

MA-5790

621.316.3
Р64

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

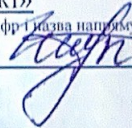
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей
діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням»**

Виконав: студент 5-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Чуплаков О. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор

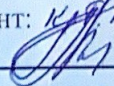


Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Опонент: к.ф.н., доц. каф. ЕССЕМ



Бабенко О. Д.

(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС



д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 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.

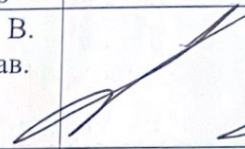
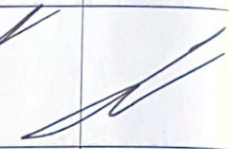
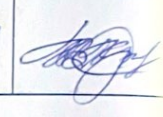
1803 2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Чуплакову Олександр Васи́льовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням».
керівник роботи д.т.н., професор Комар В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.03.2024 року № 81
- Строк подання студентом роботи 22 травня 2024 року.
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. 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 5400 годин на рік.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу ЛЕП. 5. Вибір схем розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9. Аналіз особливостей діагностування РПН 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку РЕМ. 4. Техніко-економічні показники 5. Статистика відмов РПН 6. Класифікація методів діагностування РПН.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз особливостей діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

О. В. Чуплаков

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Дана магістерська робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. В роботі розроблено оптимальну конфігурацію схеми, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Дослідження проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

В роботі було проаналізовано особливості діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням.

Новизною цієї роботи є аналіз особливостей діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/35 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, надійність, споживання, потужність, якість електричної енергії, симплекс метод.

Бібліогр.: 26 назв; рис.: 12; табл. 23.

ABSTRACT

This master's thesis includes the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which provides both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, voltage levels in the nodes at different operating modes were analyzed, and diagrams of switchgear were given.

The research was conducted using the "Loss - 110" program for calculating and optimizing normal modes of operation of electrical networks. In the course of the research, a calculation model of the network was prepared, and the obtained results were analyzed.

The work analyzed the influence of renewable energy sources on the quality of electric energy.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/35 kV substations.

Key words: electric grid, reliability, consumption, power, quality of electric energy, simplex method.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	14
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1. Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	19
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	31
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	33
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	34
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	34
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	36
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	40
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	40
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	42
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	42
7.2 Регулювання напруги у мережі	43
8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ	

МЕРЕЖІ	48
9. АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ДІАГНОСТУВАННЯ РПН	54
9.1. Методи випробовувань РПН.....	54
9.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції	56
9.3. Фізико-хімічні випробування масла	57
9.4 Тепловізійний контроль трансформаторів	61
9.5. Комплексна діагностика.....	63
9.6. Перевірка послідовності дії контактів пристрою РПН	66
9.7. Існуючі засоби діагностики РПН.....	71
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...	73
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	74
10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	74
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників НС	83
10.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі 110 кВ у надзвичайних ситуаціях	87
ВИСНОВКИ.....	90
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92
ДОДАТОК А Показники звіту подібності UNICHECK.....	95
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	96
ДОДАТОК В Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році	103
ДОДАТОК Д Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році.....	113
ДОДАТОК Ж Графічна частина.....	114

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

При створенні детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- прогнози навантаження, генерації і обміну електроенергією в різних часових горизонтах, а також визначений перелік мережевих об'єктів, що необхідно розглянути;
- добові і річні зміни навантаження і генерації
- погодні умови, які впливають не тільки на попит, і, все частіше, на генерацію, а й на технічні характеристики елементів енергосистеми.
- перспективний режим являє собою конкретні умови, які можуть виникнути в рамках зазначеного сценарію і включають:
- реалізація конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури і т. д.) або відключення електростанцій (вимушені і планові);
- відповідний розподіл всіх генеруючих блоків (на базі моделювання ринку або структури покриття навантаження). Наразі лише структури покриття навантаження;
- детальне розташування об'єктів генерації;
- детальне розташування споживання, з урахуванням характерних графіків

або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;

- припущення щодо розвитку мереж.

З точки зору практичності, то електрична схема РУ повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Нове будівництво напругою від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми РУ, які детально описані в «Правила улаштування електроустановок» табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися в будівництві.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і т.д.

При розробці проекту визначається відповідна кількість та вид обладнання, установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є забезпечення живлення нових підстанцій шляхом формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі АТ «Вінницяобленерго».

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

- виконання вибору схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів для нових підстанцій;

- проведення розрахунків та аналізу характерних режимів та надати рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії для електричної мережі;

- надання рекомендацій з реконструкції та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з’єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Виконано систематизацію заходів реконструкції електричних мереж для підвищення їх ефективності.

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

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:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -5140,3$, $b' = 2,5939$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,5939T - 5140,3$$

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

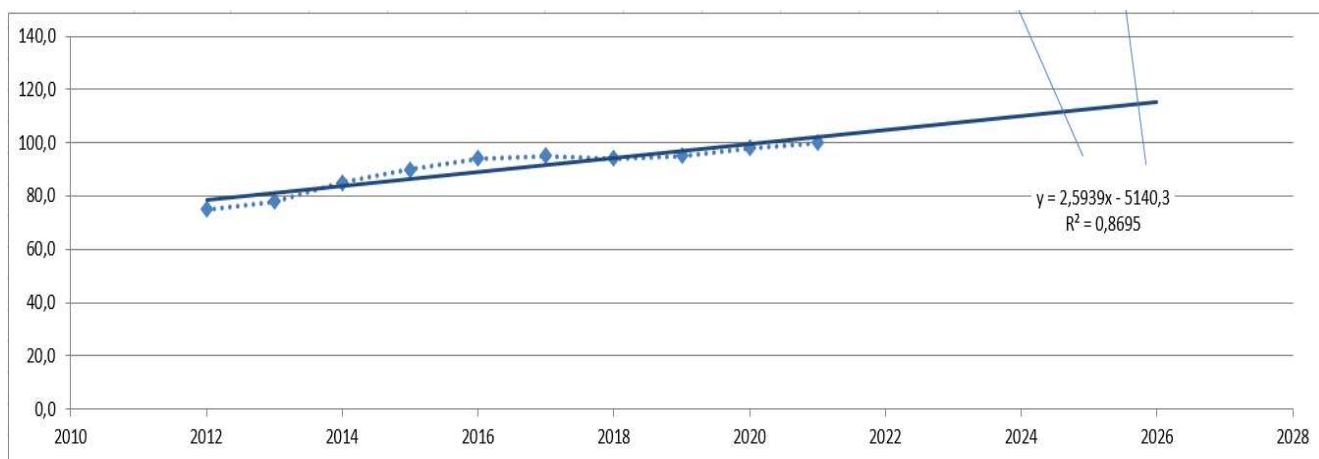


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 114,9 %, що на 14,9 % 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 Б) 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 мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 2.14 МВт;
- в трансформаторах – 0.97 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.44 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

	2-403	300-10	4-405	13-14
Марка проводу	АС-185	АС-240	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	185	240	150	150
Розрах. струм, А	23	146	41	116

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	7	408	9
Напруга вузла, кВ	109,81	109,52	109,61

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 знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній 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 № 7 Степанівка – з рівнем напруги 109,81 кВ; вузол № 408 – з рівнем напруги 109,52 кВ; вузол № 9 Іллінці – з рівнем напруги 109,61 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.

Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. 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 проводу 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 проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 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 (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ 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 дисконтованих 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	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
9	501	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,958	3620,8
7	502	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	2,681	10138,3
408	502	3,2	22,4	110	1573,680	0,131	11280,1	3,064	11586,6
501	503	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,053	3982,9
502	503	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	1,341	5069,1

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 дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
9-501	1	7,2	3574,0	3556,4	3595,5	3525,	6,847	3574,0	3564,2	3583,8
7-502	2,8	7,2	10007,2	9957,8	10067,5	9870,	19,171	10007,	9979,8	10034,6
408-502	3,2	7,2	11436,8	11380,4	11505,7	11280,1	21,910	11437	11405,5	11468,1
501-503	1,1	7,2	3931,4	3912,0	3955,1	3877,5	7,532	3931,4	3920,6	3942,2
502-503	1,4	7,2	5003,6	4978,9	5033,8	4935,1	9,586	5003,6	4989,9	5017,3

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	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
9-501	1	7,2	3574,0	3564,7	3584,3	499,9	3574,0	3216,6	3931,4
7-502	2,8	7,2	10007,2	9981,2	10036,0	1399,6	10007,2	9006,5	11007,9
408-502	3,2	7,2	11436,8	11407,0	11469,7	1599,6	11436,8	10293,1	12580,5
501-503	1,1	7,2	3931,4	3921,2	3942,7	549,8	3931,4	3538,3	4324,5
502-503	1,4	7,2	5003,6	4990,6	5018,0	699,8	5003,6	4503,2	5504,0

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.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-501	7-502	408-502	0-0	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,91	-7,36
502	0	1	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,53	2,53
503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	12,87	3,24
0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	17,86
Коефіцієнти цільової функції	143,7	1816,2	2075,6	0,0	412,6	713,5	908,1	908,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		8414,813
Потужності ЛЕП	30,90187	0	0	17,85964	9,634803	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	0,000	0,000	3877,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		7402,591
Змінні складові витрат	914,439	0,000	0,000	0,000	97,783	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1012,222
Дисконтовані витрати, тис. грн																8414,813

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
	9-501	7-502	408-502	0-0	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,91	0,00
502	0	1	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,53	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	12,87	0,00
0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	143,7	1816,2	2075,6	0,0	412,6	713,5	908,1	908,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		12862,034
Потужності ЛЕП	29,31006	0	0	0	15,40215	0	0	2,52871	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	0,000	0,000	3877,548	0,000	0,000	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12337,652
Змінні складові витрат	822,656	0,000	0,000	0,000	249,885	0,000	0,000	8,573	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1081,114
Дисконтовані витрати, тис. грн																13418,766

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.3.

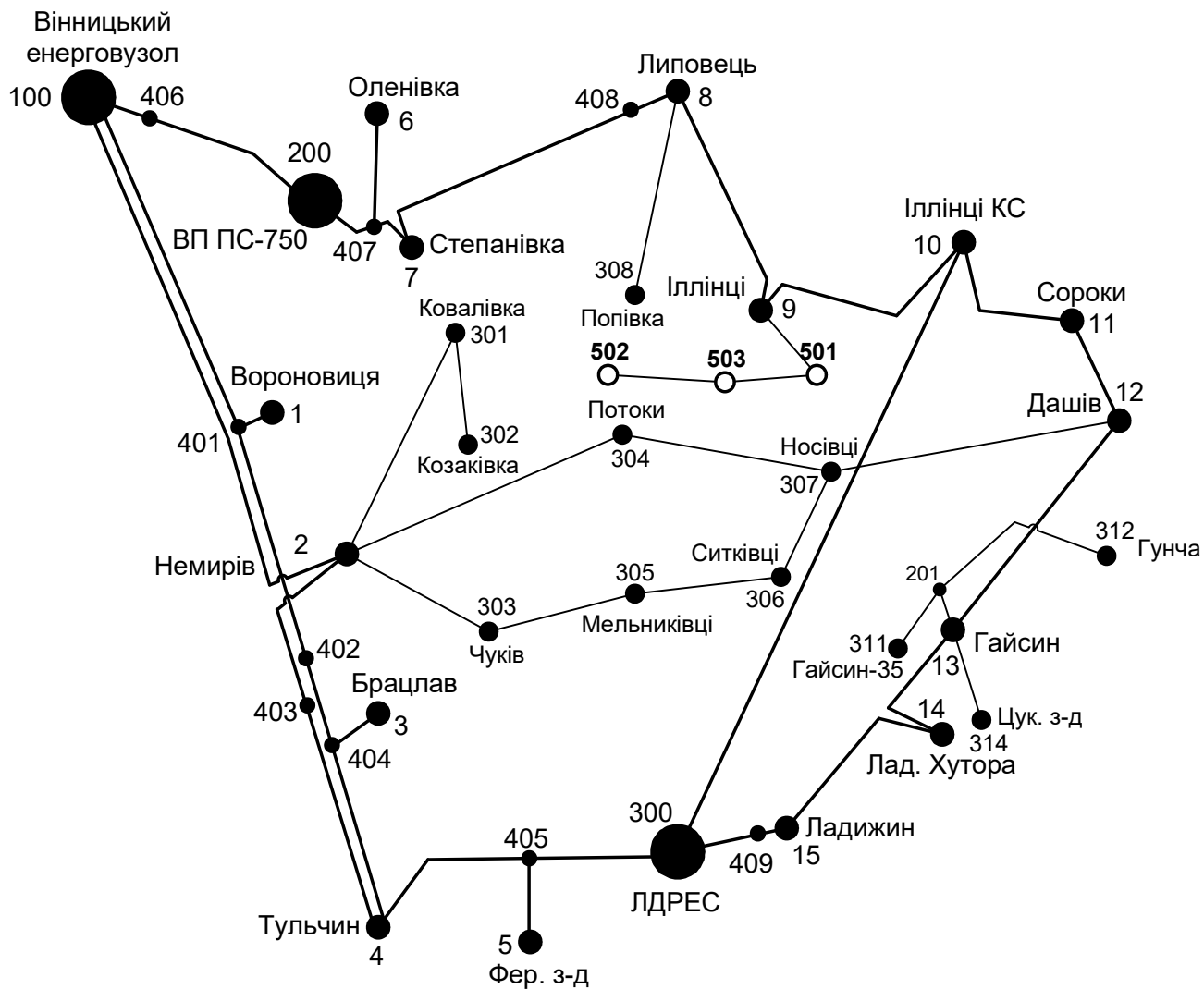


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 502-7 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

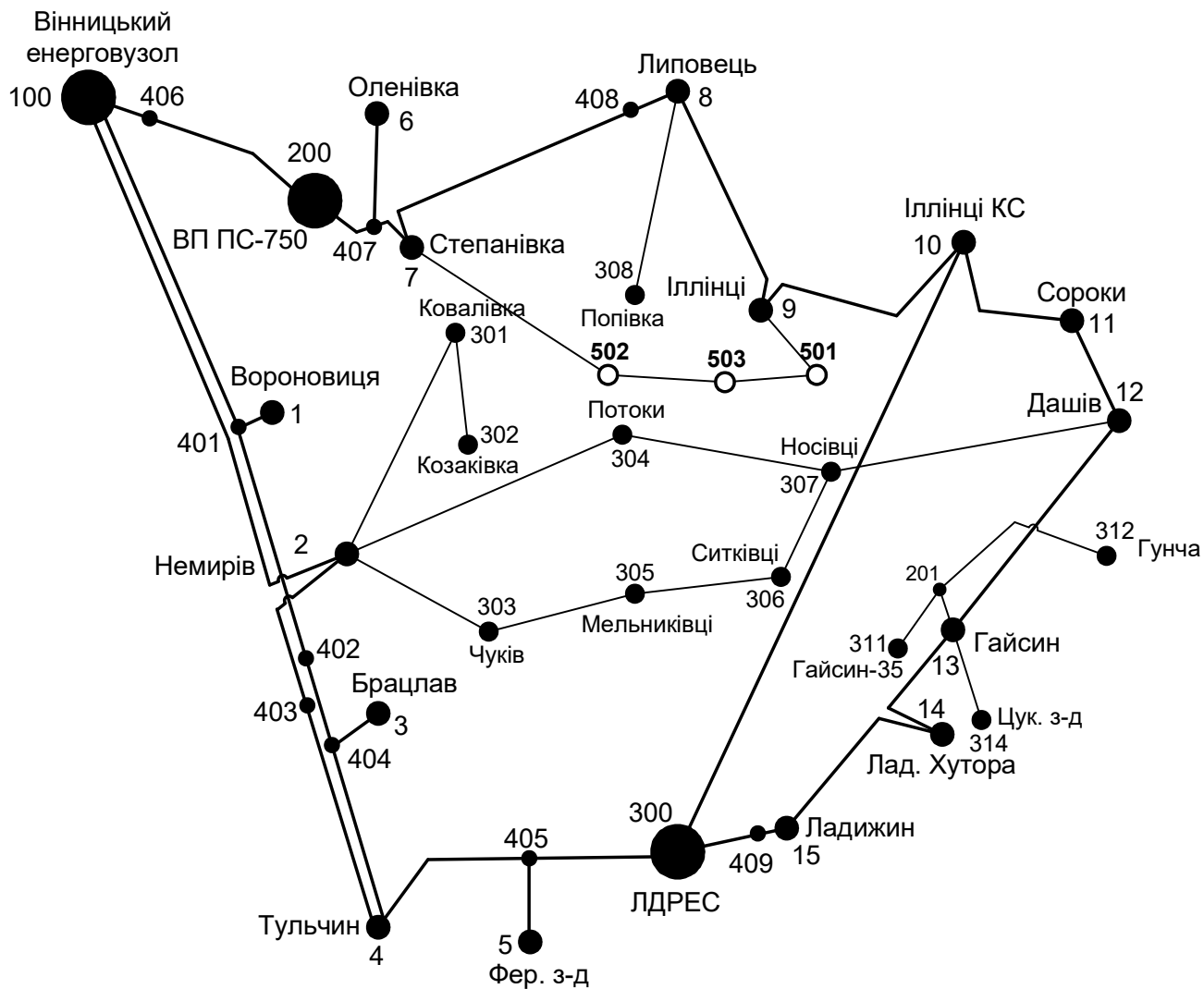


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 502-7 довжиною 19,3 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації послідовності спорудження енергетичних об'єктів будівництво яких триває більше одного року поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Цей метод дає змогу 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.

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 501, 502, 503). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (3.1)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (3.2)$$

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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

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 (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), 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: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_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 три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пункту 9-501, 501-503, 503-502. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-501} + \Delta L_{501-503} + \Delta L_{503-502} = 7 + 7,7 + 9,8 = 24,5 \text{ (км)},$$

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.3.1.

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 одноланцюгову лінію 502-7. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	9-501	7	26,8	24,5	12789,9 9	43803,6 1	36503	36503
		501-503	7,7	15,4		13735,6			
		503-502	9,8	2,5		17278,0 1			
	2	9-501	7	26,8	34	12789,9 9	60594,3 9	50495,3 2	50495,3 2
		501-503	7,7	15,4		13735,6			
		502-7	19,3	5,5		34068,7 9			
	3	9-501	7	26,8	36,1	12789,9 9	64136,8	53447,3 3	53447,3 3
		503-502	9,8	2,5		17278,0 1			
		502-7	19,3	5,5		34068,7 9			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	502-7	19,3	5,5	19,3	34068,79	34068,79	23658,88	60161,89
	21	503-502	9,8	2,5	9,8	17278,01	17278,01	11998,62	62493,94
	31	501-503	7,7	15,4	7,7	13735,6	13735,6	9538,612	62985,94

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання підстанцій 501, 502, 503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13.436}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 74.046 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1.484}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8.179 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

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

1й – розрив лінії 9-501;

2й – розрив лінії 7-502;

3й – розрив лінії 9-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 7-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-503;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} , А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
9-501	0	20.2	0	101.3	86.9	5.8	101.9	390	13.5	АС-120/19
7-502	20.1	0	101.9	14.7	67.1	14.9			6.5	АС-120/19
501-503	86.9	67.1	86.9	0	0	81.6			74.1	АС-120/19
502-503	5.9	15.3	86.6	15.3	81.7	0			8.2	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (4.1)$$

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{12.1}{1.4 \cdot 0.88} = 9.821 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 502 та 503 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{11.161}{(2-1) \cdot 10} = 1.116 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{2.472}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.392 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{12.874}{(2-1) \cdot 10} = 1.287 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , 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. 4.1.

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 принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

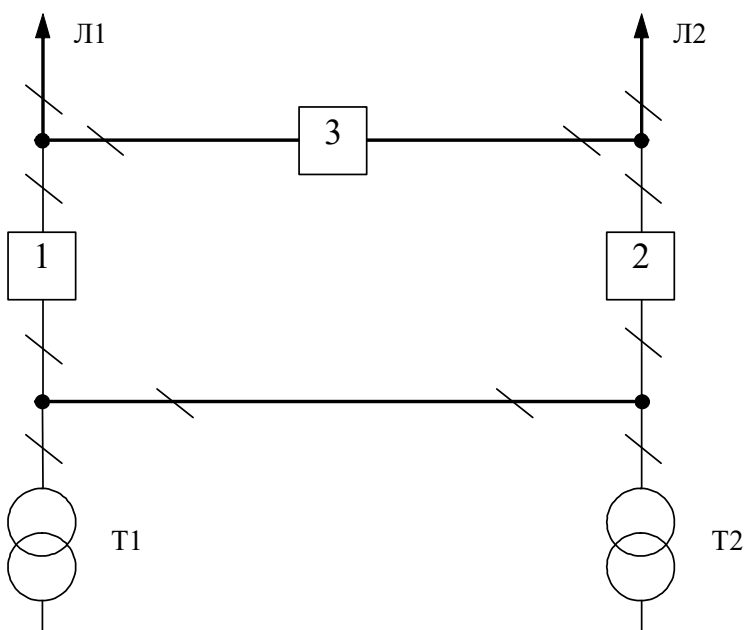


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502 та 503

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

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано Іллінці (вузол 9). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалуджувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалуджувальної підстанції Іллінці (вузол 9) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію.

Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Дві робочі і обхідна система шин (рис 5.2).

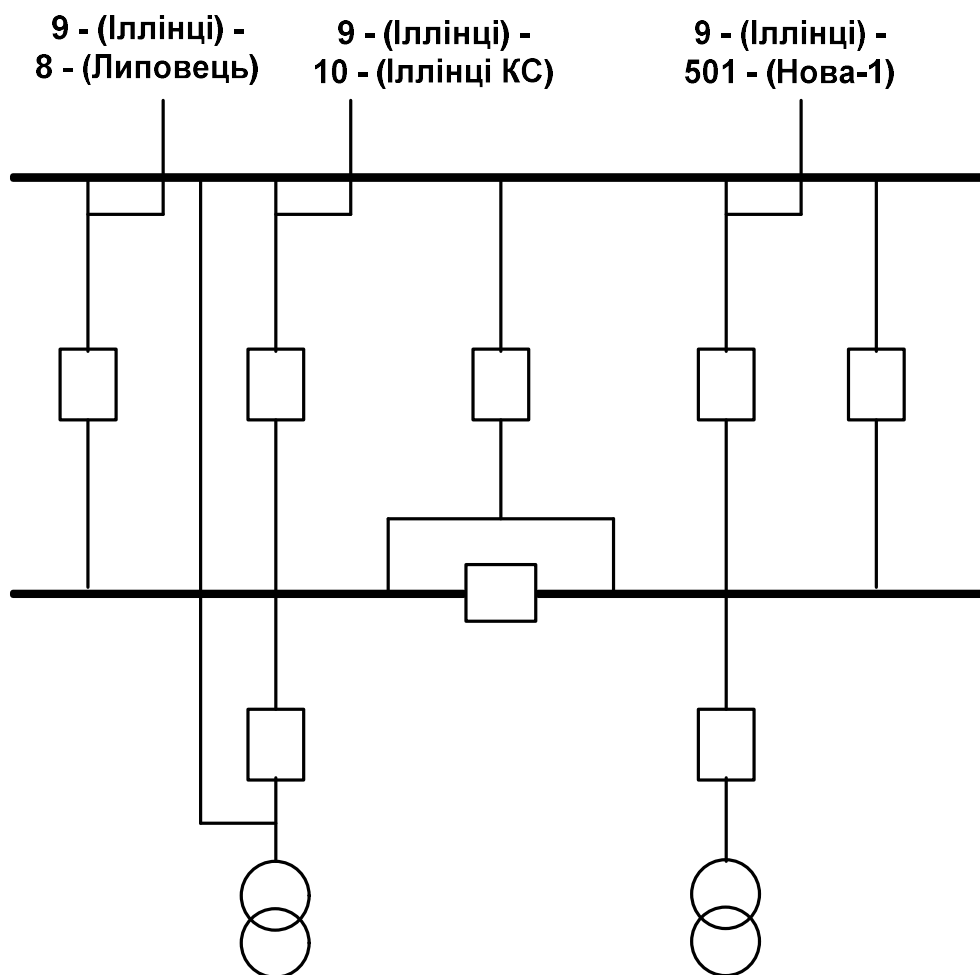


Рисунок 5.2 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Плисків (вузол 10), що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «ВП ПС-750 – Липовець» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу

експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «ВП ПС-750 – Липовець» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

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 прохідної підстанції СЕС (вузол 503).

Показники надійності визначаються формалізованим методом 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_v (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_r (год.) [3, табл. 6.2].

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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу 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:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

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 $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

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. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23

			D(AT2,Л2)-40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л2, AT2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40		Л3, Л1, D(AT1, AT2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, AT2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)-40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (AT1AT2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, AT2 - 23	Л2, AT2-23	Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3) - 23	Л3,Л2,AT2, D(AT1, Л1) - 23	
			Л2-40	Л2, AT2-40	Л2,Л1,D(AT1, AT2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, AT2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, AT2, AT1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, AT2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 750$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 750 = 1298550 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (5.6)$$

$$W_{РІК} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год)}.$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	1298550

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

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 501, 502, 503 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (6.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 14,3 + 0,05 \cdot 14,3 = 13,585 \text{ (МВт)},$$

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

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (6.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 13,585 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 13,585 \cdot 0,34 = 4,619 \text{ (МВАр)}.$$

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot 1 \quad (6.3)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 9-501

$$Q_{\text{ЛЕП9-501}} = 109,51^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7) = 0,239 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,239 + 0,263 + 0,337 + 0,662 = 1,501 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0.95 \cdot 8,81 = 8,37 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 8,37 = 0,837 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 8,37 + 0,837 - 4,619 - 1,501 = 3,087 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 8,37 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 3,087 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-3150-450 УЗ на 3150 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 501.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. 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.

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 мінімальному режимі рівень напруги в балансуючих 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 121кВ.

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.

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. 7.1).

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	104,45	99,41	109,49

502	104,72	99,69	109,78
503	104,75	99,73	109,74

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (7.3)$$

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:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((13,91) \cdot (7,95 / 2)) + ((7,51) \cdot (139 / 2))}{109,49} = 5,272 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{109,49 + 5,272}{10,5} = 10,93$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{т501д} = 10,93$, що відповідає 5-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{нн501д} = \frac{109,49 + 5,272}{10,93} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІД П	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Тб}$	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. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	5,272	10,93	10,5	5	11,082	0,09
502	1,474	10,596	10,5	8	10,611	0,09
503	5,101	10,937	10,5	5	11,082	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503 (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.

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

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:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ 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; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

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 (3633 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:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}}; \quad (8.5)$$

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

$K_{\text{ЛЕП}}$ – 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 ліній електропередачі: Іллінці (вузол 9) – 501, 501 - 503, 503 – 502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501, 502, 503;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Іллінці (вузол 9).

На другому році:

- будівництво ліній електропередачі: Степанівка (вузол 7) - 502;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «ВП ПС 750 – Липовець» (вузол 3).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.4.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 586,23 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (8.6)$$

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,5 = 28\,354,675 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,3 = 22\,336,54 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 151\,661,112 + 28\,354,675 = 180\,015,787 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 22\,336,54 = 22\,922,77 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{П}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{П}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (8.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (8.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (28\,354,675 \cdot 0,3)/100 = 85,064 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (22\,336,54 \cdot 0,3)/100 = 67,01 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (151\,661,112 \cdot 3)/100 = 4549,833 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.6:

Таблиця 8.6 – 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: 9-501, 501-503 503-502 П/ст: 501, 502, 503	+40	-	3,14
2	ЛЕП: 7-502	+30	-	3,14

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 85,064 + 4549,833 + 3,14 \cdot 1,65 = 4640,078 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 67,01 + 17,587 + 3,14 \cdot 1,65 = 89,778 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 44,7 \cdot 5400 = 241380 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 5,5 \cdot 5400 = 29700 \text{ МВт·год};$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 241380 - 4640,078 = 43153,162 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 29700 - 89,778 = 5790,822 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = 0,241$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,241 = 4,1 \text{ роки.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	50,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	271 080
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	202 938,556
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,14
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,65
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	594,16
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	9,81

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 (4,1) підтверджують ефективність.

9 АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ДІАГНОСТУВАННЯ РПН

9.1. Методи випробовувань РПН

На даний час при випробуваннях РПН трансформаторів найбільш ефективними є такі методи [3, 4, 5, 7] (рис 9.1): аналіз газів, розчинених в маслі, вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції, фізико-хімічні випробування масла, тепловізійний контроль, комплексна діагностика, а також перевірка послідовності дії контактів пристрою РПН.



Рисунок 9.1 Класифікація методів діагностики

В процесі старіння ізоляція РПН трансформатора зазнає ряд фізико-хімічних змін. При цьому виділяються продукти розкладання - тверді, рідкі і газоподібні речовини. Тверді ізоляційні матеріали на основі целюлози (папір, картон) при повільному старінні виділяють гази; у їх числі водень і низькомолекулярні вуглеводні, а також окис і двоокис вуглецю, що утворюються при окисленні целюлози. Гази утворюються також і при старінні масла, причому інтенсивність газовиділення залежить від напруженості електричного поля і хімічного складу масла.

Газовиділення залежить від режиму роботи РПН, тривалості експлуатації, застосованих в ньому матеріалів і ряду інших чинників, що не завжди легко враховуються [5]. У числі газів, що виділяються, є: окис вуглецю CO, двоокис вуглецю CO₂, водень H₂, метан CH₄, Етан C₂H₆, етилен C₂H₄, ацетилен C₂H₂.

Розчинність деяких газів в трансформаторному маслі при тиску 760 мм вод. ст і температурі 25°C приведена в табл. 9.1 [5, 6].

Таблиця 9.1– Розчинність деяких газів в трансформаторному маслі

Газ	Розчинність, в % за об'ємом
Водень	7
Азот	8,6
Окисел вуглецю	9
Повітря	10,3
Кисень	16
Метан	30
Вуглекислий газ	120
Етан, етилен	280
Ацетилен	400

Розчинність газів в маслі пропорційна зовнішньому тиску і в діапазоні температур 20-100° С є лінійною функцією температури. При руйнуванні ізоляції, пов'язаному з наявністю пошкоджень, інтенсивність процесів

газовиділення різко підвищується; може змінитися також склад газів і їх співвідношення.

Встановлено, що кожному виду дефекту відповідає певний набір і співвідношення газів [5].

Базовим керівництвом по діагностиці дефектів, що розвиваються, на основі аналізу газів, розчинних в трансформаторному маслі (АРГ) є методика хроматографічного аналізу газів [4, 5].

9.2. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції

Діелектричними втратами називається потужність P_ϕ , розсіювана в ізоляції при додатку до неї змінної напруги. Проте потужність втрат залежить не тільки від стану ізоляції, але і від її об'єму. Тому для оцінки стану ізоляції використовується тангенс кута діелектричних втрат:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_\phi}{U \cdot I_p} = \frac{I_a}{I_p}, \quad (9.1)$$

Де U - напруга, що прикладається до ізоляції; I_a , I_p - активна і реактивна складові струму через ізоляцію.

У практиці вимірювань значення $\operatorname{tg} \delta$ виражається у відсотках:

Тангенс кута діелектричних втрат майже не залежить від розмірів ізоляційної конструкції, оскільки при їх зміні пропорційно змінюються активна і реактивна складові струму, що проходить через діелектрик [5].

Отже, $\operatorname{tg} \delta$ є показником тільки стану ізоляції, але не її геометричних розмірів. Величина $\operatorname{tg} \delta$ дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика, бо активна складова струму, викликана діелектричними втратами в місцевому дефекті, при вимірюванні відноситься до загального струму місткості об'єкту.

Як правило, вимірювання $\operatorname{tg} \delta$ дозволяє знайти загальне (тобто охоплюючи велику частину об'єму) погіршення ізоляції [3, 5].

Підвищене значення $\operatorname{tg} \delta$ свідчить [5]:

- про зволоження ізоляції (головним чином об'ємному);

- про забруднення ізоляції;
- про неоднорідність ізоляції.

Зволоження і інші вище перелічені дефекти ізоляції викликають збільшення активної складової струму I_a , причому вона росте у багато разів швидше, ніж складова місткості I_p . Це приводить до збільшення кута δ і відповідно $\operatorname{tg}\delta$.

Цінність цього параметра полягає в наступному:

Значення $\operatorname{tg}\delta$ істотно менше залежить від впливу сторонніх чинників, ніж інші показники стану ізоляції; його можна вимірювати в умовах роботи устаткування при напрузі 10 кВ. Проте, методи вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції відносні і набагато складніше, ніж методи вимірювання опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції. Тому ізоляція РПН трансформаторів I - III габаритів піддається цьому випробуванню тільки при підозрі на її забруднення, якщо вимірювання R_{60} і K_{abc} дає сумнівні результати [3, 5]. Вимірюванням $\operatorname{tg}\delta$ місцеві і зосереджені дефекти в ізоляції великого об'єму виявляються погано. Це пояснюється тим, що в цих випадках збільшення активної складової струму в ізоляції викликається погіршенням невеликої частини об'єму ізоляції, а складова місткості хоча і залишається практично незмінною, але визначається всім об'ємом ізоляції [5]. Тому у ряді випадків, для уточнення місця погіршення ізоляції, навмисно зменшують об'єм випробовуваної ізоляції [5]. Методика вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції та види випробовувань наведена в додатку В.

9.3. Фізико-хімічні випробування масла

Важливим параметром масла є мінімальна пробивна напруга. Напругу, при якому відбувається перший пробій масла, до уваги не беруть. Пробивну напругу визначають як середнє арифметичне п'яти значень напруг [3, 4].

Якнайменша пробивна напруга для РПН трансформаторів, апаратів і введень встановлюється згідно табл. 2.2 [4].

Розкид результатів при визначенні пробивної напруги масла відбувається в основному через наявність механічних домішок в маслі [5].

Також важливим параметром є температура спалаху масла.

Таблиця 9.2 – Пробивна напруга для РПН

Якнайменша пробивна напруга, кВ	Якнайменша пробивна напруга, кВ	
	для свіжого масла	для експлуатаційного масла всіх марок
для РПН трансформаторів з номінальною напругою, кВ		
до 15 кВ включно	визначається в відповідності з [5]	20
понад 15 до 35 кВ включно		25
від 60 до 220 кВ включно		35
від 330 до 500 кВ включно		45
750 кВ		55

Допускається зниження температури спалаху експлуатаційного масла всіх марок не більш, ніж на 5°C в порівнянні з попереднім аналізом [5].

Температура спалаху при нормальній роботі РПН трансформатора поступово зростає внаслідок випаровування легких фракцій. При розвитку дефекту температура спалаху масла різко зменшується через розчинення в маслі газів, яка утворюються в місці дефекту. Зниження температури спалаху більш, ніж на 5°C в порівнянні з попереднім випробуванням масла вказує на наявність дефекту і в цьому випадку потрібне комплексне обстеження устаткування [3,4]. Зниження температури спалаху пари масла вказує також на його розкладання в результаті місцевого перегріву всередині РПН трансформатора [3].

При проведені випробувань масла визначається вміст механічних домішок. Розчинний шлам для РПН силових трансформаторів напругою 500 кВ і вище при кислотному числі масла більше 0,15 % для експлуатаційного масла всіх марок, згідно до вимог [3], повинен бути відсутнім.

Шлам утворюється в результаті старіння масла. Нерозчинні компоненти шламу є небезпечними для роботи твердої ізоляції через гігроскопічні осадки і утворення провідних містків. Осади погіршують охолодження РПН трансформатора, зменшуючи перетин каналів охолодження [6].

Механічні домішки і зважене вугілля в процесі експлуатації повинні бути відсутніми [5]. Домішки з'являються в маслі при руйнуванні фарб, лаків, бакелітової і бавовняно-паперової ізоляції. Вуглець утворюється при роботі контакторів перемикаючого пристрою в результаті горіння дуги.

Не менш важливим параметром трансформаторного масла є кислотне число. Кислотне число показує, яка кількість міліграм їдкого калія необхідна для нейтралізації кислот, що містяться в одному грамі масла [5]. Кислотне число (мГ на 1 Г масла) експлуатаційного масла всіх марок, повинно бути не більш 0,25 мГ [3]. Підвищення кислотного числа масла вказує на його розкладання в результаті місцевого перегріву в середині трансформатора [4].

Вміст водорозчинних кислот і лугів в 1 кГ експлуатаційного масла всіх марок [3] для РПН трансформаторів потужністю більше 630 кВА – не більш 0,014 мГ, напругою до 500 кВ включно – не більш 0,03 мГ.

Водорозчинні кислоти викликають корозію металів і впливають на старіння твердої ізоляції [5].

При експлуатації РПН трансформаторів масло перевіряється на місткість вологи. Необхідність вимірювання вологомісткості масла, що заливається в РПН трансформаторів на напругу 220 кВ і вище визначається заводськими інструкціями. При періодичному контролі в експлуатації вміст води в маслі не повинен перевищувати 20 г/т [6].

Згідно [3] у РПН трансформаторів з плівковим захистом масло перевіряється на газівміст перед заливкою і в експлуатації. У РПН

трансформаторів з азотним захистом масло перевіряється на газовміст тільки перед заливкою.

Вміст газів в маслі перед заливкою і безпосередньо після заливки повинен бути не більш 0.1% об'єму.

При періодичному контролі в експлуатації вмісту повітря в маслі не повинен перевищувати 2% [6].

Необхідно вказати, що РПН трансформаторів з силікагельовим і з азотним захистом не захищені від перенасичення масла повітрям, оскільки вони знаходяться в умовах рівноважного розчинення газу в маслі при атмосферному тиску.

Нормування газовмісту для РПН трансформаторів з плівковим захистом повинне забезпечити достатню електричну міцність і запобігати небезпечному окисленню масла:

- за умов електричної міцності повинне бути відсутнім перенасичення масла повітрям (виділення повітряних бульбашок), що практично забезпечується при вмісті не більш 8% повітря в маслі; норми можна прийняти як 6% від об'єму;

- для зниження інтенсивності окислення масла, вміст повітря в маслі трансформаторів в експлуатації не повинен перевищувати для масел марки ГК - 2%, а для масел решти марок - 1% об'єму [5].

Важливим параметром трансформаторного масла є тангенс кута діелектричних втрат. Збільшення $\operatorname{tg}\delta$ масла без зниження його електричної міцності не представляє безпосередньої загрози для роботи РПН трансформатора. Проте, в цьому випадку для виявлення дефектів в твердій ізоляції за наслідками вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції обмоток необхідний перерахунок, який враховує зміну $\operatorname{tg}\delta$ масла, що дозволяє при профілактичних випробуваннях виявляти дефекти в твердій ізоляції, наприклад, її зволоження.

Норматив бракування по $\operatorname{tg}\delta$ експлуатаційного масла всіх марок, виміряний при $t=70^{\circ}\text{C}$, для РПН силових трансформаторів:

- на напругу до 220 кВ включно – не більш 7%;

- на напругу 300 – 500 кВ – не більш 5%;
- на напругу 750 кВ – не більш 2%.

9.4. Тепловізійний контроль трансформаторів

При оцінці внутрішнього теплового стану трансформаторів тепловізором [5] необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопровода і обмоток. Відповідно до [5] температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора повинна бути не вищою температури, вказаної в табл. 9.3, якщо заводами - виготівниками не обумовлені інші температури.

Таблиця 9.3 – Температури трансформатору

У трансформатора і реактора з охолодженням ДЦ	75° С
У трансформатора і реактора з природним масляним охолодженням М і охолодженням Д	95° С
У трансформаторів з охолодженням Ц температура масла на вході на маслоохолоджувач	70° С

Згідно [3] різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора може досягати 20 - 35°С.

Знімаються термограми поверхні бака трансформатора [5,6]:

- в місцях розташування відводів обмоток;
- по висоті бака трансформатора;
- щодо крайніх фаз;
- в місцях кріплення колоколу бака.

По значеннях температурних градієнтів на поверхні бака і їх місцеположенню за допомогою технологічної документації на трансформатор оцінюється можливий дефект в останньому.

У трансформаторів і автотрансформаторів 250 МВА і вище рекомендується при введенні в експлуатацію знімати картину теплового поля бака.

За наявності локальних нагрівів поверхні корпусу контактора РПН контактор повинен піддаватися позачерговій ревізії. Також обов'язковим є перевірка нагріву баку виносних РПН трансформаторів.

9.4.1. Термосифонні фільтри

У справному фільтрі має місце плавне підвищення температурних градієнтів по висоті фільтрів.

Спостерігатиметься різка зміна температурних градієнтів по висоті фільтру у випадку, якщо циркуляція масла у фільтрі буде понижена або буде відсутною взагалі, наприклад, при використуванні дрібнозернистого силікагеля або при утворенні шламу.

Фільтр вважається справним, якщо спостерігається плавна зміна температури по висоті фільтру і різниця температур по висоті фільтру знаходиться в межах 5-15° С.

При невиконанні вказаних умов необхідно перевірити положення вентилів фільтру, або при необхідності, замінити силікагель.

9.4.2. Система охолодження трансформаторів

У справно працюючого маслonasоса трансформатора температурні градієнти на поверхні корпусу маслonasоса і трубопроводів практично однакові ($t=40 - 47^{\circ}\text{C}$).

Температурний градієнт на поверхні корпусу маслonasоса різко зростає при появі наступних несправностей в маслonasосі:

- тертя крильчаток;
- виткового замикання в електродвигуні і т.п.

Інфрачервоний (Іч) –контроль дозволяє оцінити правильність і рівномірність розподілу потоків масла по трубах, зокрема, відсутність шламоутворення в трубах і ефективність роботи системи охолодження.

Іч–контроль дозволяє у ряді випадків відмовитися від застосування традиційних методів теплових випробувань трансформаторів.

Маслонасос вважається справним, якщо :

- температура на поверхні корпусу не перевищує 80°C;
- різниця температур на поверхні корпусу не перевищує 10°C.

Маслонасос, на поверхні корпусу якого зафіксована підвищена температура, повинен пройти додаткову перевірку, наприклад, акустичний контроль.

Локальні нагріви ділянок труб радіаторів свідчать про їх зашлакування і порушення циркуляції масла.

Утворення короткозамкнутих контурів в розширювачах герметичних вводів. Наявність короткозамкнутого контура приводить до передчасного старіння гумової прокладки. Гранична абсолютна температура на поверхні розширювача вводу з урахуванням можливості прискореного старіння гумової прокладки верхнього фланця може досягати 80°C.

Перевірка відсутності короткозамкнутого контура в розширювачі вводу здійснюється для маслonaповнених герметичних вводів серії ГБМТ-220/2000.

9.5. Комплексна діагностика

Комплексна діагностика завжди починається з даних хроматографічного аналізу (рис. 9.2).

Такі випробування проводяться найрегулярніше і найбільш якісно дозволяють стежити за процесами, які відбуваються в маслonaповненому устаткуванні.

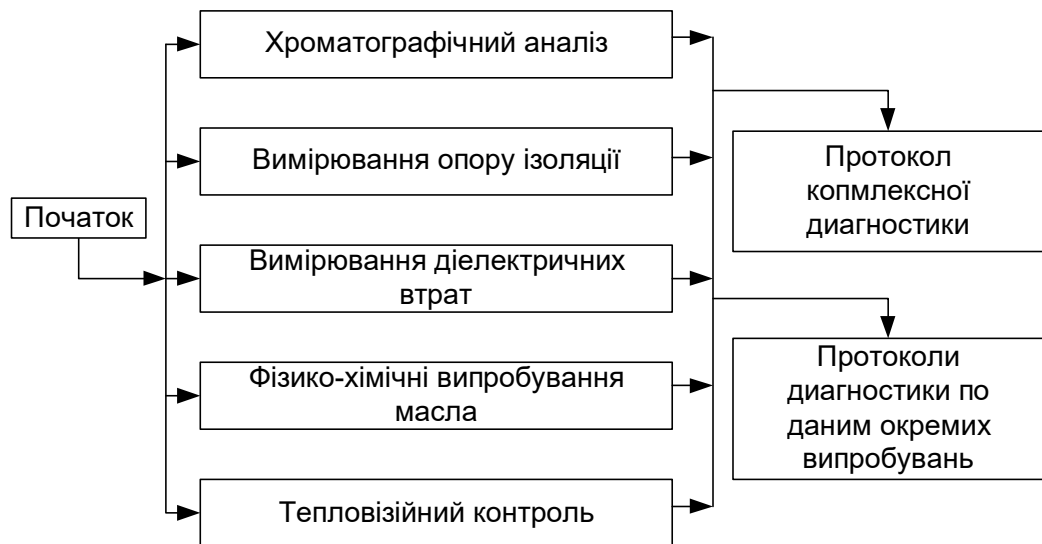


Рисунок 9.2. Комплексна діагностика

Якщо під час логічного висновку для уточнення діагнозу потрібні дані якого-небудь іншого випробування, то перевіряється дата проведення останнього такого випробування. Якщо дата буде пізнішою, ніж дата виявлення дефекту в устаткуванні, то використовуються правила з БЗ, аналізуючі дані цього випробування. Тоді в протокол виводиться рекомендація про проведення наступного випробування (рис. 2.3).



Рисунок 9.3. Ілюстрація послідовності випробувань:

де t_{u1} , t_{u2} - дати проведення випробувань;

t_{od} - дата виявлення дефекту;

t_{a1} , t_{a2} - дати проведення діагностичних аналізів.

Процес уточнення виду дефекту характеризує табл. 9.4. Знак “-” відповідає випадку, коли результат випробування негативний, тобто має місце яке-небудь відхилення від встановлених вимог і норм, знак “+” свідчить, що конкретне випробування дало позитивний результат - норми не порушені. І те, і інше підтверджує вид дефекту, виявленого на основі аналізу розчинених газів

(АРГ). Протилежний знак у відповідній клітці таблиці 2.4 ставить попередній діагноз АРГ під сумнів.

Таблиця 9.4 – Процес уточнення виду дефекту

Вид дефекту	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Виміри омичного опору обмоток	-		+						
Виміри за допомогою інфрачервоної техніки	-	-							
Виміри втрат холостого ходу		-	+						
Хімічний аналіз масла			+		-	-		-	
Вимірювання $tg\delta$ ізоляції опору короткого замикання			-						
Виміри $tg\delta$ масла					-				
Електричні вимірювання часткових розрядів					-				
Акустичні вимірювання часткових розрядів					-				
Вимірювання опору ізоляції				-		-			
Візуальний контроль							-		
Відбір проб масла з баків контактора і трансформатора									-

1 - перегрів струмоведучих частин;

2 - перегрів елементів конструкції остову;

- 3 - перегрів твердої ізоляції;
- 4 - електричні розряди в твердій ізоляції;
- 5 - часткові розряди в маслі;
- 6 - іскровий і дуговий розряди в маслі;
- 7 - дефекти в системі охолодження;
- 8 - старіння масла;
- 9 - дефекти в РПН.

Однією з найвідоміших сучасних систем комплексної діагностики є комплекс “ДИАГНОСТИКА” (Додаток В).

9.6. Перевірка послідовності дії контактів пристрою РПН

Важливою характеристикою перемикаючого пристрою є діаграма послідовності роботи його контактів. Ця діаграма, яку скорочено називають круговою діаграмою, показує, при яких кутах повороту головного валу приводу відбувається замикання або розмикання тих або інших контактів, а також вибирача.

На рисунку 9.4 показана в розгорненому вигляді кругова діаграма послідовності роботи вибирача і контакторів перемикаючого пристрою за один цикл, тобто за час одного перемикання із ступеня на ступінь. У нижній частині діаграми відмічені кути повороту валу в градусах. Заштриховані ділянки показують замкнений стан, а не заштриховані — розімкнений стан контакторів і вибирача.

З рисунку 9.4 виходить, що діаграма прямого ходу перемикання відрізняється від діаграми зворотного ходу, тобто вони декілька зсунуті між собою. Це зрушення викликані наявністю люфтів (зазорів) в з'єднанні приводів і контактора. Великий люфт може бути викликаний неякісним збиранням або іншими дефектами перемикаючого механізму. Показаний на діаграмі кут α між моментами контактора і вибирача не повинен бути менше значення, вказаного в інструкції заводу для даного типу перемикаючого пристрою.

пристроїв з струмообмежуючими реакторами і окремим контактором діаграму знімають при одному повному обороті вихідного валу незалежно від того, чи відбувається за цей час одне або два перемикавання. Для перемикаючих пристроїв з струмообмежуючими резисторами і окремим контактором діаграму знімають при перемиканні на два положення підряд незалежно від потрібного для цього кута повороту вихідного валу приводу.

За наявності в перемикаючому пристрої передвибирача кругову діаграму знімають між такими положеннями вибирача, між якими передвибирач бере участь в перемиканні.

9.6.1. Зняття кругової діаграми методом сигнальних ламп

На валу, який з'єднує перемикаючий пристрій з приводним механізмом, закріплюють вказівну стрілку, а на нерухому частину пристрою встановлюють шкалу кутів, (360°) через 1° . Шкала кутів може бути закріплена на валу, а вказівна стрілка — на нерухомій частині пристрою.

Схему (рис. 9.5) для випробування збирають так, щоб загоряння або згасання сигнальних ламп відбувалося в моменти замикання або розмикання контактів вибирача і контактора. Лампи, як правило, включають паралельно контактам контактора. У моменти розмикання і замикання контактів відзначають за шкалою значення кутів повороту валу перемикаючого пристрою і за цими даними будують кругову діаграму.

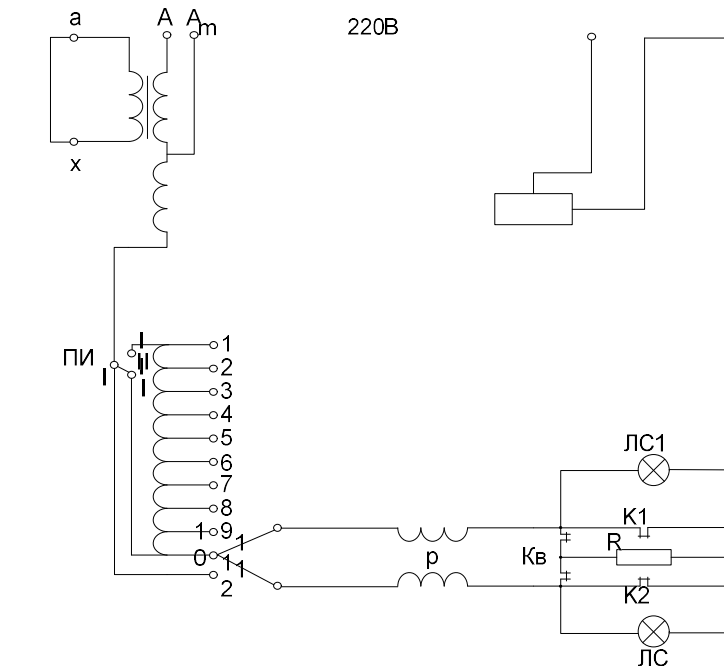
Часто при приймально-здавальних випробуваннях пристрою РПН в зборі з трансформатором не фіксуються окремо положення головних і дугогасильних контактів контактора, а також положення передвибирача.

Зняття кругової діаграми методом сигнальних ламп для перемикаючого пристрою типу РНТ-20А в зборі з автотрансформатором на 220 кВ проводять у відповідності до рисунку 9.5.

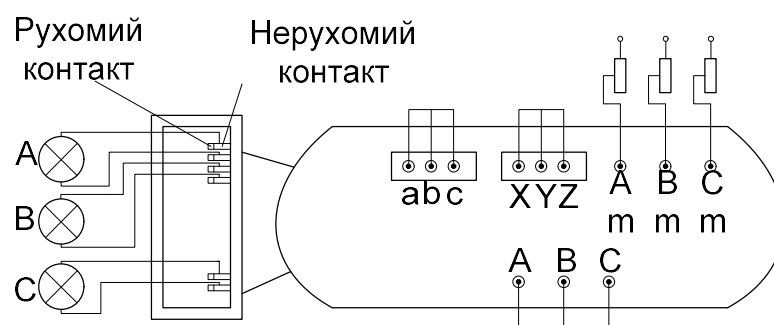
На рисунку 9.5 показані схеми підключення сигнальних ламп до нерухомих контактів контактора при випробуванні в режимі КЗ. Схема на рис.9.5,а застосовується для пофазного зняття кругової діаграми за

допомогою двох сигнальних ламп ЛС₁ і ЛС₂, а на рисунку 9.5,б дана монтажна схема включення сигнальних ламп і ланцюгів при трифазному живленні через реостати з боку регулювання.

Для зняття кругової діаграми перемикаючий пристрій встановлюють в нормальне робоче положення, причому для усунення люфтів в пристрої заздалегідь повертають рукоятку приводного механізму в той бік, в який її обертатимуть при знятті кругової діаграми.



а)



б)

Рисунок 9.5 Схема зняття кругової діаграми методом сигнальних ламп

а) Електрична схема

б) Монтажна схема

Кругову діаграму знімають при одному повному оберті вертикального валу приводного механізму в кожну сторону, контролюючи спрацьовування контактів однієї половини перемикаючого пристрою по сигнальній лампі ЛС₁, а інший — по сигнальній лампі ЛС₂.

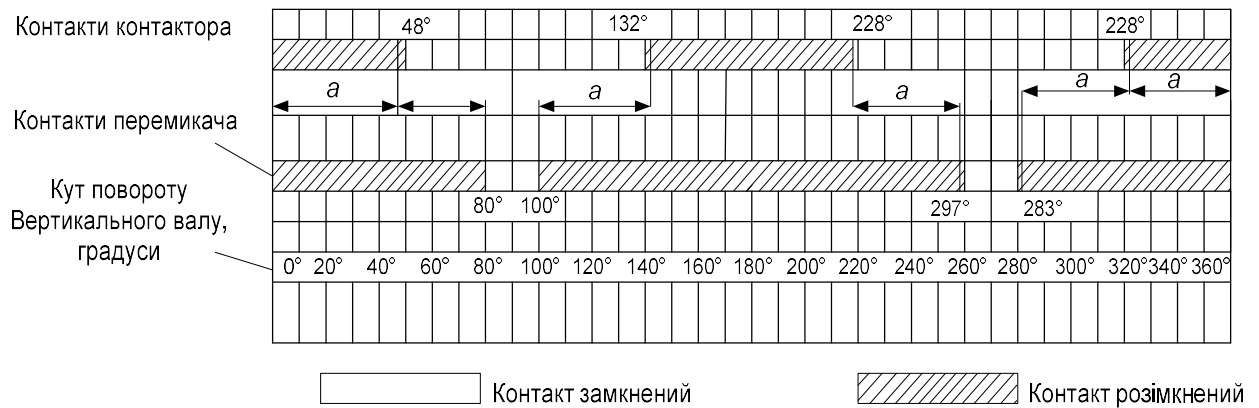


Рисунок 9.6. Розрахункова кругова діаграма перемикаючого пристрою типу РНТ-20

Оскільки пристрій РНТ має передвибирач, то кругову діаграму знімають при прокручуванні механізму рукояткою від 11-го до 12-го положення (між якими передвибирач бере участь в перемиканні), а потім у зворотному напрямі з попереднім вживанням заходів для виключення впливу люфтів.

Розрахункова кругова діаграма перемикаючого пристрою типу РНТ-20 показана на рисунку 9.6.

Допуски на кути кругової діаграми складають: для контактора $\pm 9^\circ$, для вибирача і передвибирача $\pm 15^\circ$; при цьому кут a на діаграмі повинен бути не менше 45° . Точність зупинки приводу складає $\pm 10^\circ$. Механічний упор в приводі повинен спрацьовувати під час переходу пристрою на кут $15\text{—}20^\circ$ за крайнє положення.

9.6.2. Осцилографування роботи контакторів

При приймально-здавальних випробуваннях трансформаторів, забезпечених пристроєм РПН з резисторами, окрім зняття кругової діаграми за допомогою сигнальних ламп здійснюють осцилографування роботи контактора, і за даними осцилографування будують часові діаграми. По цих діаграмах або безпосередньо по осцилограмі виявляють вібрацію контактів при замиканні і вимірюють час замкнутого і розімкненого стану контактів в мілісекундах. Для осцилографування роботи швидкодіючих контактів застосовують магнітоелектричний осцилограф КП5 [13-21] з ультрафіолетовим записом на фото стрічці. Це не вимагає хімічного проявлення (на папері типу УФ), або фотографічним записом з хімічним проявленням. Таке осцилографування роботи трифазного контактора пристрою типу РС-3/110/400 виконують на трансформаторах потужністю до 63 000 КВА включно. Для зйомки користуються осцилографічним гальванометром типа М004-1,2 або М004-2,5 при швидкості паперу 1000 мм/с з обов'язковим включенням відмітчика для відліку часу через 0,002 з. Проводячи перемикання контактора в обидві сторони, знімають по дві осцилограми на кожную сторону. На знятих осцилограмах вимірюють характерні часи, останні не повинні виходити за межі допусків на типовій осцилограмі.

9.7. Існуючі засоби діагностики РПН

На даний час існує декілька мікропроцесорних систем для діагностування РПН трансформаторів.

Однією з таких систем є "ДІАРПН", яка була розроблена Національним університетом "Львівська політехніка". Переносний мікропроцесорний пристрій "ДІАРПН" призначений для діагностування контакторів РПН різних конструкцій, вбудованих в трансформатори і автотрансформатори будь-яких номінальних напруг.

Система "ДІАРПН" дозволяє провести діагностування РПН при будь-якому, навіть короткочасному відключенні трансформатора. Тривалість перевірки РПН цим методом не перевищує півгодини. Осцилографування проводиться шляхом пропускання постійного струму величиною 3 - 5 А через регульовальну обмотку, а осцилограму знімають з вторинної обмотки.

В комплект поставки пристрою "ДІАРПН" входить програмне забезпечення, що дозволяє на ПК виконати аналіз зареєстрованих осцилограм, організацію бази даних по РПН різних трансформаторів.

Зчитування і перенесення інформації (записаних осцилограм) з пристрою на ПК здійснюється через спеціальну флешкарту, що входить в комплект поставки.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи визначені заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час діагностування пристроїв РПН. Аналіз потенційних небезпек здійснюємо за [19, 20] для електротехнічного персоналу. Під час діагностування пристроїв РПН необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів: фізичних, хімічних і трудового процесу.

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо). Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил). Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У розділі охорони праці потрібно дослідити такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, психофізіологічні фактори, безпека в надзвичайних ситуаціях для працівників і для об'єкта проектування в цілому під час будівництва та після прийняття його в експлуатацію.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомом праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

До проведення випробувань слід допускати лише тих працівників, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань. Керівник робіт, крім того, повинен пройти стажування протягом місяця під контролем досвідченого

працівника. Працівники, допущені до проведення випробувань, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань.

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 кв.мм.

У випробних установках робоче місце оператора необхідно відділити від частини установки напругою понад 1000 В. Двері в частину установки напругою понад 1000 В необхідно обладнати блокіровкою, яка забезпечує знімання напруги з випробної схеми у разі відчинення дверей та унеможливорює подавання напруги при відчинених дверях. На робочому місці оператора необхідно виконати окремі світлові сигналізації про подання напруги до і понад 1000 В. Пересувні випробні установки, крім того, необхідно оснастити зовнішньою світловою сигналізацією, яка автоматично вмикається у разі наявності напруги на виводі випробної установки.

Забороняється з моменту подавання напруги на вивід випробної установки входити до неї і виходити з неї, а також торкатися випробної установки і обладнання, що випробовується.

Після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено". Тільки після цього слід перез'єднувати проводи або, у разі повного закінчення випробувань, від'єднувати їх від випробної установки та знімати огороження.

Встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на високовольтний вивід випробної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках. У разі проведення випробувань та перез'єднань незаземлені частини випробного обладнання слід розглядати як такі, що перебувають під напругою. Після проведення випробувань обладнання із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється

використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [6], де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	ІІб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: утеплення фасаду будівлі, встановлення вентиляції приміщень.

10.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [6].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 10.2

Таблиця 10.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]:

- Робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи.

- Будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями.

- Установки для кондиціювання повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [9] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

10.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 10.4

Таблиця 10.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

10.2.5 Виробничі вібрації

Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

На будівельному майданчику присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація діюча на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються роторні вагоноперекидачі, які відносяться

до типу загальної вібрації. Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальні	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин.

10.2.6 Психофізіологічні фактори

Робота електротехнічного персоналу є достатньо важкою та потребує різних навичок та характеристик працюючого, тому і впливи від робіт різні і визначаються за Державними санітарними нормами та правилами «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу» [10].

Важкість праці визначається за дод. 15 [10], звідки видно, що даний вид робіт за показниками важкості умов праці характеризується як допустимі умови праці.

- енергозатрати організму: при регіональному навантаженні (з переважною участю м'язів рук та плечового суглоба) для жінок - до 7800;
- загальні енергозатрати організму, Вт - до 290;
- робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з

поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної);

- нахили тулуба (вимушені, більше 30°), кількість за зміну: 51-100;

Напруженість праці визначається за дод. 16 [10], робота відноситься до інтелектуальної, і має наступні характеристики:

- зміст роботи: відсутня необхідність прийняття рішення;
- сенсорні навантаження : 51-75;
- розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працюючого до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни: 5,0-1,1 мм більше 50% часу;
- тривалість робочого дня, год. – 8 годин;
- змінність роботи - однозмінна робота (без нічної зміни).

Дані характеристики вказуються на те, що за напруженістю робота інженера-проектувальника (цивільне будівництво), який здійснює чисельне моделювання перерозподілу зусиль між елементами кущового пальового фундаменту в залежності від кількості паль відноситься до другого класу з допустимими умовами напруженості праці (напруженість праці середнього ступеня).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників НС

В умовах зростання дефіцитності енергоносіїв і істотне підвищення їх вартості споживання вимагає посиленої уваги до енергозбереження та підвищення рівня енергобезпеки. Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів зумовлює для підприємств якісне виробництво, прийнятний рівень собівартості продукції, економічна самостійність та безпека.

На сучасному етапі розвитку наша держава, на жаль, залишається однією з найбільш енергоємних країн світу. А енергоємність валового внутрішнього продукту – основний показник ефективності економіки. В Україні цей показник у кілька разів вищий, ніж у промислово розвинених країнах, що є

наслідком технологічної відсталості, недосконалої галузевої структури вітчизняної економіки. Водночас невирішеним залишається питання надійності зберігання, транспортування та використання енергетичних ресурсів. Значну увагу слід приділяти впровадженню енергозберігаючих технологій та обладнання, стимулюванню економії енергоресурсів і запобіганню їх втратам.

Головну небезпеку для електричної мережі 110 кВ становить землетрус, ударна хвиля, вторинні вражаючі. Приймачами ЕМП являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМП. Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином елементи електричної мережі 110 кВ можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації. Визначимо два фактори найнебезпечніших.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози, при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.6. Самий уразливий елемент системи – фотодіоди блоку управління релейного захисту і автоматики.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{\Pi}})}{K_{\text{посл}}}, \quad (10.1)$$

де $K_{\text{посл}}$ - коефіцієнт послаблення, 1.

t_k - час початку опромінення, (1 год).

t_{Π} - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,61 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 1002,764(P) .$$

Таблиця 10.6 – Експозиційні дози елементів електричної мережі 110 кВ

№	Підсистеми мережі	Елементи ЕМ	$D_{грн i, (P)}$	$D_{гр, P}$
1.	Блок управління та автоматики	Конденсатори електролітичні	10^6	10^3
		Діод	10^4	
		Управляючий варістор	10^6	
		Перетворювач струму	10^5	
		перетворювач швидкості	10^5	
2.	Система керування, РЗ та автоматики	Магнітний пускач	10^5	
		Сенсорна панель	10^2	
		Транзистори	10^4	
		Блок РЗ	10^7	
3.	Мікропроцесорна система	Мікросхема ПІ регулятор струму	10^4	
		Контролер	10^5	
		Тахогенератор	10^4	

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{посл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 \quad (10.2)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,61 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,61} \right)^2 = 11981,4631(\text{год}) .$$

Порівняємо отримані дані. Отже, так як $D_{гр} = 10^3 P$ співрозмірне з $D_M = 1002,764 P$, то обладнання ЕМ буде рахуватись умовно стійким, а для забезпечення надійної її стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 2 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 11981,46 годин .

10.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці стійкості роботи електричних мереж проводиться аналіз і оцінка безпеки роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електронної апаратури, підстанцій, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій безпеки роботи в умовах дії ЕМІ можна прийняти коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_{\bar{b}(B, \Gamma)} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_d}{U_{(\Gamma \Gamma)}} \right) \geq 40 [\text{дБ}], \quad (10.3)$$

де U_d – допустима напруга живлення, В;

U_{Γ} – напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу на горизонтальних струмоведучих частинах, В;

Визначимо допустиме коливання напруги живлення:

$$U_o = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 (\text{В})$$

де n – допустиме коливання напруги ($n = \pm 5\%$);

$U_{\text{жс}}$ – напруга живлення ($U_{\text{жс}} = 12 \text{ В}$).

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{вмакс}} = 2) E_{\text{в}} = 12,37 \text{ кВ/м. (В/м)}.$$

Значення максимальних довжин струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці $1_{\text{в}}$, 1_{Γ} зведемо в таблицю. Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для блоку диференціального захисту підстанцій та РП:

$$U_{\theta} = E_{\theta} \cdot I_{\theta} = 12,37 \cdot 0,2 = 2,474 \text{ (В)},$$

$$U_{\varepsilon} = E_{\varepsilon} \cdot I_{\varepsilon} = 12,37 \cdot 1,1 = 13,607 \text{ (кВ)},$$

$$K_{\theta\theta} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{2,474}\right) = 14,55 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\theta\varepsilon} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{13,607}\right) = -0,24 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунків проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 10.6.

Таблиця 10.6 – Дані розрахунку по різних блокам ЕМ

Елемент ЕМ	$I_r, (м)$	$I_v, (м)$	$K_{\theta v}, (дБ)$	$K_{\theta r}, (дБ)$	Стан об'єкта
Диференціальний захист підстанцій та РП	0,2	1,1	14,56	-0,24	не стійкий
Релейний захист та автоматика	0,12	0,36	19,00	9,46	не стійкий
Вимірювальні трансформатори	0,41	1,3	8,33	-1,69	не стійкий
Струмівий захист підстанцій та РП	0,36	0,63	9,46	4,60	не стійкий

Так як $K_{\theta(v,r)} < 40 \text{ дБ}$, то обладнання і апаратура будуть не стійкі в роботі і тому є потреба проводити екранування.

10.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі 110 кВ у надзвичайних ситуаціях

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на певних відстанях.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних

приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для автономного живлення систем управління, які вмикалися б при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводотові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Диференціальний захист підстанцій та РП:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}; \quad (0.1)$$

$$t_1 = -\frac{-0,24 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,063(\text{см});$$

Релейний захист та автоматика:

$$t_2 = -\frac{9,46 - 40}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,048(\text{см});$$

Вимірювальні трансформатори:

$$t_3 = -\frac{-1,69 - 40}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,065(\text{см});$$

Струмівий захист підстанцій та РП:

$$t_4 = -\frac{4,6 - 40}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,056(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні схем диференціального захисту з використанням екрану товщиною 0,063 см з сталі, система струмового захисту підстанцій буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,048 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем вимірювальних трансформаторів потрібен екран товщиною 0,065 см та для схем струмового захисту потрібен екран товщиною 0,056 см.

Іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому оцінка безпеки роботи електричної мережі 110 кВ є необхідною.

Для безпечної роботи в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота ЕМ гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №: 302, 303 та 304) та СЕС(вузол № 301). Було задано, що до пунктів 301, 302, 303 та 304 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується одноланцюговими лініями від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для діючих підстанцій Сорока та Гайсин (вузли 11, 13) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, і вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 502, 503 та 504 було вибрано схему РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на період 5 років, та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільш завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектowana мережа характеризується низькими втратами активної

потужності – 2,98 МВт при сумарній активній потужності генерування 106,2 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 376891,54 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність оскільки термін окупності 10,2 роки.

Основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі. Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ГОСТом. Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень поділяються на нормально допустимі, яких повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими.

Суттєво впливає значення напруги на процес транспортування та розподілу електроенергії в ЕЕС. Цей вплив проявляється, наприклад, на значенні втрат електроенергії під час її транспортування. Від напруги залежать навантажувальні втрати електроенергії в елементах системи з активним опором та, особливо, втрати на коронування. За хорошої погоди втрати на коронування пропорційні квадрату напруги, а під час опадів та інієутворенні ці втрати залежать від напруги вже в четвертому – шостому степені.

Таким чином, проблема контролю і регулювання якості електричної енергії в ЕЕС є складною і багатоплановою. Для ефективного її вирішення необхідні глибокі знання і постійна увага.

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. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.

12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК

XX.XXX:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням

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)

Чуплаков О.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Комар В.О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей
діагностування пристроїв регулювання напруги під навантаженням
08-21.МКР.029.00.007 ТЗ**

Керівник проекту: д.т.н., професор

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-22мз

_____ Чуплаков О. В.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 81 18.03.2024 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – реконструкція мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» для підвищення ефективності транспортування електричної енергії та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для якісного та надійного забезпечення споживачів, які продовжують розвиватися та збільшувати власне електроспоживання, спроектувати реконструкцію електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є

споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: реконструкція електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

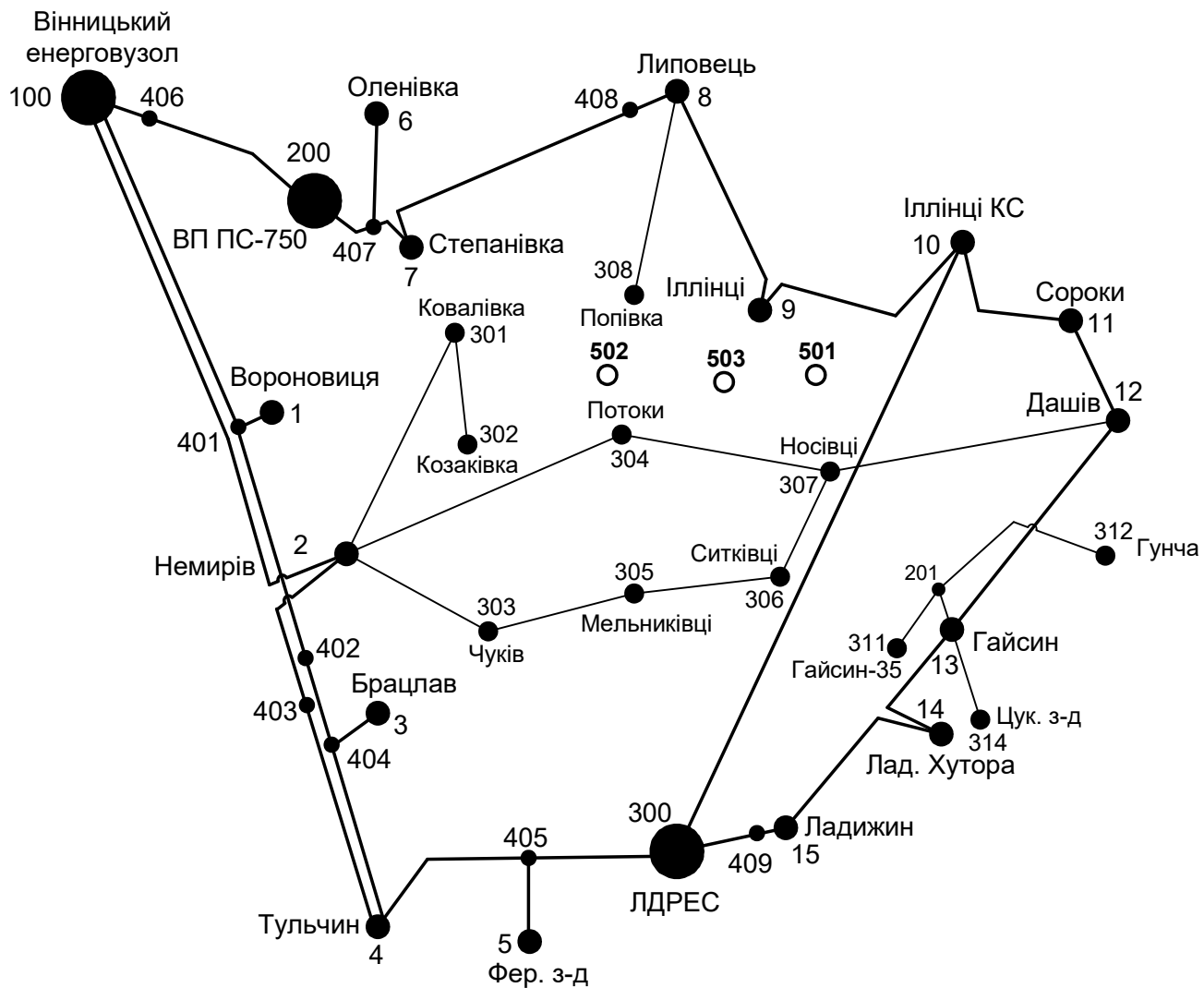
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000).

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 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 750 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.



Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	12,1	2,2	11,2
cos φ	0,88	0,89	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	85	90	94	95	94	95	98	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжин а лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95

12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2

307	Носівці	0,86	$1,4 + j0,83$	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	$0,6 + j0,29$	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	$0,5 + j0,26$	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	$1,4 + j0,79$	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	$0,9 + j0,49$	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК В

УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА ПЕРШОМУ РОЦІ

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель - ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	Загальна кошторис - на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13 0	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
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	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
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	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18 2	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
	Всього		135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
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 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	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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 503):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
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	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

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	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
3.2	Трансформатор власних								

	потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (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 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	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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця В.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 МВ×А	2 од.	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

	силового трансформатора без вимикача								
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
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	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформатора	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

	торами напруги 10 кВ								
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення 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	2400,16	84,0
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	1524,36	88,638	60,856	2,088	2156,99	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,25	85,910	55,364	2,064	2067,47	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 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	24,0

ДОДАТОК Ж
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

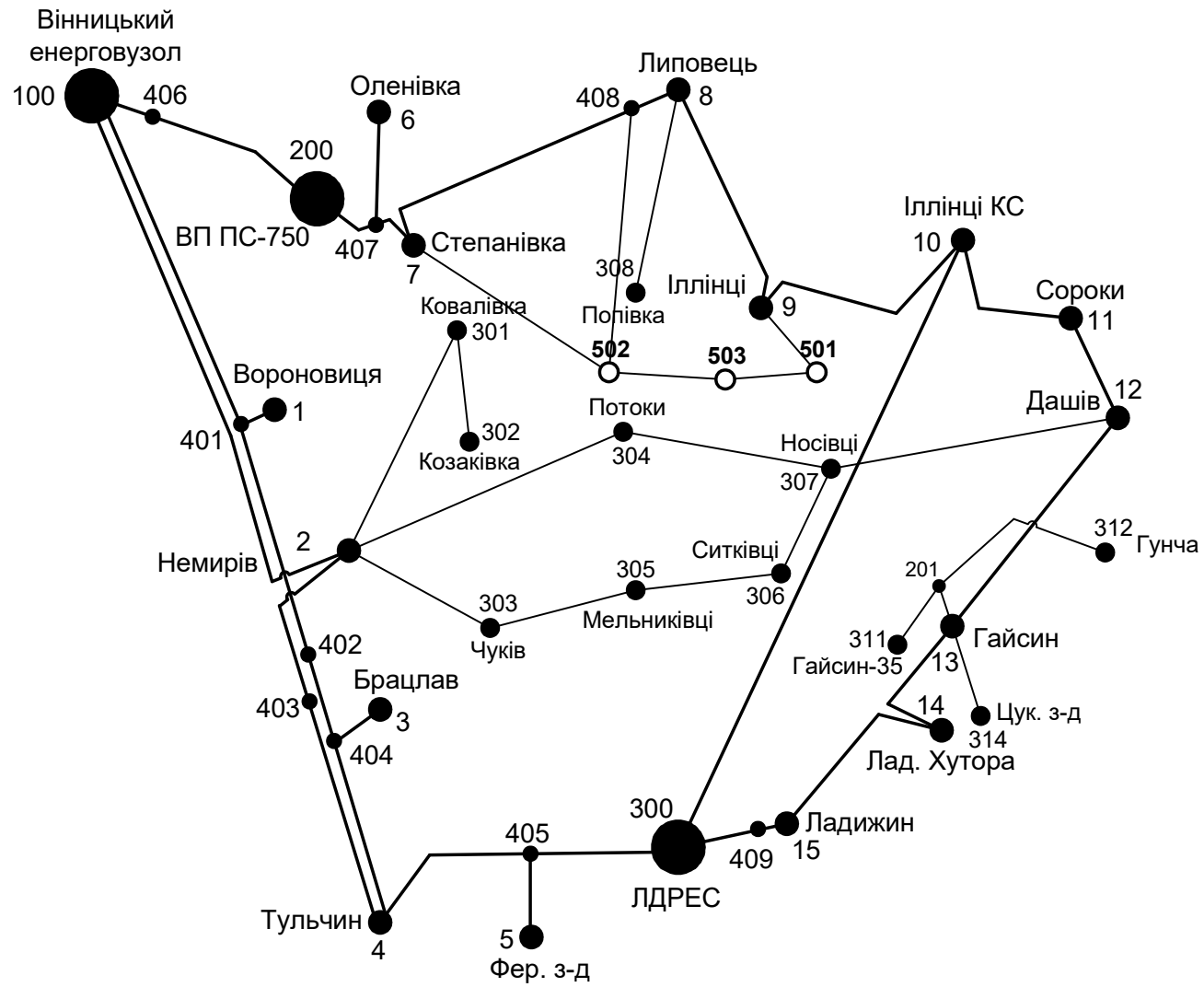
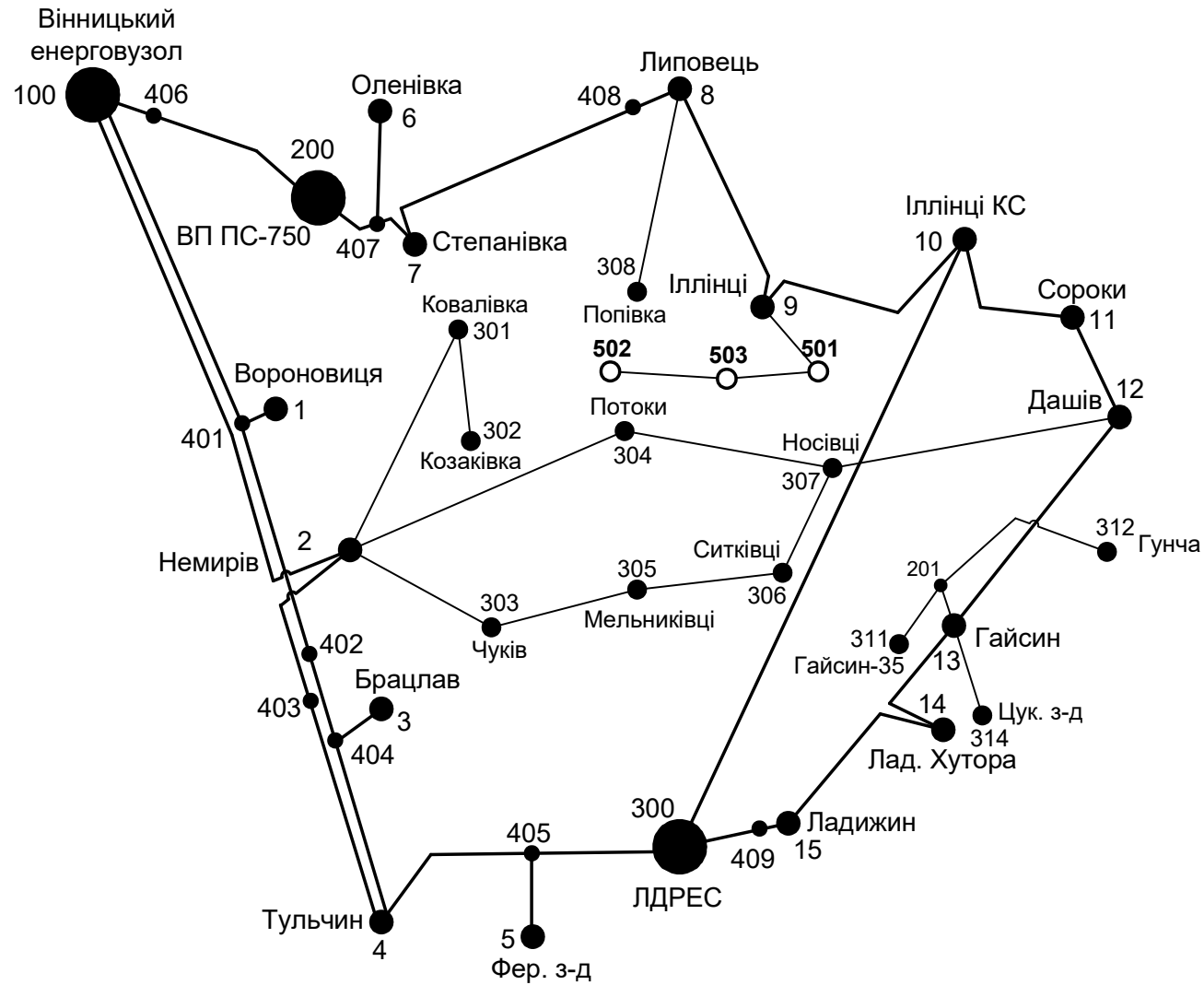


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми



Оптимальна схема ЕМ отримана після розрахунку за симплекс-методом

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	12,1	2,2	11,2
cos φ	0,88	0,89	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	85	90	94	95	94	95	98	100

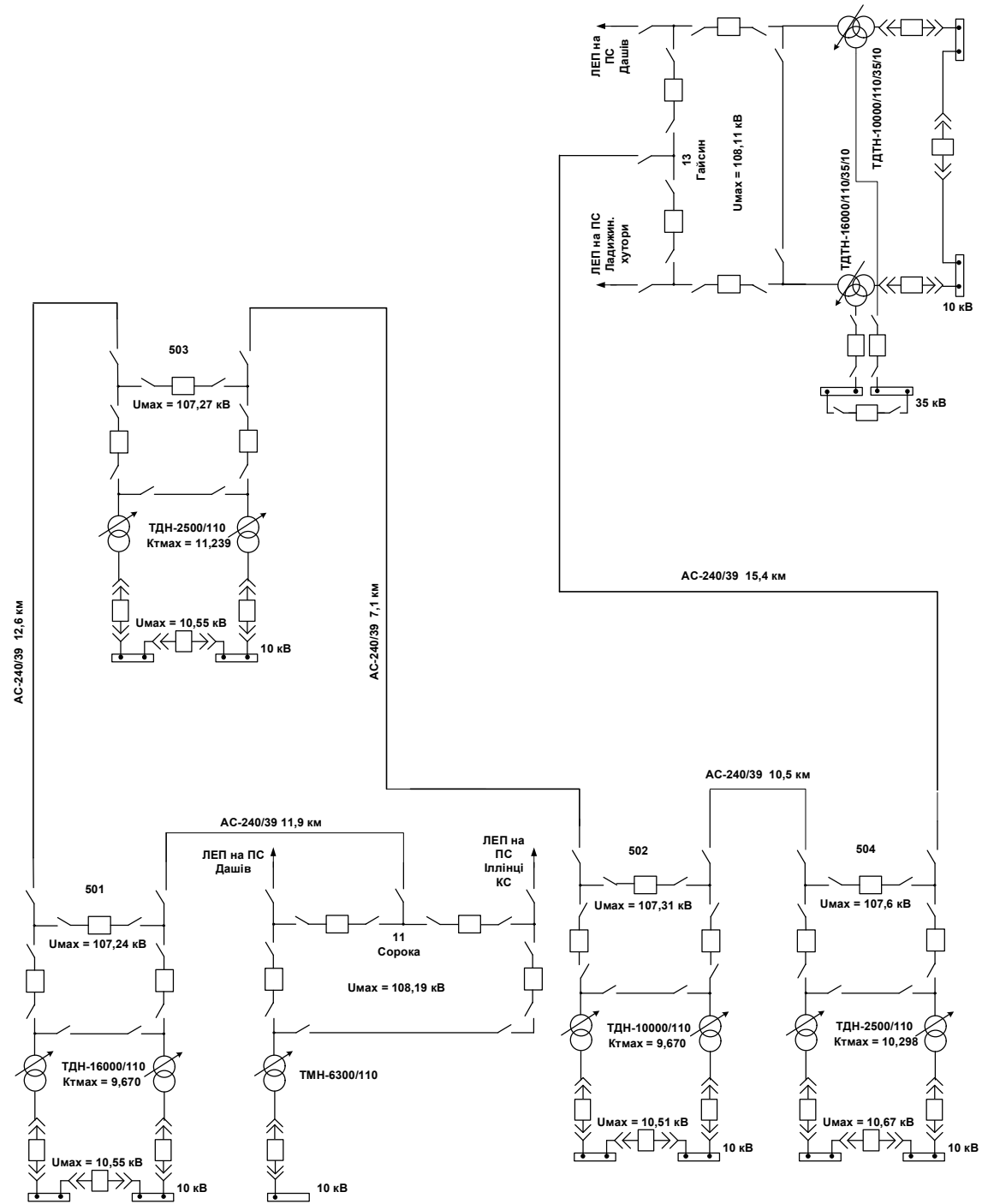
Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка прово	Довжина
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14.08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7.55	АС-95
401	402	401 – 402	23.82	АС-185
402	404	402 – 404	14.2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5.1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14.4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол –	41.86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28.6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24.8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0.8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2.3	АС-150
100	406	100 – 406	1.35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15.75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4.0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6.4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3.3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23.5	АС-1

408	8	408 – Липовець	2.5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17.6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21.6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80.2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17.9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8.1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27.0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20.7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10.5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1.47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25.3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12.4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10.7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10.21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22.9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14.8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17.0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31.52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9.3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29.41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14.93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19.5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13.43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5.05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4.0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6.6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12.9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16.94	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	1,4 + j0,83	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	0,6 + j0,29	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	0,5 + j0,26	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	0,9 + j0,49	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2



Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	50,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	271 080
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	202 938,556
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,14
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,65
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	594,16
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	9,81

