак, суттєвим недоліком є відсутність обліку причин і наслідків відмов. Для вимикачів, встановлених в різних ланцюгах, значення пошкоджуваності розрізняються до 7 разів [12]. Отже, при використанні єдиного усередненого значення параметра потоку відмов для вимикачів всіх приєднань, що характерно для спрощеної моделі, похибка розрахунку схемної надійності різко зростає. При розрахунках надійності із застосуванням спрощених моделей, тобто при бездифференційованому підході за наслідками відмов, доводиться приймати допущення про те, що всі відмови є двосторонніми. За даними [20] вони становлять лише 25-35% від загального числа пошкоджень, в той час як більша частина відмов має більш легкі наслідки. Тому оцінка схемної надійності на основі простих моделей є грубою і часто недостовірною.

Моделі, що враховують тип комутованого приєднання, мають аналогічні недоліки. Поділ вимикачів на апарати, встановлені в ланцюгах ліній і в інших ланцюгах, лише частково вирішує дану проблему, так як різниця між частотами відмов спостерігається не тільки для лінійних вимикачів, а й для вимикачів інших приєднань.

Моделі з урахуванням причин виникнення відмов є більш точними в порівнянні з простими моделями, тому що в них враховуються різні умови роботи вимикачів. Значення параметра потоку відмов кожного конкретного вимикача в даній моделі визначається типом комутованого приєднання, його частотою відмов і частотою виведення в ремонт. При використанні моделі відсутні труднощі пов'язані з недоліком вихідних даних для оцінки питомих статистичних показників. Обсягу і глибини статистичної інформації часто досить для визначення питомих показників пошкоджуваності. Однак, як і для простих моделей, недоліком є відсутність обліку наслідків відмов, що призводить до не достовірною оцінки надійності схем розподільних пристроїв і завищення значення шкоди від недовідпуску електроенергії.

Повні моделі є найбільш точними, тому що враховують як умови роботи вимикача, так і наслідки відмов. Основною причиною, що перешкоджає

застосуванню даних моделей, є відсутність необхідних статистичних даних по відмовах устаткування з необхідною глибиною диференціювання.

У зв'язку з вищесказаним доводиться стикатися з ситуацією, коли застосування найбільш точних повних моделей неможливо через відсутність необхідної статистичної інформації, а використання спрощених моделей веде до неточності при розрахунках надійності схем.

Однак, ситуація не настільки безвихідна. Наявність в структурі параметра потоку відмов вимикачів як односторонніх, так і двосторонніх відмов визначається історичними передумовами, в результаті відмови від яких можна застосувати більш просту модель.

Спочатку модель відмов вимикачів враховувала пошкоджуваність всього обладнання, що входить в комірку РП. Надалі модель удосконалювалася, але при розрахунках за вдосконаленими моделям продовжували враховувати відмови устаткування коміррки.

Розглянемо наслідки відмов обладнання осередку РП на прикладі схеми «Дві робочі системи шин з обхідною» (рисунок 1.1). Відключення збірних шин або приєднань в даній схемі може бути викликано відмовами наступного обладнання осередку РП: самого вимикача з приводом $\omega_{\text{ВЫКЛ}}$ пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) $\omega_{\text{РЗА}}$, шинних $\omega_{\text{Ш РАЗ}}$ лінійних $\omega_{\text{Л РАЗ}}$ роз'єднувачів, трансформаторів струму $\omega_{\text{ТТ}}$ і ошиновки в межах осередку $\omega_{\text{ОШ}}$

$$\omega_{\text{В}} = \omega_{\text{ВЫКЛ}} + \omega_{\text{РЗА}} + \omega_{\text{Ш РАЗ}} + \omega_{\text{Л РАЗ}} + \omega_{\text{ТТ}} + \omega_{\text{ОШ}}.$$

При відмовах шинних роз'єднувачів QS1-QS9 або QS16 спрацьовує диференційний захист шин (ДЗШ), відключаючи всі підключені до збірних шин приєднання. Вимикач, в ланцюзі якого встановлений даний роз'єднувач, так само відключиться, тому дану відмову відноситься до відмов типу «КЗ в одну сторону» (сторону збірних шин). При відмовах лінійних роз'єднувачів QS12-QS15 релейний захист відключає відповідні вимикачі Q1-Q4 і вимикач на протилежному боці лінії або за трансформатором. В результаті відключається

тільки лінія або трансформатор, що є відмовою типу «КЗ в одну сторону» (сторону приєднання).

Відмови трансформатора струму призводять до відключення приєднання або збірних шин в залежності від взаємного розташування вимикача і трансформатора струму по відношенню до збірних шин. Наслідки характерні для відмов типу «КЗ в одну сторону» (сторону приєднання або збірних шин).

Наслідки відмов ошиновки залежать від місця пошкодження. У разі, якщо пошкодження сталося до вимикача по відношенню до збірних шин, відключаться всі приєднання, підключені до даної системи шин, в результаті дії ДЗШ. Дана відмова є односторонньою відмовою в сторону збірних шин. При пошкодженні на ділянці від вимикача до трансформатора струму відключається як збірні шини дією ДЗШ, так і приєднання дією резервних захистів протилежного кінця лінії або трансформатора. Дана відмова є відмовою типу «КЗ в обидві сторони». Пошкодження ошиновки на ділянці від трансформатора струму до лінії або силового трансформатора призводять до відключення приєднання, а, отже, і до відмови типу «КЗ в одну сторону».

Частота відмов РЗА в загальному випадку включає наступні складові: частота зайвих спрацьовувань $\omega_{\text{изл}}$, частота помилкових спрацьовувань $\omega_{\text{лож}}$ і частота відмов у спрацьовуванні $\omega_{\text{отк}}$

$$\omega_{\text{РЗА}} = \omega_{\text{изл}} + \omega_{\text{лож}} + \omega_{\text{отк}}.$$

При зайвих і помилкових спрацьовування відключається тільки саме приєднання впливом на відповідний вимикач. Тому дані відмови можна віднести до типу «КЗ в одну сторону». Відмови в спрацьовуванні пристроїв РЗА ліквідуються дією резервних захистів. Накладання відмов основних захистів на відмови резервних захистів не розглядаються через малу ймовірність цих подій.

Аналогічні міркування можна провести для будь-якої іншої схеми.

Параметр потоку відмов власне вимикача з приводом має складну структуру. Для виявлення складових зробимо аналіз розібраних в роботі [21] основних дефектів.

Відмови вимикача можна розділити на наступні групи:

1. Відмови в приводі;
2. Відмови в системі керування;
3. Внутрішні пошкодження;
4. Зовнішні пошкодження.

Відмови в приводі призводять або до НЕ відключення, або до неповного відключення вимикача з повторними пробоями в міжконтактному проміжку. Всі внутрішні пошкодження і відмови в системі управління призводять до роботи пристроїв резервування відмов вимикачів і двосторонніх відмов (надмірний знос дугогасильної камери і контактів призводить до зменшення комутаційної здатності вимикача і відмов при відключенні; при несправності відключаючого (включаючого) електромагніта контакти вимикача НЕ розмикаються, що призводить до відмови його спрацьовування; будь-які невідповідності параметрів дугогасного середовища встановленим вимогам (знижений або підвищений тиск, небезпечно низький рівень, наявність небезпечних домішок) проводять до пошкоджень і відмов і т.д.).

Єдиними з виявлених дефектів, що призводять до односторонніх відмов, є зовнішні відмови. Основною причиною подібних відмов є перекриття зовнішньої ізоляції. Причому для колонкових вимикачів перекриття ізоляції між виводом і землею або між двома виводами призводить до відключення як приєднання, так і шин (або другого приєднання) в результаті дії ДЗШ (або захистів приєднання) і резервних захистів протилежного кінця лінії (за трансформатором). Дана відмова призведе до відмови в обидві сторони. Аналогічно для бакових вимикачів при перекритті введення в сторону шин відключаються як шини, так і приєднання. Одностороння відмова в сторону приєднання можливий для бакових вимикачів при замиканнях по зовнішній

поверхні вводу, розташованого з боку приєднання. Перекриття ізоляції між двома вводами бакового вимикача призводить до двосторонніх відмов.

Для наочності всі складові параметра потоку відмов зведені в таблиці 1.1. З таблиці видно, що двосторонні відмови обумовлені в основному відмовами власне вимикача з приводом. Частота відмов ошиновки на ділянці між трансформатором струму і вимикачем незначна з огляду на невелику протяжність самої ділянки і низьку пошкоджуваність гнучкої ошиновки.

Таким чином, відмови іншого обладнання осередку РУ призводять тільки до односторонніх відмов. Тому облік в параметрі потоку відмов вимикача всього переліку обладнання осередку РП призводить до появи значної змісту складової типу «КЗ в одну сторону». Для вирішення даної проблеми доводиться використовувати більш складні моделі, виділяючи складові односторонніх відмов, які в свою чергу з'являються в моделях у вигляді одного з доданків, що враховують пошкоджуваність обладнання осередку РП.

У ряді робіт пропонується враховувати в частоті відмов вимикача тільки відмови власне вимикача з приводом. Однак, не ясно, яким чином враховувати частоти відмов іншого обладнання комірки РП, які в сукупності становлять близько 70% всіх відмов комірки.

При розрахунках надійності схем РП пропонується розділити відмови устаткування осередки на три складові:

1. Відмови власне вимикача з приводом ω_B .
2. Відмови першого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР1}$.
3. Відмови другого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР2}$.

Таблиця 3.1 - Складові відмов обладнання комірки РП

Елемент схеми	«КЗ в одну сторону»		«КЗ в дві сторони»
	Лінії (транс- форматора)	Шин (другого приєднання)	
<i>Роз'єднувач</i>	+	+	—
<i>Трансформатор струму</i>	+	+	—

<i>Трансформатор напруги</i>	—	+	—
<i>Гнучка ошиновка</i>	+	+	+
<i>РЗА</i>			
Зайве спрацьовування	+	+	—
Хибне спрацьовування	+	+	—
Відмова в спрацьовуванні	—	—	—
<i>Власне вимикач</i>			
Привід вимикача	—	—	+
Дугогасна камера	—	—	+
Дугогасне середовище	—	—	+
Контакти	—	—	+
Перекриття ізоляції	+	+	+

У ряді робіт пропонується враховувати в частоті відмов вимикача тільки відмови власне вимикача з приводом. Однак, не ясно, яким чином враховувати частоти відмов іншого обладнання комірки РП, які в сукупності становлять близько 70% всіх відмов комірки.

При розрахунках надійності схем РП пропонується розділити відмови устаткування осередки на три складові:

4. Відмови власне вимикача з приводом ω_B .
5. Відмови першого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР1}$.
6. Відмови другого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР2}$.

Для лінійного приєднання параметр потоку відмов $\omega_{ПРЛ}$ повинен включати частоту відмов лінії ω_L лінійних та інших роз'єднувачів ω_P , що знаходяться по одну сторону з лінією по відношенню до вимикача, трансформаторів струму $\omega_{ТТ}$ (якщо встановлені на стороні лінії), помилкових $\omega_{ЛОЖ}$ і зайвих $\omega_{ИЗЛ}$ спрацьовувань пристроїв РЗА і відмов частини ошиновки $\omega_{ОШ}$. Параметр потоку відмов ошиновки можна умовно розділити між двома приєднаннями навпіл, тому що вимикач в основному розташований в середині комірки. Загальний параметр потоку відмов лінійного приєднання може бути визначений за формулою

$$\omega_{ПРЛ} = \omega_L + n_P \cdot \omega_P + \omega_{ЛОЖ} + \omega_{ИЗЛ} + \omega_{ТТ} + \omega_{ОШ}/2.$$

Для трансформаторного приєднання параметр потоку відмов $\omega_{\text{ПРТ}}$ повинен включати частоту відмов власне трансформатора ω_{T} , роз'єднувачів в колі трансформатора ω_{T} , трансформаторів струму $\omega_{\text{ТТ}}$ (при установці їх з боку трансформатора), помилкових $\omega_{\text{ЛОЖ}}$ і зайвих $\omega_{\text{ИЗЛ}}$ спрацьовувань пристроїв РЗА і відмов частини ошиновки $\omega_{\text{ОШ}}$.

$$\omega_{\text{ПРТ}} = \omega_{\text{T}} + n_{\text{P}} \cdot \omega_{\text{P}} + \omega_{\text{ЛОЖ}} + \omega_{\text{ИЗЛ}} + \omega_{\text{ТТ}} + \omega_{\text{ОШ}}/2.$$

Для приєднання збірних шин необхідно враховувати як відмови власне збірних шин $\omega_{\text{Ш}}$, так і відмови шинних роз'єднувачів ω_{P} , трансформаторів напруги $\omega_{\text{ТН}}$, і трансформаторів струму $\omega_{\text{ТТ}}$, (при їх установці з боку шин), помилкових $\omega_{\text{ЛОЖ}}$ і зайвих $\omega_{\text{ИЗЛ}}$ спрацьовувань пристроїв РЗА і відмов частини ошиновки $\omega_{\text{ОШ}}$.

$$\omega_{\text{ПРШ}} = \omega_{\text{Ш}} + n_{\text{P}} \cdot \omega_{\text{P}} + \omega_{\text{ЛОЖ}} + \omega_{\text{ИЗЛ}} + \omega_{\text{ТН}} + \omega_{\text{ТТ}} + \omega_{\text{ОШ}}/2.$$

У параметр потоку відмов вимикача необхідно включати тільки частоту відмов власне вимикача з приводом, а для самого вимикача застосувати більш просту модель (у порівнянні з моделлю повного типу).

В роботі [20] для вимикачів пропонується використовувати найпростішу модель відмов - модель комірки розподільчого пристрою. В основі такого підходу лежить два положення:

1. Частка відмов сучасних вимикачів в загальній частоті відмов комірки розподільчого пристрою не перевищує 20%.
2. Частота відмов сучасних високонадійних вимикачів на порядок менше ніж для вимикачів попереднього покоління.

Ці два положення привели автора роботи [20] до висновку про можливість застосування спрощеної моделі, так як різниця між вимикачами, встановлених на різних ділянках схем, по абсолютній величині не незначна, а в загальній

частоті відмов комірки РП не суттєва. Він (висновок) є не зовсім коректним для випадку використання такої моделі при розрахунках схемної надійності. Наведемо простий приклад. Нехай частка відмов трансформаторного вимикача в осередку РП становить 15%. Тоді співвідношення відмов вимикача і решти устаткування осередку $0,15 / 0,85$. Прийmemo, що частота відмов лінійного вимикача в два рази більше, ніж трансформаторного. Тоді співвідношення відмов для даної комірки $0,3 / 0,85$. Співвідношення частот відмов комірки трансформаторного і лінійного вимикача складе $1 / 1,15$. Таким чином, частота відмов власне вимикача, що характеризує ймовірність виникнення аварійних ситуацій з найбільш важкими наслідками, збільшилася в два рази, а в структурі комірки всього на 15%. Результати розрахунку надійності схем РП при такому підході будуть не достовірними.

Висновки про більш високу надійність сучасних вимикачів і, в зв'язку з цим, незначної по абсолютній величині різниці показників надійності між вимикачами, встановлених на різних ділянках схеми, не знаходить статистичного підтвердження. Такі висновки зроблені виходячи з того, що частота відмов сучасних елегазових вимикачів на порядок менше значення частоти відмов вимикачів попереднього покоління, що не зовсім правильно. Рівень надійності того чи іншого апарату при розрахунках структурної надійності оцінюється не по частоті відмов, а по величині ймовірності його знаходження в стані аварійного або планового ремонту.

У таблиці 2.2 представлені зведені статистичні дані частот відмов, ремонтів, часу відновлення і часу ремонту для вимикачів різних видів і класів напруги [10,20,22,23]. На підставі цих даних проведено розрахунки ймовірностей знаходження вимикачів в різних експлуатаційних станах протягом року. Результати розрахунків зведені в таблицю 2.3.

Для напруги 110 кВ, незважаючи на найменшу частоту відмов, елегазові вимикачі мають високу ймовірність знаходження в аварійному ремонті - 161,3% від повітряних. Це пов'язано зі збільшенням часу відновлення вимикача до рівня 129 год. по відношенню до 40 год і 20 год для повітряних і масляних

вимикачів відповідно. Імовірність знаходження в ремонті так само відрізняється в 2 рази від повітряних і знаходиться на одному рівні з масляними баковими вимикачами. Аналогічна ситуація спостерігається в мережі 220 кВ.

У мережах 330, 750 кВ частота відмов елегазових вимикачів в 2,5-40 разів менше ніж у інших вимикачів. При цьому час відновлення знаходиться на рівні повітряних вимикачів. Цим обумовлена на порядок менша ймовірність знаходження цих вимикачів в стані аварійного ремонт.

Таблиця 3.2 - Зведена таблиця показників надійності високовольтних вимикачів

Вид вимикача	Клас напруги, кВ	Параметри							
		ω_{CP} , 1/год	ω_{CP} , %	$T_{\text{в}}$, ч	$T_{\text{в}}$, %	μ , 1/год	μ , %	$T_{\text{р}}$, ч	$T_{\text{р}}$, %
ММ	35	0,02	100%	25	63%	0,14	70%	9	31%
МБ		0,01	50%	30	75%	0,14	70%	12	41%
ВВ ММ		0,02	100%	40	100%	0,2	100%	29	100%
	110	0,06	300%	20	100%	0,14	70%	30	67%
МБ		0,016	80%	40	200%	0,14	70%	23	51%
ЕГ		0,005	25%	129	645%	0,07	35%	56,1	125%
ВВ		0,02	100%	20	100%	0,2	100%	45	100%
МБ	220	0,055	275%	50	91%	0,14	70%	43	35%
ЕГ		0,01	50%	82,6	150%	0,066	33%	77,3	63%
ВВ		0,02	100%	55	100%	0,2	100%	122	100%
ЕГ	330	0,007	23%	18	30%	0,08	40%	29,6	26%
ВВ		0,03	100%	60	100%	0,2	100%	113	100%
ЕГ	750	0,004	3%	82,6	138%	0,066	33%	77,3	58%
ВВ		0,15	100%	60	100%	0,2	100%	133	100%

Примітки: 1. * - ММ – маломасляні вимикачі; МБ - масляні бакові вимикачі; ВВ - повітряні вимикачі; ЕГ - елегазові вимикачі. 2.

Параметри: ω_{CP} - середній параметр потоку відмов; $T_{\text{в}}$ - середня тривалість аварійного ремонту; μ - частота ремонтів; $T_{\text{р}}$ - тривалість планових ремонтів.

Таблиця 3.3 - Імовірність знаходження вимикачів в різних експлуатаційних станах протягом року

Вид вимикача	Клас напруги, кВ	Ймовірності знаходження в стані					
		Аварійного ремонту, $\times 10^{-5}$ в.о.	Аварійного ремонту, %	Планового ремонту, $\times 10^{-5}$ в.о.	Планового ремонту, %	Ремонту, $\times 10^{-5}$ в.о.	Ремонту, %
ММ	35	5,71	63%	14,38	22%	20,09	27%
МБ		3,42	38%	19,18	29%	22,60	30%
ВВ		9,13	100%	66,21	100%	75,34	100%
ММ	110	13,70	300%	47,95	47%	61,64	57%
МБ		7,31	160%	36,76	36%	44,06	41%
ЕГ		7,36	161%	44,83	44%	52,19	49%
ВВ		4,57	100%	103	100%	107	100%
МБ	220	31,39	250%	68,72	25%	100	34%
ЕГ		9,43	75%	58,24	21%	67,67	23%
ВВ		12,56	100%	279	100%	291	100%
ЕГ	330	1,44	7%	27,03	10%	28,47	10%
ВВ		20,55	100%	258	100%	279	100%
ЕГ	750	3,77	4%	58,24	19%	62,01	15%
ВВ		103	100%	304	100%	406	100%

Однак, за абсолютною величиною ймовірність аварійного ремонту знаходиться на одному рівні з вимикачами 110-220 кВ. Тому значне зниження частоти відмов сучасних вимикачів не привело до настільки ж помітного зменшення ймовірності відмов. Таким чином, застосування спрощених моделей при розрахунках схемної надійності в сучасних умовах не виправдано.

Виходячи з усього вищесказаного, для високовольтних вимикачів найбільш доцільно використовувати модель третього типу з урахуванням причин виникнення відмов (1.11).

3.5. Аналіз моделі відмов вимикачів з урахуванням причин виникнення відмов.

Відповідно до прийнятого типу моделі, частота відмов визначається як конструктивними особливостями вимикачів, так і показниками пошкоджуваності і частоти ремонтів комутованих приєднань. Надійність конструкції вимикача визначається питомими статистичними показниками:

частотою відмов у статичному стані $\omega_{\text{СТ}}$ (1 / рік),

відносною частотою відмов під час оперативних перемикачів $a_{\text{ОП}}$ (1 / операцію),

відносною частотою відмов при автоматичному відключенні коротких замикань (КЗ) $a_{\text{АВТ}}$ (1 / операцію).

Пошкоджуваність і частота ремонтів комутованих приєднань враховується в моделі відмов вимикачів числом операцій в рік $N_{\text{ОП}}$, вироблених під час оперативних перемикачів, і числом операцій в рік $N_{\text{АВТ}}$ проведених при ліквідації КЗ. У найбільш загальному вигляді модель відмов описується формулою.

$$\omega_B = \omega_{CT} + a_{OP} \cdot N_{OP} + a_{ABT} \cdot N_{ABT}.$$

Відносна частота відмов під час оперативних перемикачів a_{OP} дорівнює відношенню числа відмов під час оперативних перемикачів $k_{OP.O}$ до загальної кількості операцій вимикачем $k_{OP.\Sigma}$ [12]:

$$a_{OP} = k_{OP.O} / k_{OP.\Sigma}.$$

Відносна частота відмов при автоматичному відключенні коротких замикань a_{ABT} дорівнює відношенню числа відмов при автоматичному відключенні $k_{ABT.O}$ до загальної кількості операцій автоматичного відключення $k_{OP.\Sigma}$ [12]:

$$a_{K3} = k_{ABT.O} / k_{ABT.\Sigma}.$$

Кількість операцій вироблених вимикачем в рік під час оперативних перемикачів N_{OP} і при ліквідації КЗ N_{ABT} є ймовірними характеристиками. При визначенні цих значень необхідно врахувати всі комутації, які він може проводити при виконанні відповідних операцій.

Згідно [16] число операцій, вироблених вимикачем під час оперативних перемикачів в рік, визначається двома складовими:

$$N_{OP} = N_{CX} \cdot (\mu_{РЕЖ} + \mu_{РЕМ}) + (N_{CX} - 1) \cdot (1 - a_{ABT}) \cdot N_{ABT}.$$

Перший доданок залежить від частоти проведення планових ремонтів комутованого обладнання $\mu_{РЕМ}$ і частоти режимних перемикачів $\mu_{РЕЖ}$ з урахуванням числа операцій N_{CX} вироблених в даній схемі по введенню і

виведенню обладнання в ремонт і з ремонту відповідно. Другий доданок визначається частою проведення оперативних перемикачів з виведення і введення обладнання в ремонт і з ремонту відповідно після ліквідації вимикачем коротких замикань.

Число операцій вироблених вимикачем при ліквідації КЗ на рік визначається сумою частот відмов комутованих їм елементів:

$$N_{\text{АВТ}} = \sum_{i=1}^n \omega_{\text{ЭЛ}i} \cdot$$

Крім операцій, виконуваних вимикачами при подачі команди на відключення пристроями захисту, вони виробляють комутації під дією пристроїв автоматики. Облік збільшення числа операцій, що проводяться за рахунок роботи пристроїв АПВ здійснюється за формулою

$$N_{\text{АВТ}} = (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \omega_{\text{ЭЛ}}$$

де α - показник наявності АПВ; $K_{\text{АПВ}}$ - відносна частота неуспішних дій АПВ.

Крім здійснення комутацій приєднань і збірних шин, вимикач ліквідує відмови суміжних вимикачів. Під суміжними розуміють вимикачі, комутуючі в схемі РП один вузол і що резервують відмови один одного. Вимикач в цьому випадку виконує додаткові операції включення-відключення як за умови протікання струмів КЗ при роботі пристроїв резервування відмов вимикачів, так і без протікання струмів КЗ, якщо відмови суміжних вимикачів не супроводжувалися КЗ. Число таких операцій визначається схемою РП і місцем вимикача в цій схемі. При цьому вони враховані в питомих частотах відмов під час оперативних перемикачів $a_{\text{ОП}}$ і $a_{\text{АВТ}}$, але не враховані в $N_{\text{ОП}}$ і $N_{\text{АВТ}}$.

3.6. Пошкодження та профілактика елегазових вимикачів

Даний тип вимикачів на сьогоднішній день відносно швидкими темпами витісняє інші види тому, що є дуже надійним та має гарні робочі показники та характеристики. Але не дивлячись на це, також має ряд певних відмов, котрі трапляються під час експлуатації.

Для даного типу вимикачів характерні такі ж види відмов, як і для повітряного вимикача: руйнування фарфорових ізоляторів при тривалому терміні експлуатації, що спричиняється за рахунок перепаду атмосферних тисків, та вітрових навантажень та вихід із ладу нагрівальних елементів (шафи обігріву).

Приклад дефекту опорного ізолятора елегазового вимикача проілюстровано на рис. 3.5.



Рисунок 3.5 – Дефект опорного ізолятора елегазового вимикача

Способи усунення даних відмов реалізуються так само, які в повітряних вимикачах, враховуючи будову і конструктивні елементи кожного типу вимикача.

Характерною тільки для елегазових вимикачів відмовою, є падіння тиску елегазу, яке виникає внаслідок пошкодження гумових ущільнень і фарфорових ізоляторів, що в свою чергу призводить до значного пониження робочих характеристик вимикача: струм відключення, робочий струм та час відключення.

Технічне обслуговування для елегазових вимикачів проводиться через 6 та 12 років (ТО-6 та ТО-12).

ТО-6 включає в себе наступні операції:

- перевірка кріплення болтових з'єднань (виконується за допомогою динамітричного ключа);
- перевірка перехідного опору струмовідного контуру (виконується за допомогою мікроомметра ИКС-5);
- перевірка опору ізоляції та очищення її в разі потреби (реалізується за допомогою мегаомметра);
- перевірка якості елегазу (за допомогою мультиметра, наприклад, фірма DILLO);
- очищення шафи приводу, перевірка елементів обігріву, перевірка часу заведення пружини, за потреби змащування;
- якщо є потреба – докачування елегазу.

Під час ТО-12 виконуються всі ті самі дії та додатково знімаються часові характеристики за допомогою приладу РЕКОН, це прилад для зняття технічних характеристик вимикача. Покази приладу РЕКОН під час ТО вимикача фірми АВВ моделі LTB800E4 показано на рис. 3.6.

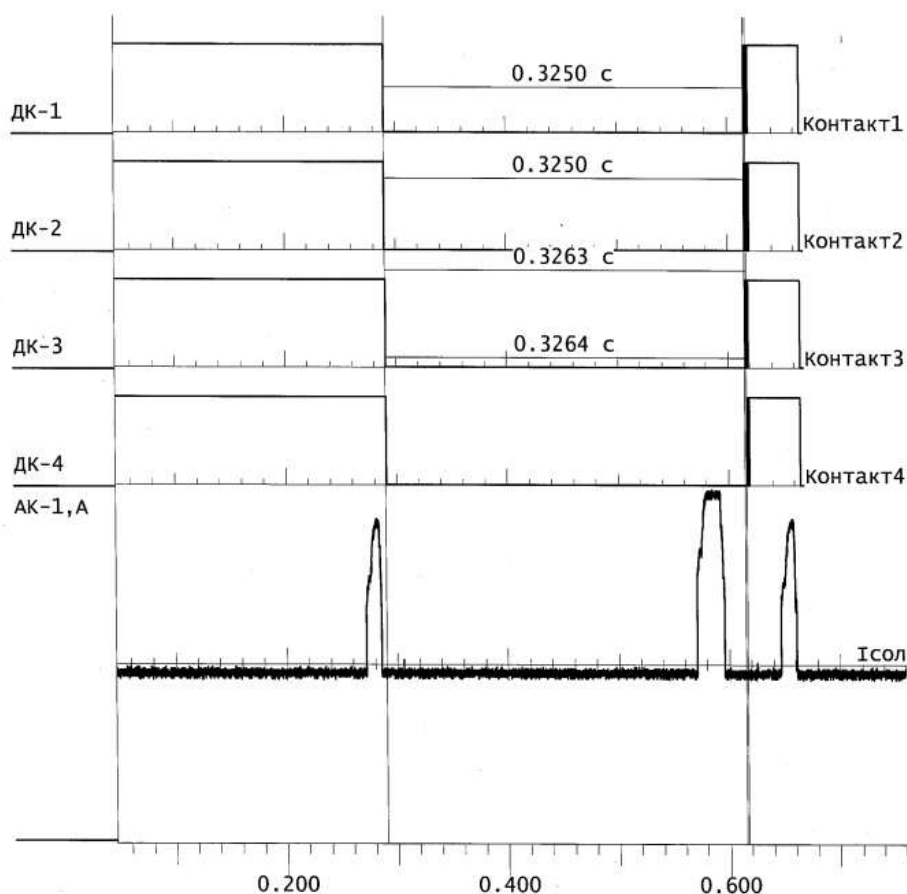


Рисунок 3.6 – Приклад показів приладу РЕКОН під час ТО вимикача LTB800E4

Якщо взяти до уваги вимикачі фірми АВВ типу LTB-800E4 (750 кВ), LTB-420E2 (330 кВ) та LTB-145 (110 кВ), то в них виходять з ладу наступні частини:

- нагрівальні елементи потужністю 70 Вт;
- вузол приводу в комплекті з двигуном заведення пружини;
- опорні ізолятори (тріщини в фарфорі в районі армувального шва).

Більше суттєвих зауважень під час експлуатації не виявлено, що свідчить про його надійність.

Особливістю ремонту даного типу вимикача є те, що фірма виробник дає гарантію на 25 років роботи чи на 18000 відключень, також завод (фірма) виробник не дозволяє проводити капітальні та планові ремонти так, як це порушує умови гарантії.

Провівши дослідження щодо особливостей та видів ремонту повітряних та елегазових високовольтних вимикачів, було встановлено основні види поломок та відмов, що найчастіше зустрічаються під час експлуатації, та найголовніше, було з'ясовано види їх ремонтів, котрі широко застосовуються в нашій електроенергетичній системі.

В подальшому ми будемо продовжувати працювати в даному напрямку, адже дане питання є актуальним і потребує ретельного вивчення для того, щоб підвищити економічну та виробничу ефективність.

Елегазові вимикачі, що експлуатуються на відкритих розподільних пристроях електроустановок, схильні до утворення конденсаційної вологи, яка накопичується безпосередньо в шафі приводу самого вимикача. Волога в приводі вимикача може привести до пошкодження механізму приводу вимикача і вторинних ланцюгів управління і сигналізації. Тому в приводі вимикача передбачені спеціальні нагрівальні резистори, які повинні бути завжди включені в роботу.

Комутаційні операції (включення і відключення) вимикачем елегазового типу слід робити тільки при наявності мінімально допустимого тиску елегазу SF₆. В іншому випадку може відбутися пошкодження вимикача. Для запобігання негативних наслідків передбачена сигналізація зниження тиску елегазу у вимикачі, а також блокування ланцюгів керування вимикачем при зниженні тиску елегазу до неприпустимого рівня, при якому не забезпечується ізоляція і гасіння дуги при комутації струмів[4].

У разі зниження тиску елегазу в комутаційному апараті слід вивести його в ремонт (вжити відповідних заходів у відповідності з діючими правилами та інструкціями з експлуатації електроустановок), з'ясувати причину зниження тиску, при наявності причини - усунути її і доповнити відсутню кількість газу. Для наповнення вимикача елегазом передбачено спеціальне приєднання,

розташоване всередині шафи приводу. Для контролю робочого тиску газу встановлений манометр.

Оперативний персонал підстанції повинен проводити огляд елегазового вимикача щодня і додатково один раз на два тижні в темний час доби, переважно в сиру погоду на предмет коронації. При несприятливих погодних умовах, сильному забрудненні, а також у разі аварійної ситуації, тобто після автоматичного відключення комутаційного апарата необхідно проводити додаткові огляди.

Під час огляду перевіряється: щільність зачинення дверей шафи (шаф) привідного механізму, положення покажчика заведення пружини для вимикання привідного механізму, відсутність підтікань мастила з редуктора двигуна заведення пружини привідного механізму, помпи гідравлічної (пневматичної) системи привідного механізму та гідроамортизаторів привідного механізму, відсутність пошкоджень в електричних колах. У гідравлічних привідних механізмах перевіряється рівень гідрорідини в збірниках. За необхідності проводиться дозаправлення гідрорідини до відповідного рівня.

На рис. 3.7 показано фрагменти роботи по ремонту елегазового високовольтного вимикача.



Рисунок 3.7 - Ремонт елегазового високовольтного вимикача

Елегазовий вимикач розрахований на певну кількість комутацій в залежності від величини струму що вимикався, після чого має бути здійснене технічне обслуговування. Для обліку кількості комутацій на підстанціях ведеться журнал обліку кількості операцій з вимикачем. В цей журнал фіксуються як автоматичні відключення, так і планові.

Деталі елегазового вимикача в процесі експлуатації піддаються зносу, що, може призвести до виникнення аварійної ситуації. Для того щоб продовжити термін служби комутаційного апарата і запобігти негативним наслідкам, слід своєчасно, відповідно до встановлених графіків, робити технічне обслуговування.

Перевірка герметичності елегазового вимикача щодо витoku елегазу або суміші виконується приладом галогенної групи - течешукачем шляхом наближення щупа течешукача на відстань 2-5 см до місць ущільнень, під'єднань густиноміра або манометра елегазової системи та давача густини елегазу і вздовж трубок елегазової системи. Крім того, перевіряються щодо витoku елегазу або суміші полюси вимикача. За необхідності виконується підтягування з'єднань динамометричними ключами із зусиллями, вказаними в інструкції заводу-виробника [5-6].

Хімічно чистий елегаз не має запаху. Так як він важчий за повітря, то при витoku скупчується на рівні підлоги, в кабельних каналах, підвалах і т. п. Накопичуючись, елегаз витісняє повітря, і персонал, опинившись в місці скупчення елегазу, відчує тільки недолік кисню, в результаті чого може наступити задуха. Необхідно пам'ятати, що протигаз в цьому випадку не може надати потерпілому допомогу. Йому необхідно забезпечити доступ свіжого повітря. Тому черговий персонал при вході в приміщення РП (розподільний пристрій), де виявлено витік елегазу, повинен обов'язково включити вентиляцію. Перевірка відсутності елегазу в приміщенні повинна проводитися за допомогою палаючого сірника або свічки. Горіння сірники або свічки на рівні підлоги показує відсутність небезпечної концентрації елегазу і дозволяє вхід в приміщення.

Тому проведення робіт (у тому числі і оперативних перемикачів) у приміщеннях РП, де виявлено витік елегазу, можливо тільки при включеній припливно-витяжної вентиляції і застосуванні індивідуальних засобів захисту. Це пояснюється тим, що викиди елегазу в атмосферу у випадку пропалювання резервуарів вимикача, розривів запобіжних мембран і т.д. можуть бути забруднені продуктами розкладання. У продуктах розкладання елегазу електричною дугою містяться активні високотоксичні фториди і сірчисті з'єднання. Наявність продуктів розкладання виявляється за неприємним їдким запахом. Ці хімічні сполуки в газоподібному і твердому станах надзвичайно небезпечні для людини.

При складанні графіків проведення технічного обслуговування - поточного та капітального ремонтів, керуються даними про кількість комутаційних операцій. Встановлено певні терміни, після закінчення яких, незалежно від того, зроблено допустиму кількість комутацій чи ні, проводиться технічне обслуговування. Відповідно до вимог заводу-виготовлювача цей термін складає 25 років. Крім цього проводиться додатковий контрольний огляд вимикача по закінченню дванадцяти років після введення його в експлуатацію або у разі проведення 50% допустимих операцій включення / відключення.

Технічне обслуговування передбачає ревізію деталей вимикача, при необхідності їх заміну, а також вжиття заходів щодо попередження подальшого окислення і пошкодження деталей.

Міжремонтний період елегазових вимикачів становить 15 років. В реальних виробничих умовах передбачуваний термін експлуатації елегазового устаткування становить не менше 30 років.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 2,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]);

W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (4342 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 3-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- реконструкція ПС Літин (вузол 3)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-702 та 702-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 6, 702, 703;
- приєднання нової ЛЕП до живлячої ПС Хмільник (вузол 6)

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 703-704 та 704-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 704.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. додатки В.1–В.2.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 93 246,987 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 4.1.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 53307,35 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 5 = 7868,4 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (14+5) = 29899,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (10+6) = 25178,8 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 7868,4 + 69\,117,739 = 76986,13 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 29899,9 + 93\,246,987 = 123146,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 25178,8 + 53307,35 = 78486,23 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (4.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (4.9)$$

де $R_{л\%}$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{п} = (K_{п/ст} \cdot R_{п\%})/100; \quad (4.10)$$

де $R_{п\%}$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$V_{л1} = (7868,4 \cdot 0,3)/100 = 75,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (29899,9 \cdot 0,3)/100 = 89,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л3} = (25178,8 \cdot 0,3)/100 = 23,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (69117,7 \cdot 3)/100 = 2073,53 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (93246,9 \cdot 3)/100 = 2797,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п3} = (53307,35 \cdot 3)/100 = 1599,2 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Д), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.1:

Таблиця 4.1 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:3-701 П/ст: 3, 701	1114	126	5708
2	ЛЕП:6-702, 702-703 П/ст:6, 702, 703	1277	111	6100
3	ЛЕП: 703-704, 704-701	-1057	75	-4087

	П/ст: 704			
--	-----------	--	--	--

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 75,5 + 2073,53 + (5708 \cdot 2,65) = 17275,48 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 89,7 + 2797,4 + (6100 \cdot 2,65) = 18992,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 23,6 + 1599,2 + (-4087 \cdot 2,65) = -9207,75 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(701)} = 16,64 \cdot 5800 = 96512 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(702+704)} = (8,64 + 2,59) \cdot 5800 = 65134 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(703(СЕС))} = 12,97 \cdot 1200 = 15564 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 96512 - (17275,48) = 13415,34 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 65134 - 18992,1 = 1720,512 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 15564 - (-9207,75) = 18919,69 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$\begin{aligned} E'_a &= \frac{11179,45 / (1+0,2) + (1194,8) / (1+0,2)^2 +}{64155,11 / (1+0,2) + 85518,68 / (1+0,2)^2 +} = \\ &= \frac{+10948,89 / (1+0,2)^3}{+45420,27 / (1+0,2)^3} = 0,119 \end{aligned}$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,119 = 8,4 \text{ років.}$$

Таблиця 4.2 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	27,87
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	161646
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272 123,829
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,138
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	4,6	2,1
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	8085
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	23458

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,4) підтверджують ефективність.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Вимикачі призначені для оперативної та аварійної комутації в енергосистемах, тобто виконання операцій включення і відключення окремих ланцюгів при ручному або автоматичному управлінні. У включеному стані вимикачі повинні безперешкодно пропускати струми навантаження. Характер режиму роботи цих апаратів дещо незвичайний: нормальним для них вважається як включений стан, коли вони обтікаються струмом навантаження, так і відключене, при якому вони забезпечують необхідну електричну ізоляцію між роз'єднаними ділянками ланцюга. Комутація ланцюга, здійснювана при перемиканні вимикача з одного положення в інше, проводиться нерегулярно, час від часу, а виконання ним специфічних вимог щодо відключення виникає в ланцюзі короткого замикання надзвичайно рідко. Вимикачі повинні надійно виконувати свої функції протягом терміну служби (25 років), перебуваючи в будь-якому із зазначених станів, і одночасно бути завжди готовими до миттєвого ефективного виконанню будь-яких комутаційних операцій, часто після тривалого перебування в нерухомому стані. Звідси випливає, що вони повинні мати дуже високий коефіцієнт готовності: при малій тривалості процесів комутації (кілька хвилин на рік) повинна бути забезпечена постійна готовність до здійснення комутацій.

Тому не дивно що в електроустановках одним із найнебезпечніших механізмів є високовольтні вимикачі, оскільки вони сприймають найбільше навантаження при розмиканні контактів, де виникає горіння дуги, в результаті чого різко піднімається температура до високих значень.

Усі вказані заходи основані на чинних нормативних документах, інструкціях з експлуатації вимикачів, інструкціях охорони праці електричних станцій та електричних підприємств.

5.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 5.1 - Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
1	2	3	4	5
ВРП 750 кВ ПС 750 кВ «Вінницька»	Відкрита ЕУ, за межами населеного пункту	Зовнішнє (на відкритій місцевості)	особливо небезпечне	Категорія Д

Таблиця 5.2. Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Високовольтний вимикач GL318FK3,4	Напруга	800 кВ
	Номінальний струм	5,5 кА
	Відключаюча здатність	63 кА
	Габаритні розміри	1100x8783x5299 см
	Електродинамічна стійкість	170 кА
	Час включення / відключення	2 цикли

5.2. Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації

Таблиця 5.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
1	2	3	4	5
Огляд вимикача В-750 АТ-1	-	Періодично впродовж року, один раз на добу	1 особа	IV

Комутаційні операції (включення і відключення) вимикачем елегазового типу слід робити тільки при наявності мінімально допустимого тиску елегазу SF₆. В іншому випадку може відбутися пошкодження вимикача. Для запобігання негативних наслідків передбачена сигналізація зниження тиску елегазу у вимикачі, а також блокування ланцюгів керування вимикачем при зниженні тиску елегазу до неприпустимого рівня, при якому не забезпечується ізоляція і гасіння дуги при комутації струмів.

Елегазовий вимикач розрахований на певну кількість комутацій в залежності від величини струму відключення, після чого має бути здійснене технічне обслуговування. Для обліку кількості комутацій на обслуговуваних підстанціях ведеться журнал обліку кількості операцій з вимикачем. У даний журнал фіксуються як автоматичні відключення, так і планові.

5.3. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

В електроустановках напругою вище 1000В дотик до струмовідних частин небезпечний в будь-якому випадку незалежно від схеми живлення. Тому тут приймаються всі заходи для того, щоб зробити струмовідні частини недоступними для випадкового дотику до них людини. Їх розташовують на недоступних відстанях, надійно огорожують, суворо регламентують правила доступу до установки то що [28].

Огляд вимикача виконується 1 оперативним працівником, який перебуває на чергуванні в змінні. Робота проводиться на відкритому повітрі, тому на нього впливають за [29] такі небезпечні та шкідливі виробничі чинники:

Таблиця 5.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(-15...28) °C (55...75) % (1,5...5) м/с
Важкість праці	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись»
Рівень освітлення	Коефіцієнт природного освітлення, %	87%
Шум	Шумовий рівень	74 дБА
Дія електромагнітного поля	Напруженість електричного поля Напруженість магнітного поля	25кВ/м 12кА/м
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір	60 % робочого часу 50 % робочого часу 1 зміна , 12 годин 30 робочого часу

5.4. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
1	2	3
Електричного походження		
Напруга	800 кВ	750 В
Струм	4000 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	25 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	12кА/м	1,4 кА/м
Неелектричного походження		

Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії
-------------------	----------------------

5.5. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Згідно із [28], в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмовідних частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з [29], в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення. Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі організаційні та технічні заходи:

Таблиця 5.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Поблизу струмовідних частин ЕУ.	Щоденний огляд вимикача раз в зміну.
Вид дозвільного документу	Графік оглядів	Поточна експлуатація
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальний засіб	Огорожа ВРП	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Розміщення знаку електробезпеки	Знак електробезпеки	Наноситься на металеву поверхню рами вимикача

Захисне заземлення	Захисне заземлення конструкцій обладнання, що не перебувають під напругою.	Заземлення рами вимикача та шафи привода.
--------------------	--	---

Підніматися на елегазовий вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки в разі проведення випробувальних і налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, зняття віброграм, під'єднання або від'єднання провідників від вимірювальних приладів, визначення місць витoku повітря тощо).

5.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

На ВРП 330-750 кВ у разі виконання робіт в зоні впливу електричного поля напруженістю понад 5кВ/м необхідно обмежувати тривалість перебування людей згідно з вимогами [29] або застосовувати засоби захисту від впливу електричного поля. В залежності від частоти та напруженості ЕМП, характеру роботи застосовують захист, який при всіх випадках повинен забезпечувати рівні опромінювання на робочому місці, що не перевищують допустимі значення. Таким захистом є: екранування робочого місця та засобів індивідуального захисту; віддалення його від джерела ЕМП; обмеження часу роботи в умовах ЕМП.

Таблиця 5.7 - Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
1	2	3	4	5

Захисний одяг	Захист від знижених температур	ТВН «Сerva». Костюм.	3 роки використання	За температури повітря до мінус 20 °С
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	АВ4060/1 S3. Черевики.	12 місяців	Черевики робочі, захисні
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень та впливу електричної дуги.	Двошарові діелектричні рукавички AFG 41 1.	5 робочих змін	Під час виконання роботи
Захист голови	Захист від електричного струму	Універсал M215	2 роки	Під час переміщення по підстанції

Персонал обслуговуючий вимикачі, повинен знати їх будову та принцип роботи, повинен бути ознайомлений з цією інструкцією і строго дотримуватися цим вимогам.

Таблиця 5.8. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
	2	3	4
Індивідуальний екранувальний комплект	КЕ-ВРН	Обслуговування ЕУ (огляд, ремонт).	На напругу 330-750 кВ. Періодичні випробування - що 6 місяців
Штанга вимірювальна універсальна	ШИУ-500	Перевірка ізоляції, накладання заземлень, проведення вимірів	330-750 кВ Раз у 3 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки	Служать для ізоляції працівника від землі.	330-750 кВ Раз у 18 місяців

5.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 5.9 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
1	2	3
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-3,5:	Переносний, тривалість дії – 15 с, довжина струмені – 1,5м	У приміщенні, розміщено в коридорах через 70 м.
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-5б:	Пересувний, тривалість дії – 100 с, довжина струмені – 5м	На вулиці під накриттям
Організаційні		
План дій з попередження пожеж	Визначає дії персоналу підприємства при виникненні пожежі, порядок взаємодії з пожежними підрозділами, напрямки введення сил і засобів на гасіння пожежі з урахуванням заходів безпеки і раціонального розміщення пожежної техніки.	Відділ з охорони праці
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	ВК «КОМБІ», комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.
Протигаз	М98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю.	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років

ВИСНОВКИ

В Магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» задовольняє умови надійності.

Для нових ПС (701,702,703,704) було вибрано схему РП типу: « місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,138 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 272 123,829 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,119)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 9 років.

В даній роботі розглянуто ряд питань, пов'язаних з пошкодженнями та відмовами високовольтних вимикачів на основі розрахунку моделі відмов вимикача та врахуванням схеми розподільного пристрою, в якій встановлений вимикач.

1. Досліджено причини пошкоджуваності високовольтних вимикачів. Показано, що велика кількість відмов вимикачів виникає в перші роки експлуатації (період припрацювання) та в кінці терміну експлуатації (період старіння або зношеності) згідно з паспортним ресурсом.

2. Розглянуто та систематизовано моделі відмов вимикачів. Вказані їх переваги та недоліки. Виділено найбільш важливі фактори, які необхідно враховувати в моделях при оцінці надійності вимикачів.

3. На основі аналізу статистичних даних про відмови вимикачів обґрунтовано застосування моделі з урахуванням причин їх виникнення.

4. Показано, що застосування найбільш точних повних моделей неможливо через відсутність необхідної статистичної інформації, а використання спрощених моделей веде до неточності при розрахунках надійності схем.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
 2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
 3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
 4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
 5. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
 6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
- У проекті є посилання на такі нормативні документи:
7. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
 8. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
 9. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
 10. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
 11. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

12. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
13. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
14. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
15. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
16. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
17. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
18. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Київ: Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно- інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2009. 598 с.
19. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
20. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.
21. Бланк, С. Стартап. Настольная книга основателя / С. Бланк, Б. Дорф ; пер. с англ. Т. Гутман, И. Окунькова, Е. Бакушева. – 2-е изд. – Москва : Альпина Паблицер, 2014. – 614 с.
22. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

23. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

24. Рубаненко О. Є., Лесько В. О., Поліщук А. В., Мельничук Д. О. Особливості експлуатації високовольтних електричних вимикачів/ Вісник Вінницького політехнічного інституту. № 6 (159) 2021, стор. 82-87.

25. Рубаненко О.Є., Лесько В.О., Поліщук А. В., Мельничук Д. О. Особливості експлуатації експлуатації електричних вимикачів. Матеріали V-ї Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)», м. Вінниця, 2021

26. Малогулко Ю. В. Дослідження умов експлуатації елегазового високовольтного обладнання [Електронний ресурс] / Ю. В. Малогулко, В. О. Лесько, А. В. Поліщук // Матеріали І науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 10-12 березня 2021 р. – Електрон. текст. дані. – 2021. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2021/paper/view/12174>.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з дослідження пошкоджень та відмов у повітряних та елегазових вимикачах

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Поліщук А.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією
потоків реактивної потужності

08-21.МКР.025.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Поліщук А. В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) дослідження пошкоджень та відмов високовольтних вимикачів, які є критичними компонентами для передачі електроенергії від генерації до споживання, мають важливе значення для забезпечення стійкості та безпеки електроенергетичних систем..

Знос, процес старіння, вплив робочих струмів у різних режимах та умови навколишнього середовища, а також недостатнє або несвоєчасне технічне обслуговування, особливо в складній конструкції цих вимикачів, призводять до різноманітних видів пошкоджень. Високовольтні вимикачі є складним механіко-електричним обладнанням, а кумулятивний вплив згаданих факторів призводить до ослаблення механічних з'єднань, погіршення ізоляційних характеристик, поломок важливих елементів, таких як котушки вмикання/вимикання, а також до зношування або поломок контактів та інших деталей.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження пошкоджень та відмов високовольтних вимикачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження пошкоджень та відмов високовольтних вимикачів	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень, а також дослідженням пошкоджень та відмов високовольтних вимикачів з моделюванням енергоефективних режимів роботи з сонячними фотоелектричними станціями з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:50000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 540 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл.Б.3 та Б.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

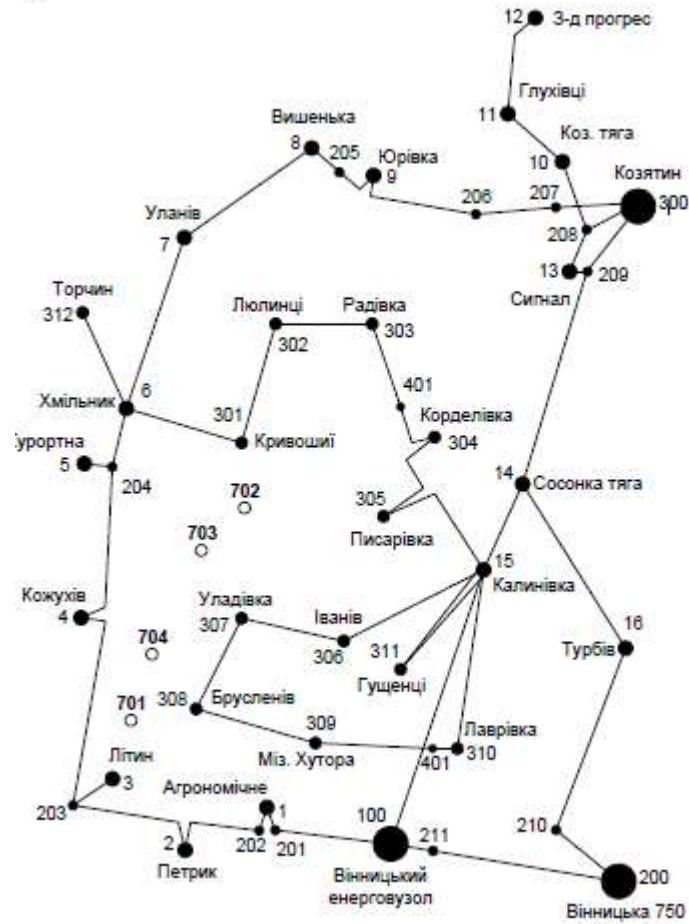


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	15,4	8,0	2,4	12,0
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	90	93	95	96	97	98	99	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошії	АС-95	24,26
301	302	Кривошії – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гущенці	2□АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	SN, МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошиї	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гущенці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею б.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14	5661,026
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		926,784	7288,849	211,322	224,888	24	8675,842

Продовження табл. В.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			62856,443						

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції ПС Літин (вузол 3):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1	64,616	2169,270	87,958	59,620	1,163	2382,626
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			451,504	5401,196	243,247	160,947	4,404	6261,296
Загальна кошторисна вартість			6261,296					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 69 117,739 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. В.3–В.5.

Таблиця В.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	8 од.	308,928	2759,816	74,512	83,616	8	3234,872
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		695,088	5218,987	155,438	162,176	18	6249,688
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
	Всього		174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833

5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			50763,593					

Таблиця В.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							

3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			38982,725					

Таблиця В.5 – Вартість приєднання нової ЛЕП до ПС Хмільник (вузол 6)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Таблиця В.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142

2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5	2021,795
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		579,24	4184,056	127,496	130,82	15	5036,611
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			53307,357					

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 91.813 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.900 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.561 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.232 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.793 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.962 МВт

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.047 МВт / 1147.973 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.716 МВт / 6.273 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.911 МВт / 3.935 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.627 МВт / 10.209 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.547 МВт / 27.139 млн.кВт*г (2.4%)

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.943 МВт / 1147.058 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.651 МВт / 5.705 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.720 МВт / 3.109 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.371 МВт / 8.814 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.441 МВт / 26.391 млн.кВт*г (2.3%)

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.993 МВт / 1138.736 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.804 МВт / 7.041 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.568 МВт / 2.454 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.372 МВт / 9.495 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.496 МВт / 22.988 млн.кВт*г (2.0%)

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 118.493 МВт / 1037.995 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 114.320 МВт / 1001.443 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.048 МВт / 13.165 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.048 МВт / 13.165 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.717 МВт / 6.280 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.463 МВт / 2.001 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.180 МВт / 8.281 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.228 МВт / 21.445 МЛН.КВТ*Г (2.1%)

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.109 МВт / 1148.512 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.741 МВт / 6.492 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.550 МВт / 2.373 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.291 МВт / 8.866 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.616 МВт / 27.545 млн.кВт*г (2.4%)

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

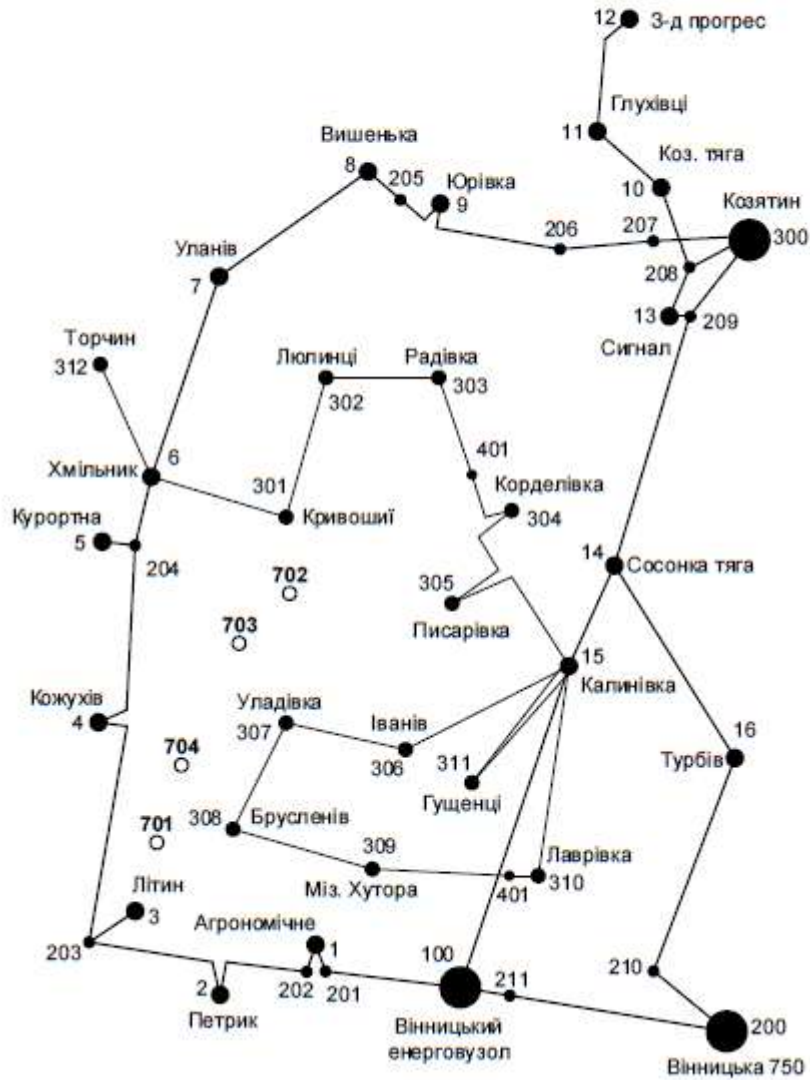
Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

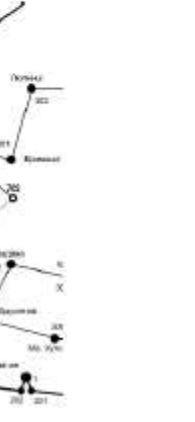
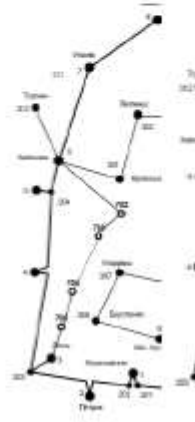
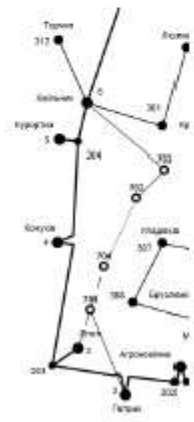
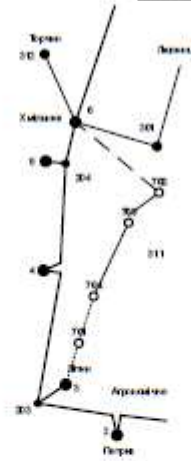
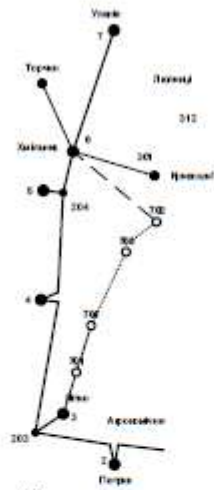
ДОДАТОК И Ілюстративний матеріал

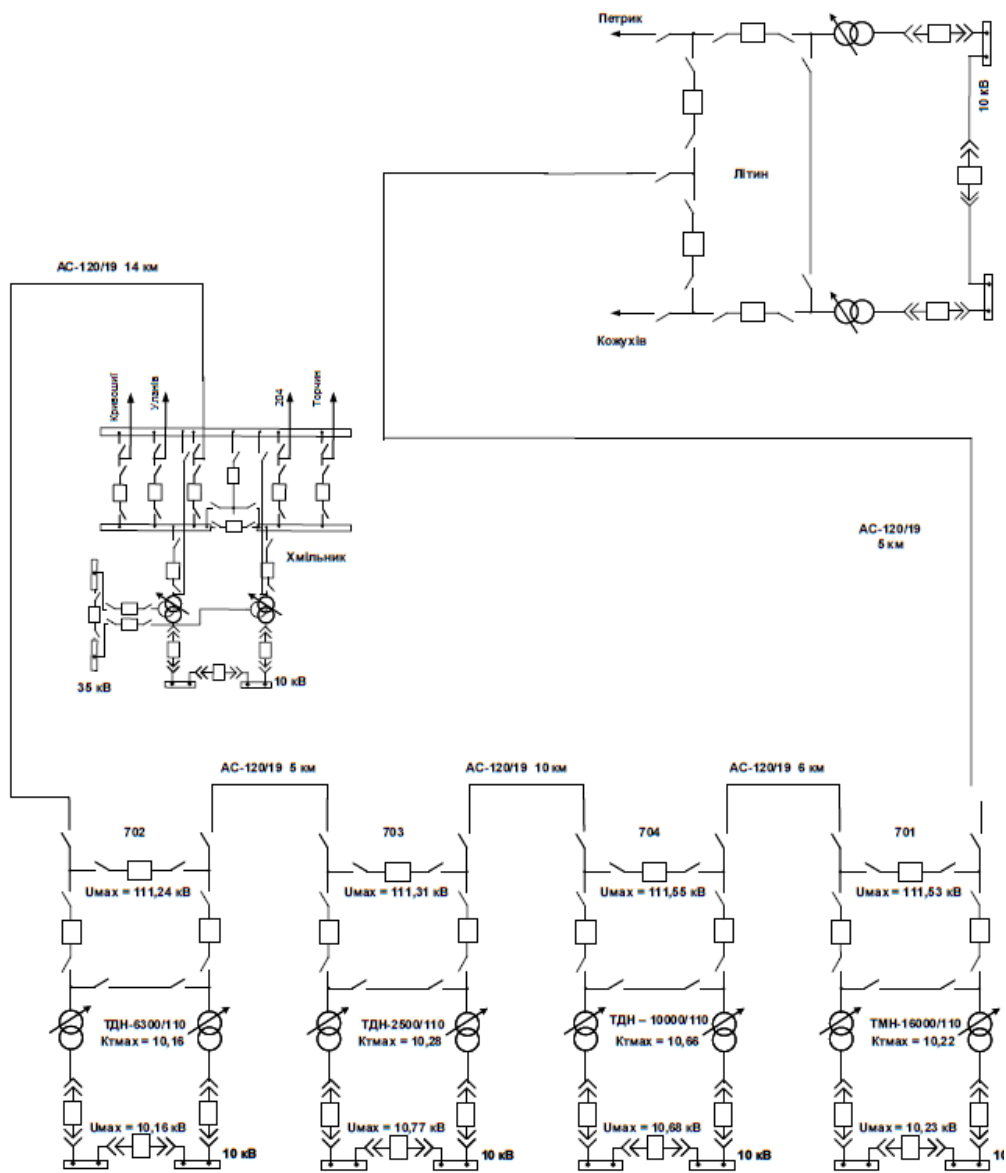
Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі

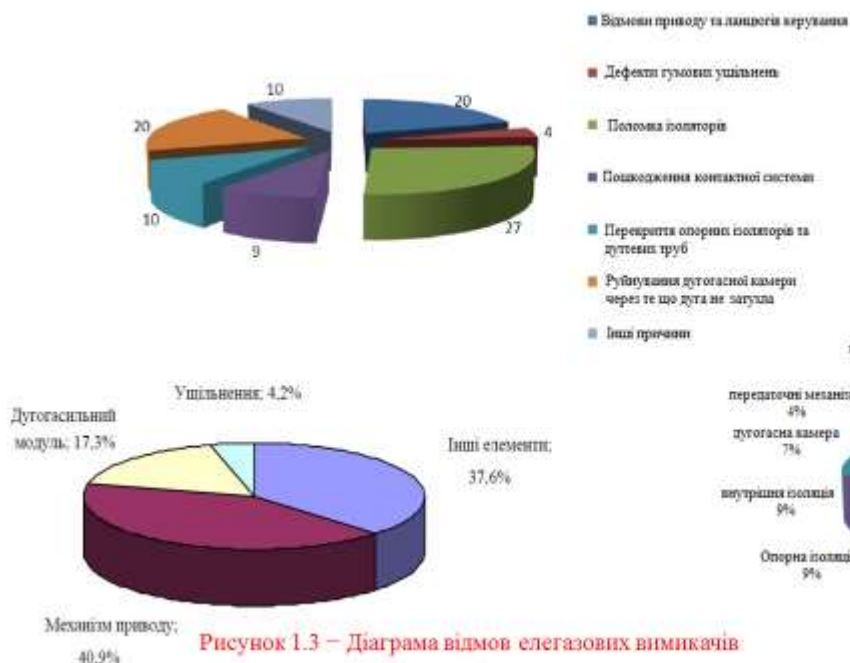
Позначення будівництва	
—	ЛЕТ яка будуватиметься на першому році
- - -	ЛЕТ яка будуватиметься на другому році
· · · · ·	ЛЕТ яка будуватиметься на третьому році



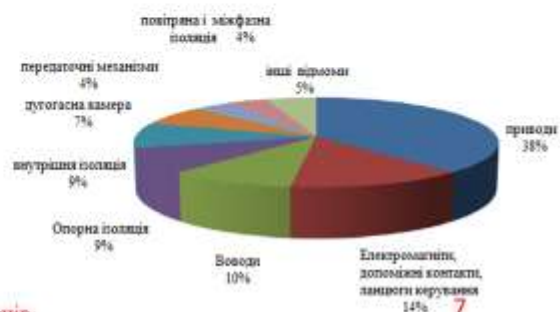


Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	27,87
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	161646
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272 123,829
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,138
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,1
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	8085
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	23458

Розподіл причин відмов повітряних вимикачів



Розподіл причин відмов масляних вимикачів



При розрахунках надійності схем РП пропонується розділити відмови устаткування на три складові:

1. Відмови власне вимикача з приводом ω_D .
2. Відмови першого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР1}$.
3. Відмови другого приєднання (власне приєднання або збірних шин) $\omega_{ПР2}$.

Таблиця 2.1 - Складові відмов обладнання комірки РП

Елемент схеми	«КЗ в одну сторону»		«КЗ в дві сторони»
	Линії (трансформатора)	Шини (другого приславання)	
Роз'єднувач	+	+	—
Трансформатор струму	+	+	—
Трансформатор напруги	—	+	—
Глушкі <i>автомати</i>	+	+	+
РЗА			
Зайве спрацювання	+	+	—
Хибне спрацювання	+	+	—
Відмова в спрацюванні	—	—	—
Власне вимикач			
Привід вимикача	—	—	+
Дугогасна камера	—	—	+
Дугогасне середовище	—	—	+
Контакти	—	—	+
Перекриття ізоляції	+	+	+

8

Зведена таблиця показників надійності високовольтних вимикачів

Вид вимикача	Клас напруги, кВ	Параметри							
		ω_{CP} , 1/год	ω_{CP} , %	T_{b3}	T_{b3} , %	μ , 1/год	μ , %	T_{p3}	T_{p3} , %
ММ	35	0,02	100%	25	63%	0,14	70%	9	31%
МБ		0,01	50%	30	75%	0,14	70%	12	41%
ВВ		0,02	100%	40	100%	0,2	100%	29	100%
ММ	110	0,06	300%	20	100%	0,14	70%	30	67%
МБ		0,016	80%	40	200%	0,14	70%	23	51%
ЕГ		0,005	25%	129	645%	0,07	35%	56,1	125%
ВВ		0,02	100%	20	100%	0,2	100%	45	100%
МБ	220	0,055	275%	50	91%	0,14	70%	43	35%
ЕГ		0,01	50%	82,6	150%	0,066	33%	77,3	63%
ВВ		0,02	100%	55	100%	0,2	100%	122	100%
ЕГ	330	0,007	23%	18	30%	0,08	40%	29,6	26%
ВВ		0,03	100%	60	100%	0,2	100%	113	100%
ЕГ	750	0,004	3%	82,6	138%	0,066	33%	77,3	58%
ВВ		0,15	100%	60	100%	0,2	100%	133	100%

Примітки: 1. * - ММ – маломасляні вимикачі; МБ - масляні бакові вимикачі; ВВ - повітряні вимикачі; ЕГ - елегазові вимикачі. 2. Параметри: ω_{CP} - середній параметр потоку відмов; T_{b3} - середня тривалість аварійного ремонту; μ - частота ремонтів; T_{p3} - тривалість планових ремонтів.

9



Рисунок 3.1 – Дефект опорного ізолятора елегазового вимикача

Приклад показів приладу РЕКОН під час ТО вимикача LTB800E4

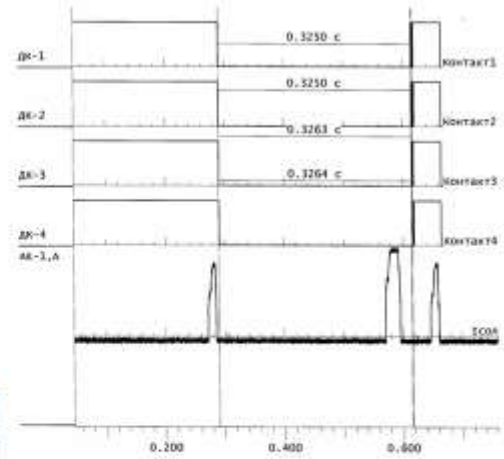


Рисунок 3.3. - Ремонт елегазового високовольтного вимикача

10

• Висновки

- Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.
- Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,138 МВт.
- 1. Досліджено причини пошкоджуваності високовольтних вимикачів. Показано, що велика кількість відмов вимикачів виникає в перші роки експлуатації (період припрацювання) та в кінці терміну експлуатації (період старіння або зношеності) згідно з паспортним ресурсом.
- 2. Розглянуто та систематизовано моделі відмов вимикачів. Вказані їх переваги та недоліки. Виділено найбільш важливі фактори, які необхідно враховувати в моделях при оцінці надійності вимикачів.
- 3. На основі аналізу статистичних даних про відмови вимикачів обґрунтовано застосування моделі з урахуванням причин їх виникнення.
- 4. Показано, що застосування найбільш точних повних моделей неможливо через відсутність необхідної статистичної інформації, а використання спрощених моделей веде до неточності при розрахунках надійності схем.

11