

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом вимірювальних
пристроїв випробних установок»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Грогуль Андрій Сергійович

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Томашевський Ю.В.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССМ

Валекло О.В.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

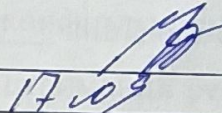
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 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.


17.09.2024 року

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

_____ Грогулю Андрію Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом вимірювальних пристроїв випробних установок».

керівник роботи _____ к.т.н., доц., каф. ЕСС Томашевський Ю.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу №310 від 17.09.2024р.

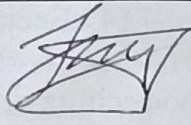
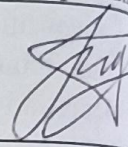
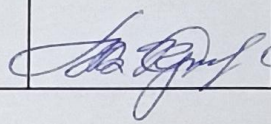
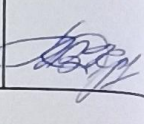
2. Строк подання студентом роботи 28.11.2024р.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 930 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 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

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз вимірювальних пристроїв випробних установок 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі, 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Аналіз вимірювальних пристроїв випробних установок. 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Томашевський Ю. В., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр міт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.24	24.09.24	
2	Прогнозування навантаження	24.09.24	29.09.24	
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.24	10.10.24	
4	Аналіз вимірювальних пристроїв випробних установок	11.10.24	28.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	21.11.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.24	27.11.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	01.12.24	
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

Андрій ГРОГУЛЬ

Юрій ТОМАШЕВСЬКИЙ

АНОТАЦІЯ

Грогуль Андрій Сергійович. Магістерська кваліфікаційна робота: «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом вимірювальних пристроїв випробних установок». – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 103 с. Бібліогр.: 21 – Іл.: 15. – Табл. 30.

Магістерська кваліфікаційна робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, 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.

Досліджено різні типи вимірювальних пристроїв випробних установок.

Ключові слова: електрична мережа, вимірювальні пристрої, навантаження.

ABSTRACT

Hrogul Andriy Sergiyovich. Master's qualification work: "Development of a fragment of the 110 kV electric network with analysis of measuring devices of test installations". – Vinnytsia: VNTU. – 2024. – 103 p. Bibliography: 21 – Ill.: 15. – Table. 30.

The master's qualification work contains the development of an existing electric network by connecting four new substations. With the help of mathematical models, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the results obtained, the equipment was selected, the voltage levels in the nodes were analyzed at different operating modes, and the switchgear diagrams were presented.

Different types of measuring devices of test installations were investigated.

Keywords: electric network, measuring devices, load

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	7
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	8
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	10
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	12
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	12
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	15
2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	21
2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	21
2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	25
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
2.4.1 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	28
2.5.1 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	30
2.5.2 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	31
2.5.3 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	31
2.5.4 Оцінювання надійності схем підстанції	32
2.6 Оцінювання балансу потужностей.....	37
2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	37
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	39
2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	39
2.7.2. Регулювання напруги у мережі	40
3 ВИМІРЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ВИПРОБНИХ УСТАНОВОК.....	44
3.1 Характеристика вимірюваних величин.....	44
3.2 Структура вимірювальних пристроїв та їх елементи.....	45
3.3 Вимірювальні перетворювачі: класифікація, основні характеристики.....	49

	4
3.4 Вимірювання напруг	57
3.5 Вимірювання струмів.....	64
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	71
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	94
5.1 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації трансформатора.....	94
5.2 Розрахунок блискавкозахисту.....	96
ВИСНОВКИ.....	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	103
ДОДАТОК А.....	105
ДОДАТОК Б	1
ДОДАТОК В	7
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ	15

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електричних мереж, зокрема на рівні 110 кВ, є критично важливим для забезпечення надійності та стабільності енергопостачання в умовах постійно зростаючого попиту на електричну енергію. Водночас, з огляду на складність і високу вартість елементів таких мереж, важливу роль відіграють сучасні методи аналізу і вдосконалення їхніх компонентів, а також системи вимірювань і контролю, які забезпечують точність та своєчасність оперативного реагування на виникаючі технічні несправності [1-14]. Впровадження новітніх технологій в електричних мережах дозволяє підвищити їх ефективність і безпеку, зокрема через оптимізацію процесів моніторингу та діагностики.

Окремим аспектом розвитку енергетичних мереж є вимірювальні пристрої, які здійснюють моніторинг параметрів електричної енергії, таких як напруга, струм, частота та інші важливі величини. Вони забезпечують точність і своєчасність аналізу роботи мережі та є основою для прогнозування її стану. Високоточні вимірювання є ключовим фактором для виявлення можливих несправностей і збоїв, що дозволяє своєчасно вжити необхідних заходів для їх усунення [1-14].

Одним із важливих елементів в аналізі мереж є випробні установки, які дають змогу перевіряти роботу окремих елементів і систем у реальних умовах. Це забезпечує перевірку надійності та ефективності елементів мережі, а також дозволяє виявити потенційні слабкі місця до їх інтеграції в основну систему (Петров, 2020). Від цього залежить не лише безпека експлуатації, а й економічна ефективність, адже будь-які технічні несправності можуть призвести до значних економічних втрат.

Загалом, ефективне використання сучасних вимірювальних пристроїв і випробних установок в поєднанні з розробкою нових методів аналізу дозволяє значно покращити експлуатаційні характеристики фрагментів електричних мереж, забезпечити їх стабільність та знизити ймовірність виникнення аварійних ситуацій. З огляду на це, актуальність розвитку фрагменту електричної мережі 110 кВ з особливим акцентом на аналіз вимірювальних пристроїв і випробних

установок стає надзвичайно важливою для забезпечення належного функціонування енергетичних систем[1-14].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з аналізом вимірювальних пристроїв випробних установок.

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

- проаналізувати існуючі методи проектування електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку усталених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження вимірювальних пристроїв випробних установок;
- визначити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об’єктом дослідження магістерської кваліфікаційної 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. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності використання різних методів та аналізом вимірювальних пристроїв випробних установок.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, що присутні у основному змісту 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 $a' = -1127,5$, $b' = 0,6061$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,6061x - 1127,5$$

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

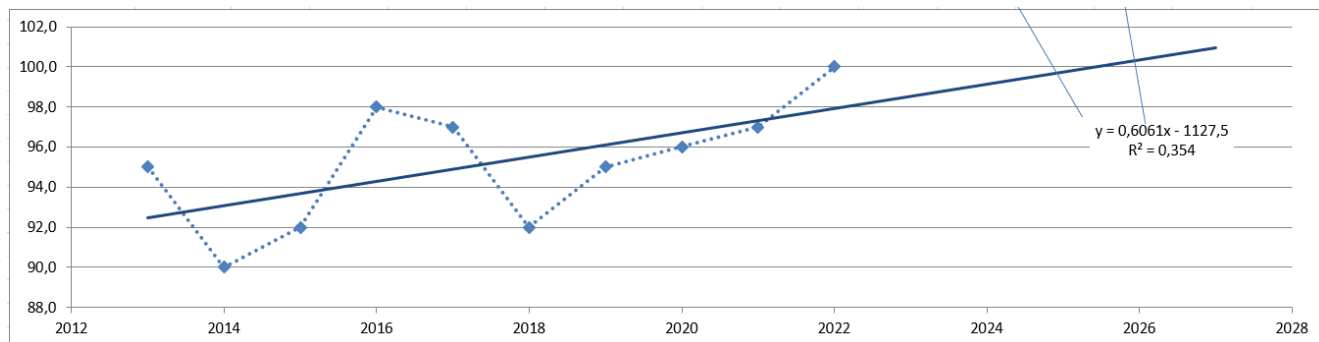


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 101,1 %, що на 1,1 % 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 А) 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 – 1,47 МВт;
- в трансформаторах – 0,58 МВт з них холостого ходу 0,25 МВт та навантажувальні 0,33 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

	201-1	4-5	202-7	6-11
Марка проводу	АС-150	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	150	125	150	125
Розр. струм, А	45	28	30	22

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	1	7	3	6
Напруга вузла, кВ	107,73	106,42	107,25	105,64

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 № 1 – Маломоленці з рівнем напруги 107,73 кВ; вузол № 7 – Остропіль з рівнем напруги 106,42 кВ; вузол № 3 – Западинці з рівнем напруги 107,25 кВ; вузол № 6 – Староконстантинів з рівнем напруги 105,64 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.

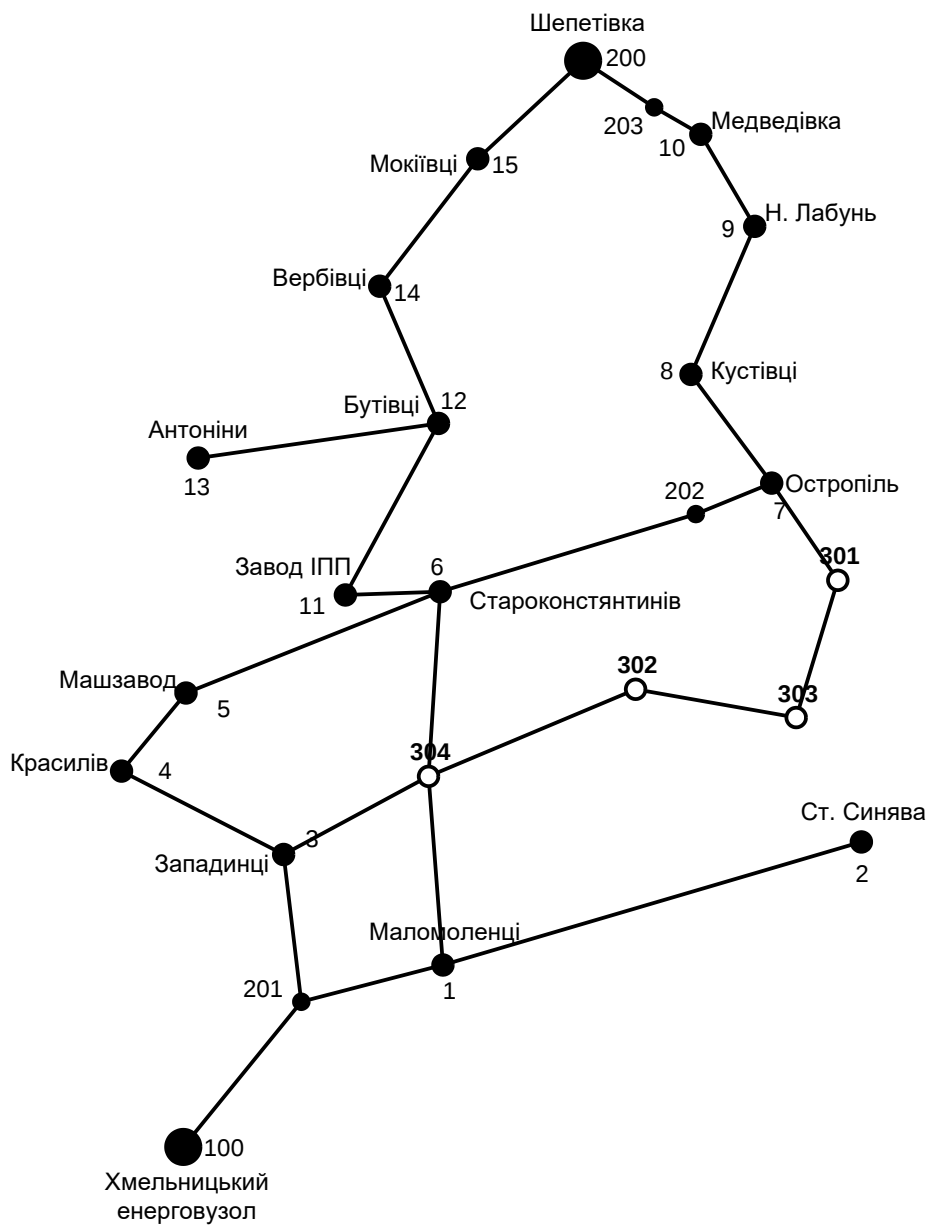


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 (5248 год/рік для $T_{нб} = 6500$ год/рік); C_0 – вартість

1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 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
1	304	2,1	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	4,337	8893,8
3	304	1,8	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	3,717	7623,2
6	304	2,1	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	4,337	8893,8
7	301	1,3	10,4	110	1573,680	0,131	5237,2	2,685	5505,7
301	303	1,6	12,8	110	1573,680	0,131	6445,8	3,304	6776,2
303	302	1,8	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	3,717	7623,2
302	304	2,5	20	110	1573,680	0,131	10071,6	5,163	10587,8

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	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1 , тис. грн/МВт	Диск. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
1-304	2,1	20,6	10300,4	9637,9	11110,1	8460,1	89,333	10300,4	9932,3
3-304	1,8	20,6	8828,9	8261,0	9522,9	7251,5	76,571	8828,9	8513,4
6-304	2,1	20,6	10300,4	9637,9	11110,1	8460,1	89,333	10300,4	9932,3
7-301	1,3	20,6	6376,4	5966,3	6877,7	5237,2	55,301	6376,4	6148,6
301-303	1,6	20,6	7847,9	7343,1	8464,8	6445,8	68,063	7847,9	7567,5
303-302	1,8	20,6	8828,9	8261,0	9522,9	7251,5	76,571	8828,9	8513,4
302-304	2,5	20,6	12262,3	11473,7	13226,3	10071,6	106,349	12262,3	11824,2

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 вигляду 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	Орієнт. 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
1-304	2,1	20,6	10300,4	9950,7	10686,8	500,0	10300,4	9270,3	11330,4
3-304	1,8	20,6	8828,9	8529,2	9160,1	428,6	8828,9	7946,0	9711,8
6-304	2,1	20,6	10300,4	9950,7	10686,8	500,0	10300,4	9270,3	11330,4
7-301	1,3	20,6	6376,4	6160,0	6615,6	309,5	6376,4	5738,8	7014,1
301-303	1,6	20,6	7847,9	7581,5	8142,3	381,0	7847,9	7063,1	8632,7
303-302	1,8	20,6	8828,9	8529,2	9160,1	428,6	8828,9	7946,0	9711,8
302-304	2,5	20,6	12262,3	11846,1	12722,4	595,3	12262,3	11036,1	13488,6

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

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

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ & a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ & \\ & a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ & x_i \geq 0; i = \overline{1,n}; n > m. \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв’язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-304	3-304	6-304	7-301	301-303	303-301	303-302	302-303	302-304	304-302	0-0	0-0	0-0	0-0		
301	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,11	10,11
302	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	12,53	12,53
303	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,76	5,76
304	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	23,35	23,35
Коефіцієнти цільової функції	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-304	3-304	6-304	7-301	301-303	303-301	303-302	302-303	302-304	304-302	0-0	0-0	0-0	0-0		
301	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,11	0,00
302	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	12,53	0,00
303	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,76	0,00
304	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	23,35	0,00
Коефіцієнти цільової функції	710,1	608,6	710,1	439,6	541,0	541,0	608,6	608,6	845,3	845,3	0,0	0,0	0,0	0,0		42521,981
Потужності ЛЕП	0	35,87797	0	15,86716	5,760688	0	0	0	0	12,532	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	7251,518	0,000	5237,208	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	#####	0,000	0,000	0,000	0,000		29006,072
Змінні складові витрат	0,000	4784,680	0,000	675,875	109,646	0,000	0,000	0,000	0,000	810,788	0,000	0,000	0,000	0,000		6380,989
Дисконтовані витрати, тис. грн																35387,062

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-304	3-304	6-304	7-301	301-303	303-301	303-302	302-303	302-304	304-302	0-0	0-0	0-0	0-0		
301	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,11	0,00
302	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	12,53	0,00
303	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,76	0,00
304	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	23,35	0,00
Коефіцієнти цільової функції	710,1	335,5	710,1	372,7	1138,0	541,0	608,6	608,6	845,3	868,4	0,0	0,0	0,0	0,0		35387,062
Потужності ЛЕП	0	35,87797	0	15,86716	5,760688	0	0	0	0	12,532	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	7251,518	0,000	5237,208	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	#####	0,000	0,000	0,000	0,000		29006,072
Змінні складові витрат	0,000	4784,680	0,000	675,875	109,646	0,000	0,000	0,000	0,000	810,788	0,000	0,000	0,000	0,000		6380,989
Дисконтовані витрати, тис. грн																35387,062

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-304	3-304	6-304	7-301	301-303	303-301	303-302	302-303	302-304	304-302	0-0	0-0	0-0		
301	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	10,11	0,00
302	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	12,53	0,00
303	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	5,76	0,00
304	1	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	23,35	0,00
Коефіцієнти цільової функції	710,1	335,5	710,1	372,7	1138,0	541,0	608,6	608,6	845,3	868,4	0,0	0,0	0,0	0,0	35387,062
Потужності ЛЕП	0	35,87797	0	15,86716	5,760688	0	0	0	0	12,532	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	0,000	7251,518	0,000	5237,208	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	#####	0,000	0,000	0,000	0,000	29006,072
Змінні складові витрат	0,000	4784,680	0,000	675,875	109,646	0,000	0,000	0,000	0,000	810,788	0,000	0,000	0,000	0,000	6380,989
Дисконтовані витрати, тис. грн															35387,062

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант (перша ітерація)

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

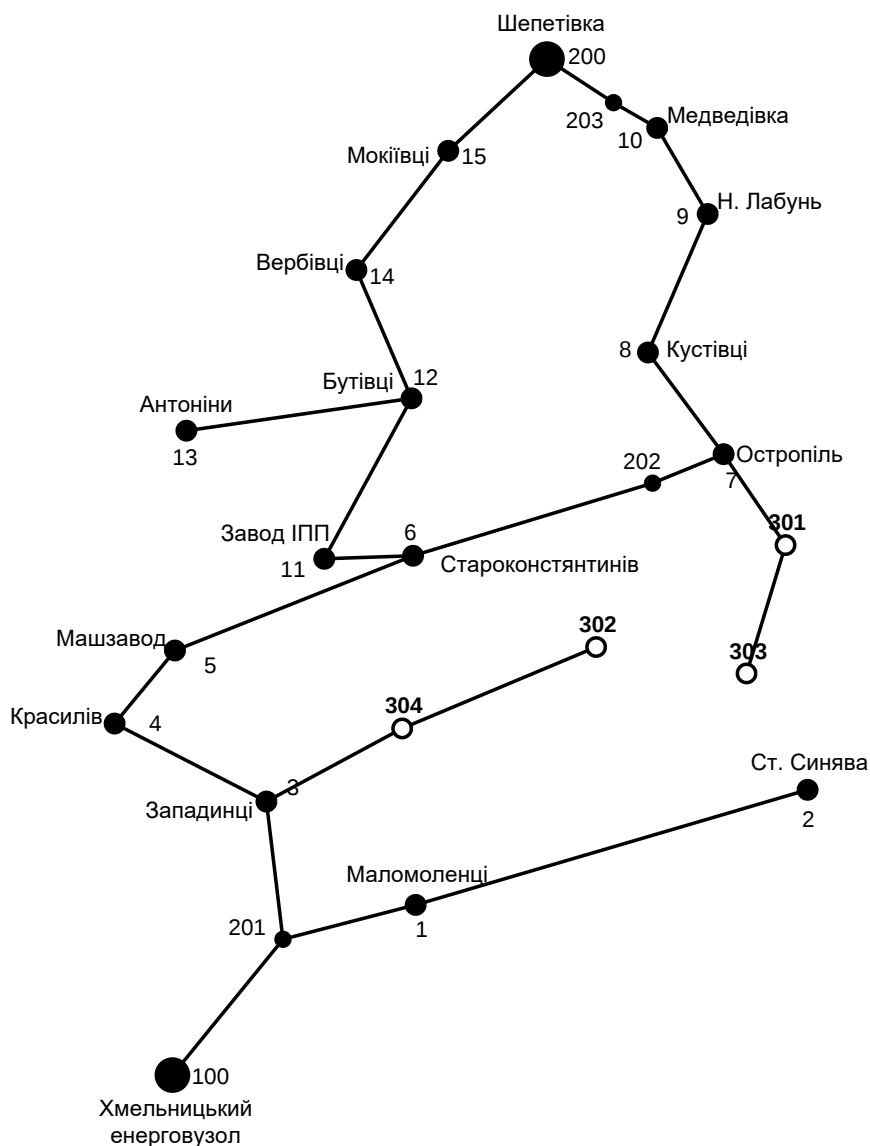


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 502-503 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

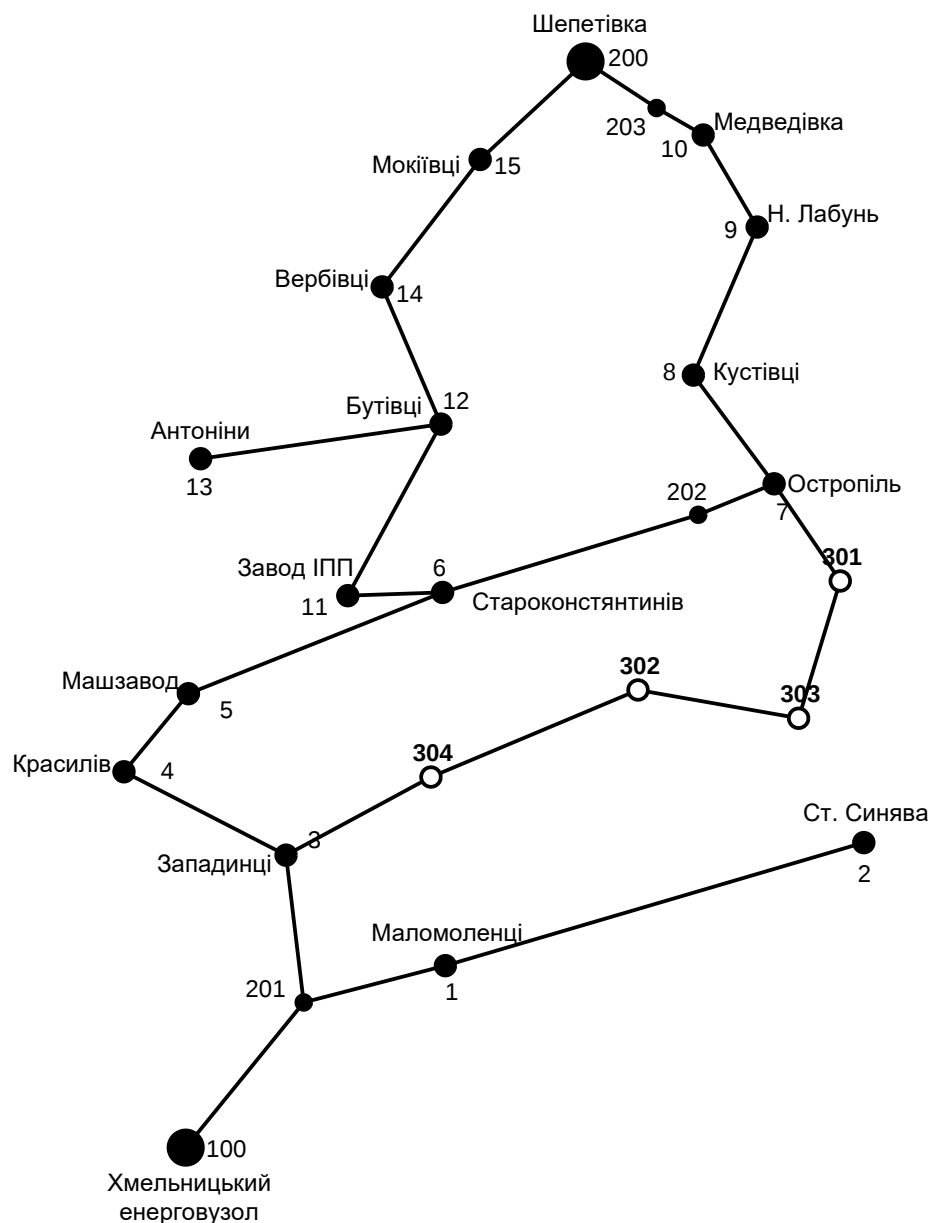


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня

надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 302-303 довжиною 14,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пункти живлення: 3 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.6)$$

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

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

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

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 (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.8)$$

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 301, 302, 303, 304. 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 пунктів 7-301, 301-303. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{7-301} + \Delta L_{301-303} = 10,4 + 12,8 = 23,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.3) 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 одноланцюгові лінії 303-302, 302-304. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 3-304. Результати розрахунків подано в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
1	1	7-301	10,4	15,9	23,2	18566,63	41165,38	34304,49	34304,49
		301-303	12,8	5,8		22598,753			
	2	302-304	20	12,5	34,4	35531,25	62581,55	52151,29	52151,29
		3-304	14,4	35,9		27050,298			
	3	7-301	10,4	15,9	24,8	18566,63	45616,93	38014,11	38014,11
		3-304	14,4	35,9		27050,298			

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	303-302	14,4	12,9	34,4	25595,667	61126,92	42449,25	76753,73
		302-304	20	12,5		35531,25			
	12	303-302	14,4	12,9	28,8	25595,667	52645,97	36559,7	70864,18
		3-304	14,4	35,9		27050,298			
	13	302-304	20	12,5	34,4	35531,25	62581,55	43459,41	77763,89
		3-304	14,4	35,9		27050,298			
	21	7-301	10,4	15,9	23,2	18566,63	41165,38	28587,07	80738,36
		301-303	12,8	5,8		22598,753			
	22	303-302	14,4	12,9	27,2	25595,667	48194,42	33468,35	85619,64
		301-303	12,8	5,8		22598,753			
	23	7-301	10,4	15,9	24,8	18566,63	44162,3	30668,26	82819,55
		303-302	14,4	12,9		25595,667			
	31	301-303	12,8	5,8	27,2	22598,753	48194,42	33468,35	71482,45
		303-302	14,4	12,9		25595,667			
	32	301-303	12,8	5,8	32,8	22598,753	58130	40368,06	78382,16
		302-304	20	12,5		35531,25			
	33	302-304	20	12,5	34,4	35531,25	61126,92	42449,25	80463,35
		303-302	14,4	12,9		25595,667			

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
3	111	3-304	14,4	35,9	14,4	27050,298	27050,3	15654,11	92407,84
	121	302-304	20	12,5	20	35531,25	35531,25	20562,07	91426,25
	131	303-302	14,4	12,9	14,4	25595,667	25595,67	14812,31	92576,2
	211	303-302	14,4	12,9	14,4	25595,667	25595,67	14812,31	95550,67
	221	7-301	10,4	15,9	10,4	18566,63	18566,63	10744,58	96364,22
	231	301-303	12,8	5,8	12,8	22598,753	22598,75	13077,98	95897,53
	311	302-304	20	12,5	20	35531,25	35531,25	20562,07	92044,52
	321	303-302	14,4	12,9	14,4	25595,667	25595,67	14812,31	93194,47
	331	301-303	12,8	5,8	12,8	22598,753	22598,75	13077,98	93541,34

2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 2.6 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 121. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 121 приєднання підстанцій 301, 302, 303, 304 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. 2.6.

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

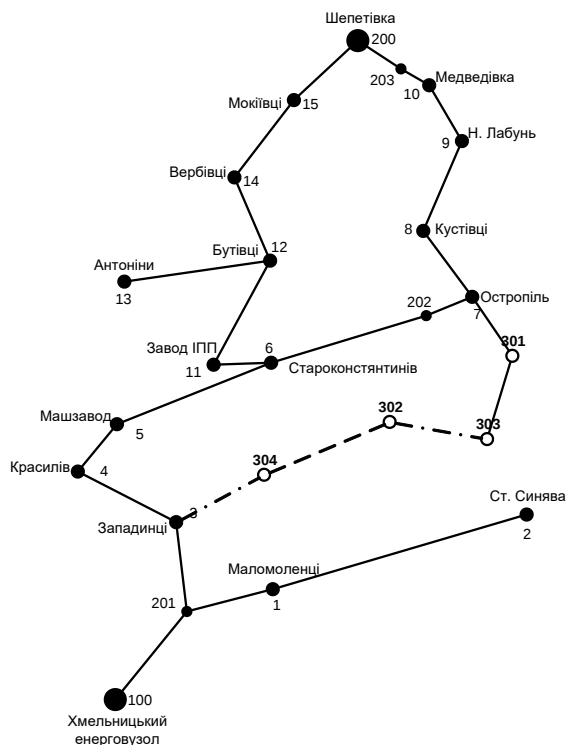


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.9) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.9)$$

$$I_{\text{розр}7-301} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,716}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,545 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}304-3} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{27,651}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 152,389 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-303} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18,448}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 101,667 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}303-302} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{12,115}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 66,769 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}302-304} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,163}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 11,92 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6500$ (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 7 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 7-301;

2й – розрив лінії 7-301 та відсутня генерація на СЕС (301);

3й – розрив лінії 3-304;

4й – розрив лінії 3-304 та відсутня генерація на СЕС (301);

5й – розрив лінії 301-303;

6й – розрив лінії 303-302;

7й – розрив лінії 302-304.

Отримані результати представлені у таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа7, А	Іпа,А тах	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
7-301	0	0	218.9	268.4	55.6	26.9	67.1	268.4	390	53.5	АС-185/29
3-304	207.5	258.8	0	0	259.7	223.4	143.7			152.4	АС-185/29
301-303	55.6	0.9	264.9	265.2	0	34.9	113.3			101.7	АС-185/29
303-302	26.9	34.1	225.9	226.1	34.8	0	78.3			66.8	АС-185/29
302-304	65.7	112.4	144.6	144.7	113.3	78.3	0			11.9	АС-185/29

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 185/29, було прийняте рішення використати провід АС 185/29, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4.1 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.10)$$

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

Для 301 вузла згідно (2.10) маємо:

$$S_1 \geq \frac{10}{2 \cdot 1} = 7.143 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 302, 303 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.8 – 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
301	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
302	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	11	10.5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.11

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.11)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{10}{(2-1) \cdot 10} = 1 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{6,333}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.005 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{14.091}{(2-1) \cdot 16} = 0.881 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{25.667}{(2-1) \cdot 25} = 1.027 \leq 1.4$$

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. 2.8.

2.5.1 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

2.5.2 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301, 302, 303 та 304 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 2.8).

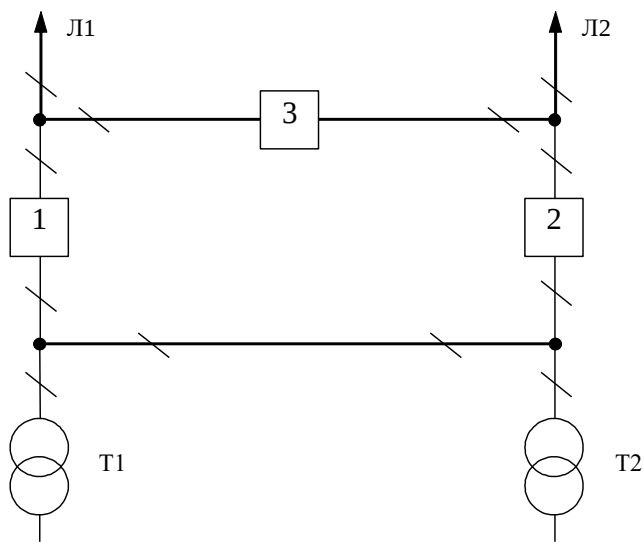


Рисунок 2.8 – Схема розподільного пристрою вузлів 301, 302, 303 та 304

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

2.5.3 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Западинці». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Западинці» (вузол 3) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується

замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 2.9).

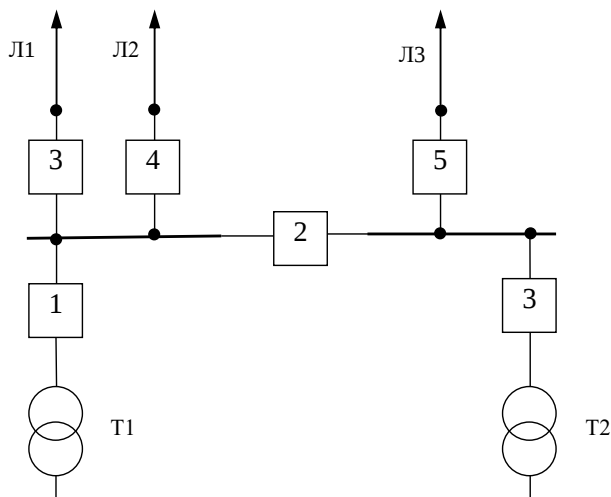


Рисунок 2.9 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Остропіль (вузол 7), що є місцем з'єднання проводів АС-185 та АС-120 лінії «Староконстянтинів - Кустівці» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. 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 «Староконстянтинів - Кустівці» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.4 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 відгалужувальної підстанції «Западинці» (вузол 3).

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_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.) [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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.12)$$

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.2.7).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.8).

Таблиця 2.9 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_i та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) – 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	ЛЗ, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 2.10– Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,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 (2.13), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.14) та недовідпуск електроенергії (2.15).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 455$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.13)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.14)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.15)$$

Маємо:

$$W_{РІК} = 6500 \cdot 41,2 = 267\,800 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{НД} = 267\,800 \cdot 0,0003 = 80,34 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{ЗБ} = 80,34 \cdot 455 = 36\,554,7 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
267 800	80,34	36 554,7

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.

2.6 Оцінювання балансу потужностей

2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 301, 302, 303, 304 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.16)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 41,2 + 0,05 \cdot 41,2 = 39,14 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.17)$$

$$Q_{\Gamma} = 39,14 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 39,14 \cdot 0,34 = 13,308 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.18)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 7-301

$$Q_{\text{ЛЕП7-301}} = 104,2^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,4) = 0,322 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,322 + 0,390 + 0,435 + 0,606 + 0,444 = 2,196 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 20,86 = 19,817 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 19,817 = 1,982 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 19,817 + 1,982 - 13,308 - 2,196 = 6,295 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 41,2 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 20,86 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6300-450 УЗ на 6300 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 301.

2.7 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.

2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в 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.

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.12).

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	98,54	93,05	109,35
302	97,44	91,89	108,35
303	97,91	92,38	108,78
304	97,62	92,08	108,50

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	9,43	8,90	10,46
302	9,32	8,79	10,36
303	9,36	8,84	10,40
304	8,91	8,41	9,91

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.19)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.20)$$

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).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} \quad (2.21)$$

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:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.22)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Тд}}$ за формулою (2.22) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.20) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 301.

$$\Delta U_{\text{Т301}} = \frac{((10,11) \cdot (7,95 / 2)) + ((0) \cdot (139 / 2))}{103,97} = 0,387 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т301д}} = \frac{103,97 + 0,387}{10,5} = 9,939$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т301д}} = 9,984$, що відповідає 12-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою 2.20).

$$U_{\text{НН301д}} = \frac{103,97 + 0,387}{9,939} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.14 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	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. 2.15.

Таблиця 2.15 – 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
301	0,387	9,939	10,5	12	9,984	0,098
302	3,114	10,098	10,5	11	10,141	0,097
303	3,364	10,165	10,5	10	10,298	0,096
304	3,326	10,134	10,5	11	10,141	0,097

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ВИМІРЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ВИПРОБНИХ УСТАНОВОК

Дослідження та випробування електричних апаратів неможливо уявити собі без експериментального визначення різноманітних параметрів, проведення електричних, магнітних, теплових, механічних та інших вимірювань. Тому одним з ключових елементів будь-якої дослідницької чи випробної установки є вимірювальні пристрої.

3.1 Характеристика вимірюваних величин

Вимірювальна інформація - кількісна інформація про властивості фізичних об'єктів (інформація про значення фізичних величин), яка здобувається в результаті вимірювань.

Вимірювальний сигнал - це сигнал, який несе інформацію про значення вимірюваної величини. Він у більшості випадків є якимось фізичним процесом, параметри якого є тою чи іншою функцією часу. Вимірювана величина - це певний параметр цього процесу. Тому не слід ототожнювати поняття вимірювальний сигнал і вимірювана величина. Фізичний процес може характеризуватись багатьма параметрами, але у кожному конкретному випадку нас цікавить певний параметр цього процесу, якась одна фізична величина. У загальному випадку вимірювальний сигнал не є вимірюваною величиною, а несе лише інформацію про вимірювану величину. Якщо, наприклад, при вимірюванні частоти входним сигналом вимірювального пристрою є змінний електричний струм, то вимірюваною величиною є, звісно, частота, інформація про яку міститься у вимірювальному сигналі.

В процесі досліджень та випробувань електричних апаратів вимірювані величині дуже різноманітні. Це, у першу чергу, стандартні електричні величини:

- струми у випробному контурі і струмоведучих частинах апаратів у широкому діапазоні величин: починаючи від струмів витоку в ізоляційних проміжках (одиниці мікроампер) до струмів к.з. (десятки кілоампер); причому струми

вимірюються не тільки у сталому, але й у перехідному режимах, у тому числі імпульсні струми;

- напруги на окремих елементах апаратів також у вельми широкому діапазоні величин: починаючи від падіння напруги в контактах (одиниці мілівольт) до випробних і розрядних напруг ізоляції (одиниці мегавольт); у цьому випадку також вимірюються як сталі, так і перехідні й імпульсні напруги;

- опори окремих елементів апаратів у широкому діапазоні величин: від опору контактів, струмоведучих частин до опору ізоляційних проміжків;

- потужності (енергії), що виділяються в елементах апаратів у сталих і перехідному (імпульсному) режимах;

Дослідження та випробування електричних апаратів пов'язані також з визначенням деяких специфічних параметрів:

- статичних та динамічних характеристик електродугових розрядів;

- поновлюваної міцності залишкового стовбура дуги та поновлюваної напруги контуру, що вимикається;

- залишкових струмів, що протікають в залишковому стовбурі дуги і т. д.

Дослідження та випробування електричних апаратів пов'язані також з визначенням неелектричних параметрів:

- магнітних: магнітний потік, магнітна індукція, падіння магнітного потенціалу;

- теплових: температура, кількість теплоти;

- механічних: швидкості, переміщення, механічні сили, тиск;

часових параметрів: час спрацьовування апаратів та ін.

3.2 Структура вимірювальних пристроїв та їх елементи

У цілому ряді випадків вимірювання електричних величин не викликають істотних ускладнень і проводяться стандартними вимірювальними приладами. Методи вимірів за їх допомогою широко описані в літературі з електричних вимірювань. Однак, як показала практика досліджень та випробувань

електричних апаратів, безпосередні виміри далеко не завжди можливі. Це пов'язано, насамперед:

- з величинами параметрів (вони або дуже великі або дуже малі) і їх вимір неможливо здійснити стандартними вимірювальними приладами;
- з інерційністю стандартних вимірювальних приладів, внаслідок чого неможливі вимірювання у перехідних режимах, імпульсних величин;
- з вимогами безпеки: у високовольтних випробних установках вимірювальні прилади, як правило, розташовуються на відносно великій відстані (десятки-сотні метрів) від досліджуваного об'єкта.

Отже, структурна схема вимірювального пристрою випробної установки у загальному випадку має наступний вигляд, рис. 3.1.



Рисунок 3.1 – Структурна схема вимірювального пристрою

Вимірювальний сигнал X від досліджуваного об'єкту ДО надходить на вхід вимірювального перетворювача ВП, який здійснює перетворення вхідного вимірювального сигналу у більш зручний для безпосереднього вимірювання Y . Цей сигнал передається через лінію передачі і подається на вхід вимірювального (реєструвального) приладу РП. Реєструвальний прилад надає його у формі, яка дозволяє досліднику безпосередньо сприймати значення вимірюваної величини.

При вимірюванні постійних сигналів або сигналів, які змінюються у часі повільно лінією передачі може бути біфіляр (два скручених між собою провідника).

При вимірюванні високочастотних сигналів або сигналів, які швидко змінюється лінія передачі частіш за все являє собою високочастотний кабель коаксіальної форми, що складається з жили (тонкий мідний провідник) і оболонки (дротова плетінка). У деяких випадках для повного усунення

спотворень і надійного екранування від зовнішніх полів оболонка виконується гофрованою металевою трубкою, простір між ними заповнено діелектриком.

Вимірювальний (високочастотний) кабель є лінією з розподіленими параметрами з відповідним хвильовим опором, які повинні бути узгоджені з параметрами джерела сигналу та реєструвального приладу. Поперед за все, необхідно забезпечити рівність хвильового опору кабелю з опором джерела сигналу або реєструвального приладу. У протилежному випадку при швидкій зміні у часі вимірюваного сигналу буде спостерігатись багатократне відбивання хвилі напруги, яке буде викликати значне спотворення вимірюваного сигналу. Для усунення виникаючих спотворень у вимірювальних схемах застосовуються т.з. узгоджувальні резистори. На рис. 3.2, а надана схема, де узгодження здійснюється на кінці лінії передачі; для усунення спотворень необхідно, щоб $R_c = Z_k$ при $Z_{РП} \gg Z_k$. На рис. 3.2, б надана схема, де узгодження здійснюється на початку лінії передачі; у цьому випадку для усунення спотворень необхідно, щоб $R_c = Z_k$ при $Z_{и} \ll Z_k$.

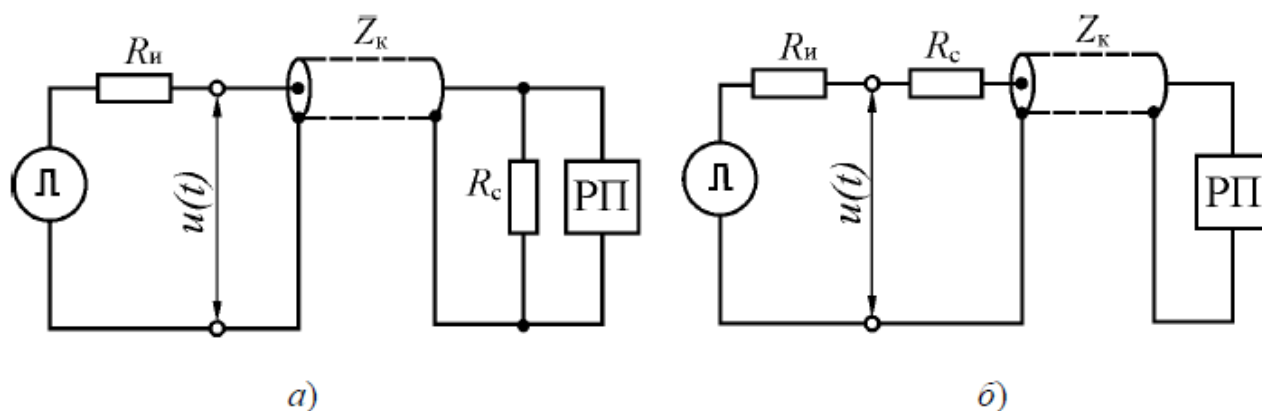


Рисунок 3.2 – Вимірювальна схема з узгоджувальними резисторами: а) на кінці кабелю; б) на початку кабелю

І у тому і іншому випадках схема містить джерело вимірювального сигналу $u(t)$ з внутрішнім опором $R_{и}$, високочастотний кабель з хвильовим опором Z_k , реєструвальний прилад РП і узгоджувальний резистор R_c .

Реєструвальним приладом у вимірювальних пристроях, як правило, є стандартний вимірювальний прилад, наприклад, цифровий мілівольтметр, якщо

вимірювання здійснюються у сталому режимі. При вимірюваннях у перехідних режимах, реєстрації імпульсних напруг і високочастотних сигналів реєструвальним приладом є, як правило, осцилограф з запам'ятовуванням. У нинішній час у випробних установках найбільш часто використовують два основні різновиди осцилографів з запам'ятовуванням:

1) Електронно-променеві осцилографи (осцилографи з електронно-променевою трубкою). Їх робота заснована на принципі опромінювання покритого люмінофором скляного екрану пучком електронів. Переміщуючись по екрану під впливом пластини горизонтального і вертикального відхилення, промінь викликає флюоресценцію екрану. Електронно-променева трубка осцилографа з запам'ятовуванням має основний катод, куди надходить сигнал і один або декілька допоміжних катодів з потоком електронів, що розсіюються на весь екран.

Сучасні електронно-променеві осцилографи керуються переважно мікропроцесорними пристроями, що дозволяє розраховувати окремі характеристики і виводити у цифровій формі значення вимірюваних величин на екран і використовувати їх для запису і подальшого аналізу. Хоч більшість приладів є монохроматичними, все більш широке використання знаходять осцилографи кольорового зображення.

Більшість сучасних приладів спроможні приймати по два і більше вхідних сигналів при одночасної їх демонстрації на екрані. Це досягається як шляхом розщеплення основного променя, так і за допомогою багатопроменевої електронно-променевої трубки.

Чутливість електронно-променевих осцилографів складає від мілівольт до 100 В/см, тому при високовольтних вимірюваннях сигнал до нього, як правило, надходить через вимірювальний перетворювач.

2) Цифрові системи з запам'ятовуванням широко застосовуються останнім часом у якості осцилографів. Відмінною рисою цифрових систем є наявність аналого-цифрового перетворювача (АЦП). Його основним елементом є перетворювальна трубка, що представляє собою комбінацію двох електронно-променевих трубок, розміщених в одному корпусі: одна з них записує, а інша за-

пам'ятовує. Між ними розташовується екран-мішень, що складається з матриці щільно розташованих напівпровідникових діодів, виготовлених за тієї ж технологією, що й інтегральні елементи. У процесі запису електрони з високою енергією створюють у діодах електронно-дірочні пари, що приводить до відмикання опромінених діодів.

Основною перевагою цифрового осцилографа є, по-перш за все, більш висока швидкість запису, яка обмежується частотою дискретизації АЦП. Результат видається в цифровій формі, придатної для комп'ютерного опрацювання, що дозволяє автоматизувати техніку проведення випробувань, скорегувати систематичні похибки вимірів при передачі сигналу. Цифровий осцилограф може необмежено довго зберігати інформацію у своїй цифровій пам'яті, працювати з постійним часом поновлення електронно-променевої трубки, забезпечуючи яскраве зображення навіть при дуже великих швидкостях сигналу. На відміну від аналогового осцилографа, який починає накопичувати інформацію лише після пускового імпульсу, цифровий здатен працювати у режимі попереднього запуску.

3.3 Вимірювальні перетворювачі: класифікація, основні характеристики

Вимірювальний перетворювач (ВП) - це засіб вимірювань, призначений для перетворення вхідного вимірювального сигналу (вимірюваної величини) у вихідний сигнал, більш зручний для подальшого перетворення, передачі, комп'ютерної обробки або зберігання, але непридатний для безпосереднього сприйняття спостерігачем.

У загальному випадку ВП, як і будь-який інший засіб вимірювань, може складатись з декількох перетворювальних елементів, у кожному з яких відбувається одне з послідовних перетворень вимірювального сигналу. Перетворювальний елемент, який безпосередньо сприймає вимірювану величину є чутливим елементом.

На відміну від перетворювального елемента, ВП як засіб вимірювань має нормовані метрологічні характеристики і виконується за звичаєм у вигляді окремого незалежного пристрою певного класу точності. Поряд з терміном

вимірювальний перетворювач, широке розповсюдження набув термін датчик. Проте, не слід, ототожнювати ці два терміни. Датчиком за звичаєм називають конструктивно завершений пристрій, який розміщується в процесі вимірювань безпосередньо в зоні досліджуваного об'єкта, і виконує функцію вимірювального перетворювача.

У наш час існує багато ВП, вони мають різний принцип дії і призначення. З розвитком науки і техніки має місце подальше їх удосконалення, виникають нові їх види. Слід зазначити, що до сьогодні загальноприйнята класифікація ВП не розроблена. Існує декілька індивідуальних підходів до класифікації ВП, які мають як позитивні, так і негативні сторони.

В залежності від роду вхідної і вихідної величин ВП підрозділяють на такі групи, що відповідно здійснюють перетворення:

- електричних величин в електричні, в яких вхідними і вихідними величинами є електричні величини; такі ВП здійснюють перетворення розміру певної електричної величини (вимірювальні трансформатори, дільники струму і напруги), або електричної величини одного виду у величину іншого виду (шунти, додаткові опори).

- неелектричних величин в неелектричні, в яких вхідні і вихідні величини є неелектричними; вони також можуть бути перетворювачами розміру тої чи іншої неелектричної величини (важелі, редуктори) або виду вхідної величини (консолі, мембрани, пружини та інші пружні механічні перетворювачі).

- електричних величин в неелектричні: основну групу цих перетворювачів складають вимірювальні механізми електромеханічних приладів безпосереднього перетворення, в яких вхідна електрична величина перетворюється у переміщення покажчика. Другу велику групу складають так звані зворотні перетворювачі, що використовуються у колах зворотного зв'язку складних ВП неелектричних величин зрівноважувального перетворення.

- неелектричних величин в електричні, які представляють собою чисельнішу й різноманітну групу ВП. Це пояснюється, з одного боку, чисельністю самих неелектричних величин і, з іншого - перевагами електричних методів вимірювань

і, відповідно, необхідністю перетворення неелектричних величин саме у електричні.

По виду функції перетворення ВП розділяють на три групи: масштабні, що змінюють у визначене число раз розмір вхідної величини без зміни її фізичної природи, функціональні, які здійснюють однозначне функціональне перетворення вхідної величини зі зміною її фізичної природи або без її зміни, і операційні, які виконують над вхідною величиною математичні операції вищого порядку - диференціювання або інтегрування за часовим параметром.

В залежності від виду вихідного сигналу, розрізняють генераторні й параметричні ВП. Генераторними є ВП, вихідні сигнали яких мають енергетичні властивості, якими зокрема можуть бути е.р.с., електричний струм, механічна сила, тиск і т. п. Параметричними є ВП, в яких зміна вхідного сигналу призводить до зміни їх певних параметрів - опору, ємності, індуктивності, пружності та ін. Для здобуття вихідного енергетичного сигналу в цих випадках потребуються додаткові джерела енергії.

Враховуючи перевагу електричних методів вимірювання фізичних величин, обмежимося розглядом ВП з електричним вихідним сигналом. Такі ВП за фізичними закономірностями, що покладені в основу принципу дії, можуть бути поділені на такі групи.

Механічні пружні перетворювачі: основу їх принципу дії складають залежності між вхідними механічними силами та вихідними переміщеннями або механічними напруженостями, які визначаються пружними властивостями матеріалу перетворювача.

Резистивні електричні і механо-електричні перетворювачі: переносником вимірювальної інформації в резистивних перетворювачах є електричний опір. В основі принципу перетворення електричних резистивних перетворювачів полягає залежність між напругою, струмом і електричним опором, яка визначається законом Ома. Принцип дії механо-електричних резистивних перетворювачів полягає у зміні електричного опору під дією вхідної перетворюваної механічної величини.

Електростатичні перетворювачі: до даної групи належать перетворювачі, переносником вимірювальної інформації в яких є електричний заряд. Розрізняють два основних різновиду електростатичних перетворювачів: ємнісні, принцип дії яких полягає у взаємодії двох заряджених тіл, і п'єзоелектричні, виникнення електричного заряду в яких є наслідком дії на чутливий елемент механічних зусиль, зміна температури або інших факторів.

Електро механічні перетворювачі: до них належать перетворювачі, принцип дії яких полягає у виникненні механічних переміщень їх рухомих елементів під впливом електричного струму. Це електродинамічні, феродинамічні і магнітоелектричні перетворювачі.

Гальваномагнітні перетворювачі: принцип дії цих перетворювачів полягає у використанні гальваномагнітних ефектів, сутність яких полягає у зміні електричних параметрів перетворювачів під впливом перетворюваного магнітного поля, зокрема у зміні електричного опору (ефект Гауса) або з'явленні е.р.с. (ефект Холла). Основними різновидами гальваномагнітних перетворювачів є відповідно магніторезистивні перетворювачі і перетворювачі Холла.

Електромагнітні перетворювачі складають велику і різноманітну за принципом дії і за призначенням групу ВП, об'єднаних спільністю теорії та принципу перетворення, заснованого на використанні електромагнітних явищ. Це масштабні електромагнітні перетворювачі електричної напруги і струму (вимірювальні трансформатори, індуктивні дільники) і функціональні індуктивні (трансформаторні й автотрансформаторні) перетворювачі механічних величин.

Індукційні перетворювачі: принцип дії таких ВП заснований на законі електромагнітної індукції. Вхідними величинами в них можуть бути швидкість зміни магнітного потоку або швидкість механічного лінійного або кутового переміщення вимірювальної котушки.

Теплові перетворювачі: їх принцип роботи полягає у фізичних закономірностях, які визначаються тепловими процесами. Основними різновидами теплових перетворювачів є термомеханічні, терморезистивні та термоелектричні перетворювачі. Теплові перетворювачі - це переважно перетворювачі температури.

Оптичні перетворювачі: їх принцип дії полягає у перетворенні потоку оптичного (світлового та теплового) випромінювання. Таке перетворення здійснюється за звичаєм модуляцією параметрів джерела випромінювання або оптичного каналу. Функціональні можливості оптичних перетворювачів та область їх використання значно поширилися у зв'язку з досягненнями оптоелектронної та оптоволоконної техніки.

Слід зазначити, що існує багато інших видів ВП.

Основні характеристики ВП. У статичному режимі, тобто при сталих (таких, що не змінюються у часі) значеннях вхідної та вихідної величинах, передаточні властивості ВП характеризуються наступними основними параметрами:

Функція передачі (перетворення): описує зв'язок між вхідною X та вихідною Y величинами ВП: $Y = F(X)$, де Y і X - дійсні (усереднені) значення вхідної і вихідної величини, відповідно. Визначення цієї функції для ВП може бути здійснено у різних режимах їх роботи у певних точках діапазону перетворення, як у нормальних умовах, так і при дії зовнішніх факторів, застережених у нормативних документах. Присвоєна даному ВП функція передачі (перетворення) є номінальною (паспортною) функцією перетворення або градуовальною характеристикою $Y = F_{\text{ном}}(X)$. Вона може бути записана аналітично, а також надана у вигляді таблиці або графіка.

Коефіцієнт (передачі) перетворення: являє собою відношення вихідної величини Y до вхідної величини X , тобто

$$\kappa_{\text{ном}}(X) = \frac{Y}{X} = \frac{F_{\text{ном}}(X)}{X}. \quad (3.1)$$

У загальному випадку коефіцієнт перетворення є функцією вхідної величини. Якщо функція перетворення лінійна і її графік проходить через початок системи координат, то $\kappa_{\text{ном}}(X) = \text{const}$.

Чутливість: являє собою похідну від функції перетворення

$$S = \frac{dY}{dX} = F'_{\text{ном}}(X) \quad (3.2)$$

або у кінцевих припущеннях

$$S = \frac{\Delta Y}{\Delta X}. \quad (3.3)$$

Чутливість характеризує ступінь реагування ВП на вхідну величину. Для ВП, які мають лінійну функцію передачі, чутливість буде постійною. Якщо, окрім цього, графік функції $F(X)$ проходить через початок системи координат, то номінальна чутливість буде дорівнювати номінальному коефіцієнту перетворення. Якщо ж функція перетворення нелінійна, то чутливість є функцією вхідної величини.

Існує також поняття відносна чутливість, яка являє собою відношення відносної зміни вихідної величини до відносної зміни вхідної величини:

$$S_{відн} = \frac{\Delta Y/Y}{\Delta X/X}. \quad (3.4)$$

Поріг чутливості: під порогом чутливості ВП за звичаєм розуміють найменше значення вхідної величини, яке може бути упевнено виявлено цим перетворювачем. Таке визначення позбавлено, однак, чіткого кількісного змісту. Для розуміння суттєвості поняття порога чутливості слід мати на увазі, що виявляти упевнено малі значення вхідної величини заважає т. з. похибка нуля Δ_0 , яка носить випадковий характер і проявляється у вигляді перешкод та шумів, які викликають відповідні зміни вихідної величини. Отже, під порогом чутливості ВП слід розуміти значення вхідної величини $X = \Delta_0$.

Похибки: похибки ВП, як і похибки окремих її елементів, можуть бути класифіковані за різними ознаками. Зокрема, за способом виразу похибки ВП підрозділяють на абсолютні, відносні та приведені. Оскільки у загальному випадку коефіцієнт перетворення ВП не дорівнює одиниці (як це має місце у вимірювальних приладах), то похибки ВП можуть бути приведені до вихідної або вхідної величини:

- абсолютна похибка по виходу:

$$\Delta_{вих} = Y - F_{ном}(X); \quad (3.5)$$

- абсолютна похибка по входу:

$$\Delta_{\text{ex}} = \frac{Y}{K_{\text{ном}}} - X, \quad (3.6)$$

де $K_{\text{ном}}$ - номінальний коефіцієнт перетворення ВП, що відповідає його градууювальній характеристиці;

- відносні похибки ВП по виходу і по входу, відповідно:

$$\delta_{\text{вих}} = \frac{\Delta_{\text{вих}}}{Y}; \quad \delta_{\text{ex}} = \frac{\Delta_{\text{ex}}}{X}; \quad (3.7)$$

- приведені похибки:

$$\gamma_{\text{вих}} = \frac{\Delta_{\text{вих}}}{Y_N}; \quad \gamma_{\text{ex}} = \frac{\Delta_{\text{ex}}}{X_N}, \quad (3.8)$$

де X_N , Y_N - нормовані значення по входу або по виходу, відповідно, в якості яких за звичаєм приймається діапазон перетворень.

В залежності від ступеню невизначеності похибки підрозділяють на систематичні та випадкові. Систематичною похибкою називають складову похибки ВП, значення якої при повторних перетвореннях величини з незмінним розміром залишається постійним. Випадковою похибкою називають ту її складову, значення якої при повторних перетвореннях величини з незмінним розміром змінюється випадково.

Існують також основна похибка, властива ВП при нормальних умовах його використання (тобто в умовах, коли впливові величини: температура, частота і т. п. мають нормальні значення або знаходяться у межах нормальної області їх значень) і додаткова похибка, викликана відхиленням однієї з впливових величин від нормального значення або виходом її значення за межі нормальної області. Межі допустимих відхилень умов роботи перетворювачів від нормальних також нормуються і обмежуються робочою областю значень впливової величини, у межах якої нормується додаткова похибка.

Специфічним різновидом похибки, що виникає у дискретних перетворювачах, є т.з. похибка квантування.

У динамічному режимі, тобто вхідній та вихідній величинах, що змінюються у часі, передаточні властивості ВП характеризуються наступними основними параметрами.

Передаточна функція являє собою відношення:

$$W(p) = \frac{Y(p)}{X(p)}, \quad (3.9)$$

де $Y(p)$ - зображення (по Лапласу) вихідної величини; $X(p)$ - зображення (по Лапласу) вхідної величини.

Передаточна функція $W(p)$ є вичерпною характеристикою динамічних властивостей ВП. Проте, слід відзначити, що вона мало наглядна і, крім того, трудно піддається експериментальному визначенню. Тому на практиці більш використовують інші характеристики. Одною з них є реакція ВП на дію одиничного скачка (короткого імпульсу одиничної площі), стала реакція на лінійно нарощувану вхідну дію або на синусоїдальну дію.

Реакція незбудженого (с нульовими початковими умовами) ВП на дію у вигляді одиничного скачка називається перехідною функцією $h(t)$. Найбільш характерними перехідними функціями (формами реакції) є аперіодична (сгладжування фронту), рис. 3.3, а, та коливальна (викиди напруги), рис. 3.3, б. Прикладом стрибкоподібної дії вхідного сигналу може бути перехід з середовища з однією температурою у середовище з іншою температурою.

Стала реакція на синусоїдальну вхідну дію у загальному випадку є складною функцією параметрів ВП і описується т.з. частотними характеристиками:

- амплітудно-частотною $Y = f_1(\omega)$ або $K = f_1(\omega)$;

- фазочастотною $\varphi = f_2(\omega)$, де φ - кут зсуву фаз між вхідною X та вихідною Y величинами.

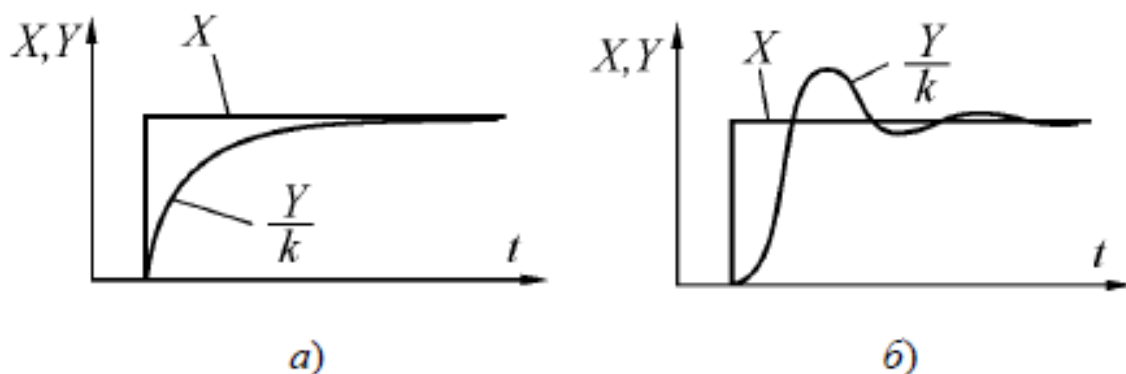


Рисунок 3.3 – Реакції на дію одиничного скачка: а) аперіодична; б) коливальна

3.4 Вимірювання напруг

Як зазначалось, в процесі досліджень та випробувань електричних апаратів дуже часто доводиться вимірювати напруги, що суттєво відрізняються не тільки за величиною, але і ряду інших параметрів. Вимірювання низьких напруг (до 1000 В) здійснюється, як правило, безпосереднім підключенням реєструвального приладу (осцилографа) до досліджуваного об'єкту. При вимірюванні високих напруг застосовують два типи вимірювальних пристроїв. Перший - це вимірювальні пристрої, які дозволяють безпосередньо визначити вимірювану напругу. До даного типу пристроїв відносять електростатичні вольтметри, вимірювальні розрядники, клідонографи, роторні вольтметри та ін. До другого типу відносять вимірювальні пристрої, в яких використовуються вимірювальні перетворювачі. Основними типами вимірювальних перетворювачів, що широко використовуються у випробних та дослідницьких установках, є індуктивні і ємнісні трансформатори напруги, додаткові резистори, вимірювальні конденсатори, дільники напруги і т. д. Розглянемо вимірювальні пристрої, що найбільш часто застосовують для вимірювання напруг.

- Електростатичні вольтметри широко використовуються для прямого вимірювання високої напруги промислової частоти або випрямленої напруги. Загальним принципом їх дії є переміщення рухомої частини під дією механічних сил електричного поля. Сила взаємодії двох провідників у напрямку x , які знаходяться під різницею потенціалів U , визначається за таким співвідношенням

$$f_x = \left| \frac{\partial}{\partial x} \cdot \left(\frac{C \cdot U^2}{2} \right) \right|, \quad (3.10)$$

де C – ємність системи.

Якщо $U = \text{const}$

$$f_x = \left| \frac{U^2}{2} \cdot \frac{\partial C}{\partial x} \right|. \quad (3.11)$$

Якщо сила f_x між електродами електростатичного вольтметра може бути виміряна і відомі геометричні параметри вольтметра, що дозволяють визначити значення $\frac{\partial C}{\partial x}$, то напруга U може бути розрахована за виразом (3.11). Вольтметри, які відповідають цим умовам, називають абсолютними.

На відміну від абсолютних вольтметрів, в яких електростатичні взаємодії вимірюються при незмінній відстані між електродами, у технічних електростатичних вольтметрах мірою вимірюваної напруги є величина зміщення рухомого електрода відносно нерухомого. Сили електростатичної взаємодії між електродами урівноважується пружними силами пружин, силою тяжкості важелів і т. п. Шкала цих приладів градується за допомогою еталонних приладів та пристроїв.

Електростатичні вольтметри мають дві типові форми конструктивного виконання: до першої відносяться вольтметри, в яких рухомий електрод здійснює обертальний рух; протидіючий момент створюється спіральною пружиною; у приладах цього типу електродам надаються спеціальні контури для отримання по можливості рівномірної шкали.

Кульові вимірювальні розрядники широко використовуються у науково-дослідних та промислових лабораторіях, завдяки простоті пристрою і прийняттю для практики точністю, яку можна досягнути дотримуючись правильної методики вимірювання. З їх допомогою здійснюється настроювання випробної схеми на потрібну величину випробної напруги. Крім того, вони використовуються як захисні пристрої від раптового підвищення напруги.

Мірою напруги у даному випадку є довжина повітряного проміжку між двома електродами певної форми при виникненні пробою. Сутність вимірювання високої напруги за допомогою кульового розрядника полягає у тому, що розряд у слабо неоднорідному полі між двома кульовими електродами у повітрі виникає при певній нарузі з малим розкидом і малим запізненням. Розрядна напруга залежить від відстані між кулями, діаметру куль та способу їх включення.

Кульові розрядники є конструктивно простими приладами, але при цьому забезпечують вимірювання амплітуди змінних, постійних та імпульсних напруг з похибкою порядку 2.3 %. Така точність достатня для проведення більшості технічних вимірювань. Спроби знайти розрахункові формули для пробивних напруг кульового розрядника не дали задовільного рішення. Офіційним документом для визначення пробивних напруг кульових розрядників є таблиці МЕК, складені на підставі порівняння і співставлення результатів досліджень кульових розрядників, проведених найбільшими лабораторіями країн, що входять до МЕК.

При вимірюванні постійної та змінної напруги кулі вимірювального розрядника, попередньо встановлюють на відстані декілька більше очікуваної розрядної відстані, а потім зближають до виникнення між ними розряду. В цей момент реєструється відстань між кулями, за якої визначають величину напруги, що вимірюється. Аналогічно вимірюється амплітуда імпульсних напруг. При зміні відстані між кулями до розрядного проміжку з визначеною частотою прикладається імпульс, що вимірюється, і в момент розряду фіксується відстань між кулями. Для усунення коливальних процесів у вимірювальне коло включається демпфу- вальний резистор.

Трансформатори напруги (ТН) набули широке поширення як вимірювальні елементи пристроїв релейного захисту й автоматики. Вони здійснюють перетворення високої напруги у напругу, зручну для виміру. Основною їх перевагою є повна гальванічна розв'язка вимірювального пристрою. Однак, як показав досвід, використання ТН у випробних установках можливо лише з урахуванням ряду умов:

1)Магнітопровід протягом усього циклу випробувань не повинен насичуватися, тому варто застосовувати ТН на більш високі класи напруги.

2)Номінальна частота ТН повинна бути не менш як у 2 рази нижче частоти напруги, що вимірюється.

Імпульсні напруги, а також напруга на електричній дузі передаються ТН зі значними спотвореннями, оскільки містять широкий спектр гармонік, які передаються з різними похибками. При цьому значно підсилюються гармоніки, частоти яких близькі до резонансної. Таким чином, точне осцилографування напруги на дузі за допомогою ТН неможливо, тому що воно містить резонансні гармоніки. Можливо лише визначення якісної картини процесу.

Дільники напруги (ДН) набули широкого розповсюдження у випробних установках, оскільки забезпечують достатньо високу точність при вимірюваннях високих та імпульсних напруг.

ДН являє собою масштабний вимірювальний перетворювач, який здійснює зменшення напруги, що вимірюється, у деяке число разів, яке називають коефіцієнтом поділу

$$n = \frac{U_1}{U_2}, \quad (3.12)$$

де U_1 - вимірювана напруга; U_2 - напруга, що подається до реєструвального приладу.

Основним недоліком ДН є наявність гальванічного зв'язку вимірювального кола з досліджуваним об'єктом, тому для забезпечення безпеки одна з точок вимірювальної схеми повинна бути заземлена. Якщо одна з точок об'єкта, що досліджується, заземлена, використовується одноплечевий ДН, рис. 3.4, а. Якщо жодна з точок об'єкта, що досліджується, не заземлена - використовується двоплечевий ДН, рис. 3.4, б.

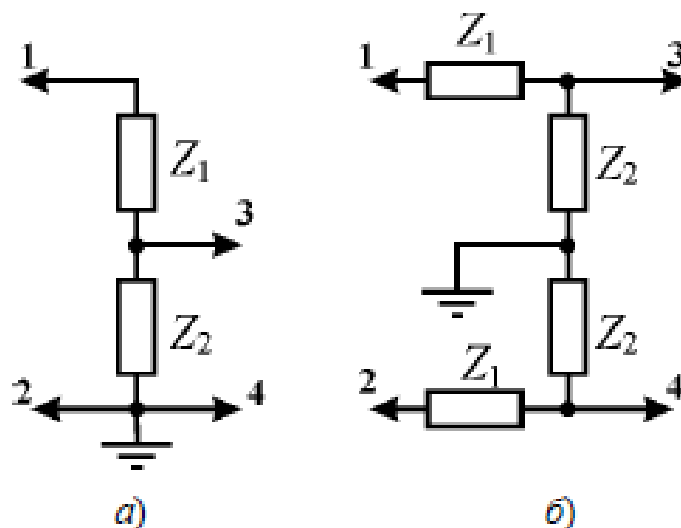


Рисунок 3.4 – Схеми підключення дільників напруги: а) одноплечевого; б) двоплечевого

ДН містить низьковольтне плече Z_2 , до якого приєднується реєструвальний прилад, (точки 3-4) і високовольтне плече Z_1 , що підключається до об'єкта, що досліджується (точки 1-2).

Основною і головною вимогою до вимірювального пристрою в цілому є відсутність спотворень вимірюваної напруги. Це можливо лише при точній подібності частини схеми, що знаходиться під високою напругою і вимірювальної її частини. Однак в реальних умовах цього досягти неможливо, оскільки вимірювальний пристрій, окрім ДН, містить з'єднувальні проводи, кабелі, погоджувальні елементи та реєструвальний прилад. Отже, задачею створення вимірювального пристрою є вибір параметрів, при яких відхилення напруги, що реєструється осцилографом, від вимірюваної напруги, (з урахуванням коефіцієнта поділу) знаходилося у припустимих межах.

Не менш важливою вимогою до вимірювальних схем з ДН є відсутність впливу на досліджуваний процес. Наприклад, при вимірюванні поновленої напруги на контактах, недостатньо високий вхідний опір і велика вхідна ємність ДН може привести до істотного спотворення його параметрів. Як показала практика досліджень, ДН практично не впливає на процес відновлення напруги, якщо його вхідний опір не менше 100 кОм, а вхідна ємність не перевищує 10-15 пФ [10].

Загальною конструктивною особливістю усіх ДН є розміщення робочих елементів у циліндрі з якісного ізоляційного матеріалу порівняно невеликого діаметра. Заповнення циліндра маслом забезпечує ізоляцію між елементами, відведення тепла, а також усуває розряди по поверхні елементів, які виникають на стороні високого потенціалу при великій напруженості поля.

Масло можна замінити газом з високою електричною міцністю. Але при цьому електрод високої напруги ДН повинен виконуватись таким чином, щоб не було часткових розрядів. Загальна висота ДН визначається необхідною зовнішньою ізоляцією, тобто електричною міцністю навколишнього повітря. Висота ДН може бути суттєво зменшена за рахунок оптимізації форми та розмірів електродів, але середні напруженості обирають не дуже високими, щоб урахувати специфічні ізоляційні проблеми, які виникають при різних видах вимірюваної напруги. За звичаєм питомі висоти ДН вибирають наступними: 2,5...3,0 м/МВ при постійній напрузі; 2,0...2,5 м/МВ при грозових імпульсах; 4,0...5,0 м/МВ при комутаційних імпульсах; 4,0...5,0 м/МВ (діюче значення) при змінній напрузі. При вимірюванні напруги у декілька сотень кіловольт проблеми вибору розмірів ДН звичайно не виникає, оскільки потрібна площа невелика. В області ультрависоких напруг сильна нелінійна залежність розрядної напруги від відстані між електродами обумовлює дуже великі розміри ДН.

Вибір того або іншого виду ДН для вимірювальних пристроїв визначається параметрами вимірюваної напруги. Основними видами ДН, що використовуються у вимірювальних пристроях високої напруги, є наступні.

Омічні ДН. В них обидва плечі являють собою активні опори. Реакція на прямокутний імпульс напруги вимірювальних пристроїв з омічними ДН носить, як правило, аперіодичний характер і основний вид спотворення відповідно є згладжування фронту; частотні характеристики вимірювальних пристроїв з омічними ДН, рис. 3.5, а, мають характерні «завали» в області високих частот, тому використовуються, головним чином, для виміру постійних і низькочастотних напруг. При стандартних грозових імпульсах використовувати омічні ДН при напругах більше 1 МВ недоцільно.

Ємнісні ДН. В них обидва плечі являють собою ємнісні опори. Реакція вимірювальних пристроїв з ємнісними ДН на прямокутний імпульс напруги має, як правило, коливальний характер. Частотні характеристики, рис. 3.5, б, мають «завали» в області низьких частот, тому використовуються для виміру напруг високої частоти і знайшли застосування у наносекундній імпульсній техніці. Але основна причина обмеженого використання чисто ємнісних ДН полягає у тому, що вони повинні бути з'єднані з джерелом напруги за допомогою з'єднувальних проводів, індуктивність яких утворює з ємністю ДН коливальний контур, внаслідок чого перехідна функція набуває коливального характеру. Не менш важливою причиною обмеженого використання ємнісних ДН у випробних установках є вплив на процес, що досліджується (наприклад, частоту поновлюваної напруги).

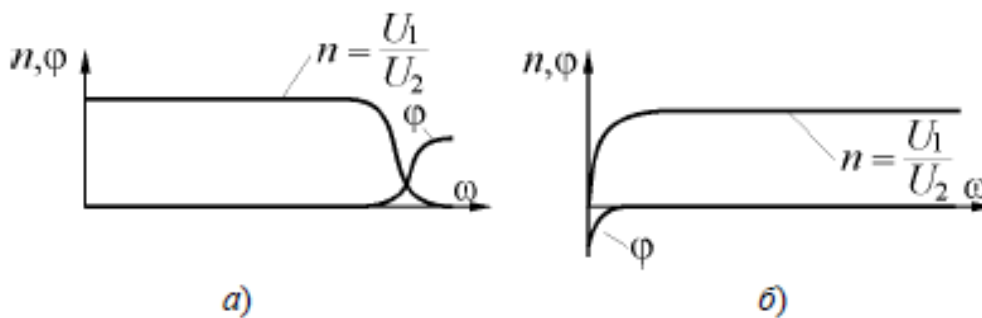


Рисунок 3.5 – Типові частотні характеристики вимірювальних пристроїв:

а) з омичними ДН; б) із ємнісними ДН

Для виміру напруги у широкому діапазоні частот застосовують ємнісно-омічні ДН. Вони набули широкого поширення при проведенні комутаційних і інших випробувань електричних апаратів. Вимірювальна схема з ємнісно-омічним ДН надана на рис. 3.6.

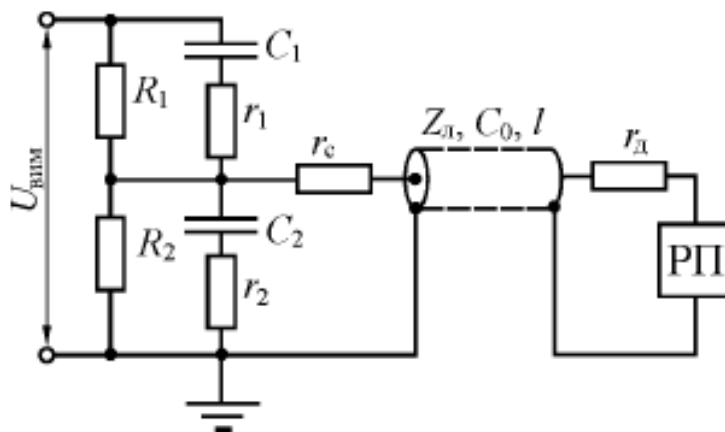


Рисунок 3.6 – Вимірювальна схема з ємнісно-омічним ДН

Основними елементами вимірювальної схеми є C_1 , C_2 , R_1 , R_2 , які визначають параметри ДН; r_1 , r_2 - демпфувальні резистори, які призначені для обмеження струмів при зрізах напруги; $Z_{\text{л}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$ - хвильовий опір лінії, де L_0 , C_0 - відповідно погонна індуктивність і погонна ємність лінії; $r_{\text{с}}$ - погоджувальний резистор; $r_{\text{д}}$ - демпфувальний резистор.

Параметри ДН вибираються виходячи з заданого коефіцієнта поділу

$$n = \frac{C_2}{C_1} = \frac{R_1}{R_2} = \frac{r_1}{r_2}. \quad (3.13)$$

Опір низьковольтного плеча R_2 повинен, як мінімум на 2 порядки перевищувати хвильовий опір лінії. Його ємність C_2 повинна бути в 50-100 разів більше ємності лінії C_0 . Величини демпфувальних опорів ДН вибираються з умови $r_2 \ll Z_{\text{л}}$.

3.5 Вимірювання струмів

Структура вимірювального пристрою для вимірювання струму визначається його величиною та характером зміни у часі. Сталі значення відносно невеликих струмів (до 50 А) вимірюють, як правило, безпосередньо стандартними амперметрами відповідних систем і класів точності, в залежності від

відповідальності проведених вимірювань. Однак, при випробуваннях електричних апаратів в режимах короткого замикання необхідно вимірювати струми, що досягають десятків і сотень кілоампер. Причому, вимірювання здійснюються не тільки у сталих, але й у перехідних режимах. В таких випадках використовують різного роду вимірювальні перетворювачі. Найбільш широке розповсюдження для вимірювання струмів набули: безіндуктивні шунти, трансформатори струму з сердечником і без сердечника (з немагнітним сердечником), а також датчики струму з використанням різних ефектів (оптичний ефект Фарадея, ефект Холла і т. п.).

Безіндуктивний вимірювальний шунт - це провідник, виготовлений з матеріалу з високим питомим опором (ніхром, манганін і т. п.). Безіндуктивні шунти широко використовуються у випробних установках, оскільки є найбільш зручними та відносно простими вимірювальними перетворювачами. Вони забезпечують достатньо високу точність вимірювань струмів короткого замикання. Суттєвим недоліком використання шунтів є відсутність гальванічної розв'язки між силовим колом та вимірювальним контуром, тому його використання можливо тільки у тому випадку, коли ділянка кола, на якій вимірюється струм, заземлена. При випробуваннях електричних апаратів застосовується два види шунтів:

— високоомні шунти з опором порядку міліом і падінням напруги 1-2 В, які використовуються, головним чином, при випробуваннях високовольтних апаратів;

— низькоомні шунти з опором порядку мікроом і падінням напруги 50-100 мВ, які використовуються відповідно при випробуваннях апаратів низької напруги.

Схема вимірювального пристрою з використанням вимірювального шунта надана на рис. 3.7. Вона містить шунт $R_{ш}$, який включається у коло, в якому вимірюється струм $i(t)$. Вимірювальне коло шунта підключається до реєструвального приладу РП: мілівольтметра або осцилографу. Воно містить височастотний кабель з хвильовим опором Z_k , а також погоджувальний резистор R_c . З огляду на те, що $Z_k \gg R_{ш}$, опори погоджувальних резисторів приймаються такими, що

дорівнюють хвильовому опору кабелю. При цьому на осцилографі фіксується сигнал у 2 рази менше, що знімається з шунта.

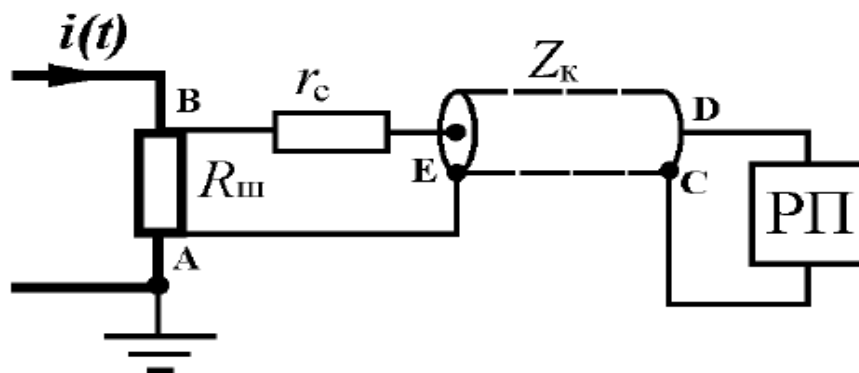


Рисунок 3.7 – Схема виміру струму з використанням вимірювального шунта

Основною вимогою до вимірювального шунта є повна відповідність напруги на затисках вимірювального кола струму, що вимірюється:

$$u_{CD}(t) = K \cdot i(t), \quad (3.14)$$

де K – коефіцієнт пропорційності, що не залежить від величини струму $i(t)$ і швидкості його зміни.

При вимірюванні постійних струмів і таких, що повільно змінюються, ця вимога завжди виконується

$$u_{CD}(t) = R_{ш} \cdot i(t), \quad (3.15)$$

де $R_{ш}$ - активний опір шунта.

При вимірюванні змінних, імпульсних і перехідних струмів, що швидко змінюються, така відповідність порушується. Падіння напруги, що реєструється приладом, у перехідному режимі буде відповідати наступному рівнянню

$$u_{CD}(t) = u_{AB}(t) + \frac{d\Psi}{dt}, \quad (3.16)$$

де Ψ - складова, яка обумовлена власною індуктивністю провідника шунта, а також поточозчепленням з контуром АВЕ (див. рис. 3.7) власного магнітного поля шунта і сторонніх полів (ділянок струмопроводу, що прилягають до шунта). Крім того, не завжди виконується умова: $u_{AB}(t) = R_{ш} \cdot i(t)$ внаслідок поверхневого ефекту.

Таким чином падіння напруги, що вимірюється $u_{CD}(t)$, визначається не тільки величиною струму, що вимірюється, але й швидкістю його зміни. Однак, слід зауважити, що власна індуктивність шунта, як правило, є дуже малою й у більшості випадків не враховується. Однак вплив інших чинників дуже помітний. Їх обмеження найчастіше досягається:

а) застосуванням тонкостінних (трубчастих, плоских) провідників; при цьому товщина стінки повинна бути набагато менше глибини проникнення електромагнітної хвилі

$$\delta_{*p} \ll \Delta = \sqrt{\frac{2 \cdot \rho}{\omega \cdot \mu_0}}, \quad (3.17)$$

де ρ - питомий електричний опір матеріалу шунта; ω - кутова частота вимірюваного струму.

б) зниженням площі, обмеженої контуром АВЕ

Для одержання відносно точних результатів виміру за допомогою шунтов необхідно, щоб його постійна часу $\tau = \frac{L}{R}$ не перевищувала 5 % від постійної часу досліджуваного процесу.

Основні конструктивні рішення вимірювальних шунтів надані на рис. 3.8.

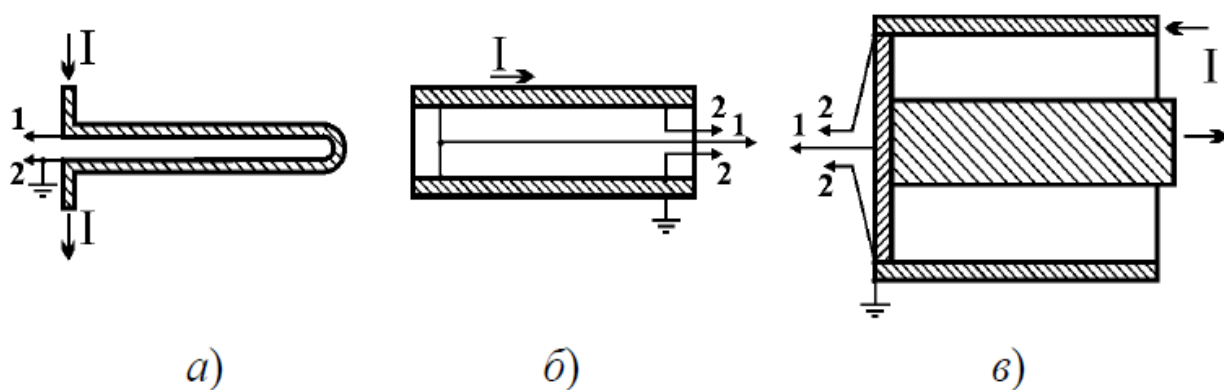


Рисунок 3.8 - Основні конструктивні рішення вимірювальних шунтів: а) петльовий шунт; б) трубчастий шунт; в) дисковий шунт

При дослідженнях і випробуваннях апаратів на комутаційну спроможність чималу цінність представляє вимір так званих залишкових струмів, що

протікають у міжконтактному проміжку в процесі відновлення напруги. Його вимірювання викликає суттєві труднощі, пов'язані з тим, що йому безпосередньо передуює струм великої величини (десятки кілоампер), в той час як величина залишкового струму лежить у межах від долів ампера до десятків ампер. Найбільше широке поширення для виміру залишкових струмів набув метод, заснований на використанні безіндуктивно-го шунта з застосуванням підсилювача-обмежника [10]. Відмінною рисою шунтів для цих цілей є їх високий (до 0,2 Ом) опір, тому застосовуються плоскі шунти з підвищеною тепловіддачею.

Поряд з шунтами, для виміру струмів при випробуваннях електричних апаратів широко застосовуються трансформатори струму (ТС). Основною їх перевагою є наявність гальванічної розв'язки між силовою та вимірювальною колами. Існує два різновиди ТС:

1. ТС із сталевим сердечником набули широкого поширення в пристроях автоматики та релейного захисту, однак практично непридатні для точних вимірювань реальних струмів к.з. з-за наявності великих похибок. Тому при випробуваннях апаратів вони використовуються, головним чином, для якісної оцінки процесу к.з.

2. ТС з немагнітним сердечником (пояс Роговського) широко застосовуються для вимірювання імпульсних і швидкозмінюючихся струмів. В останній час пояс (котушка) Роговського широко використовується також і в мікропроцесорних пристроях релейного захисту. Схема реєстрації струму за допомогою пояса Роговського надана на рис. 3.9.

Вимірюваний струм $i(t)$ проходить по шині Ш. У відповідності до закону електромагнітної індукції у вторинній обмотці індукується е.р.с.

$$e(t) = \frac{d\Psi}{dt} = K \cdot \frac{di}{dt}. \quad (3.18)$$

Величина цієї е.р.с. є пропорційна похідній вимірюваного струму $\frac{di}{dt}$.

Для отримання осцилограми $i(t)$ до вторинної обмотки підключається інтегруюче коло ІК з відносно великою (більше 1 с) постійною часу.

Конструктивно пояс Роговського аналогічний трансформатору струму із сердечником. Відмінними рисами його вторинної обмотки є:

а) рівномірною і щільною намоткою витків на каркас;

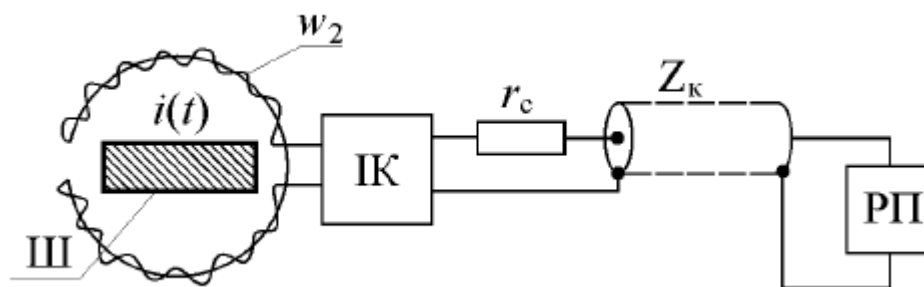


Рисунок 3.9 – Схема виміру струму за допомогою пояса Роговського

б) наявність внутрішньої петлі, що необхідна для компенсації впливу зовнішнього магнітного поля, перпендикулярного площини креслення.

Останнім часом для виміру струмів широко застосовується датчик Холла, що представляє собою вимірювальний елемент, у якому використовується ефект Холла. Його сутність полягає в наступному. Якщо металева пластинка зі струмом розташована у магнітному полі, то на електрони діє сила Лоренца, у результаті чого виникає зсув зарядів внаслідок чого виникає різниця потенціалів (е.р.с. Холла). Через дуже малу її величину ефект Холла довгий час представляв лише науковий інтерес.

Однак, з розвитком напівпровідникової техніки з'ясувалося, що ряд елементів і їх сполук мають досить велику е.р.с. Холла, що привело до широкого використання ефекту Холла у вимірювальних пристроях.

Датчик Холла являє собою напівпровідникову пластинку або плівку з двома парами невідпрямлювальних контактів, рис. 3.10. Контакти 1-1 – є струмовими електродами; 2-2 – вихідними електродами. Якщо між контактами 1-1 протікає струм I і пластина розташовується в магнітному полі з індукцією B перпендикулярній її площини, то на електродах 2-2 виникає е. р. с.

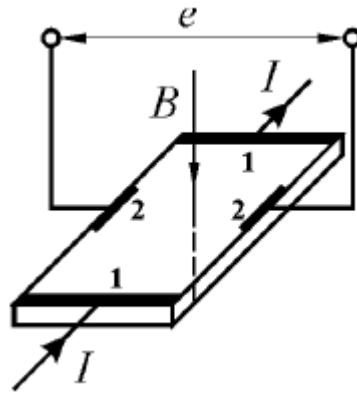


Рисунок 3.10 – Датчик Холла

$$e = \kappa \cdot I \cdot B, \quad (3.19)$$

де κ - постійна для даної пластини.

Дане співвідношення лежить в основі створення вимірювальних пристроїв, зокрема датчиків струму. Як приклад розглянемо датчик струму для виміру великих струмів, рис. 3.11.

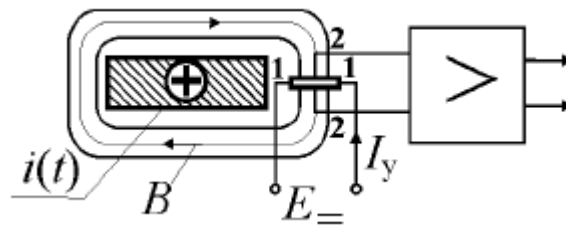


Рисунок 3.11 – Вимірювання струму за допомогою датчика Холла

Датчик Холла встановлено у повітряний зазор тороїдального сердечника, у якому магнітний потік (Φ магнітна індукція) пропорційні струму, що вимірюється $i(t)$. Через пластину пропускають постійний за величиною струм I_y . Таким чином, е.р.с. Холла, що знімається з контактів 2-2 буде пропорційна струму, що вимірюється $i(t)$.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

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

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 електропередач: Остропіль (вузол 7)-301, 301-303;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 301, 303.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: Западинці (вузол 3)-304, 303-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 302, 304;

– спорудження відгалужувальної опори в від ПЛ "Старокостянтинів-Кустівці".

На третьому році:

- будівництво лінії електропередач: 302-304;
- розвиток відгалужувальної підстанції Остропіль (вузол 7).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1-4.2.

Таблиця 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів 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
2.12	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

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження 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

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	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

Продовження табл. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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
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

Продовження табл. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
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 установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	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

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

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			45 275,62						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 96 329,66 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.3–4.4.

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	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	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
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		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	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

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 25 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	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	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
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		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	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

Таблиця 4.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Староконстантинів-Кустівці" (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 122 609,18 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Вартість реконструкції підстанції Западинці (вузол 3):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 4 276,998 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,2 = 26\,850,14 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 28,8 = 33\,331,21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20 = 23\,146,67 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 96\,329,66 + 26\,850,14 = 123\,179,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 122\,609,18 + 33\,331,21 = 155\,940,39 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 4\,276,998 + 23\,146,67 = 27\,423,67 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (4.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}, \quad (4.8)$$

де $\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

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

$$B_{\text{Л1}} = (26\,850,14 \cdot 0,3)/100 = 80,55 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (33\,331,21 \cdot 0,3)/100 = 99,99 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л3}} = (23\,146,67 \cdot 0,3)/100 = 69,44 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (96\,329,66 \cdot 3)/100 = 2\,889,89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (122\,609,18 \cdot 3)/100 = 3\,678,28 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{ПЗ} = (4\,276,998 \cdot 3) / 100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.7:

Таблиця 4.8 – 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: 14-504, 504-503 П/ст: 504, 503	90	20	70
2	ЛЕП: 8-501, 501-502 П/ст: 501, 502, 8	2 280	70	2 340
3	ЛЕП: 502-503 П/ст: 14	2 240	70	2 310

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 80,55 + 2\,889,89 + 70 \cdot 1,65 = 3\,085,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 99,99 + 3\,678,28 + 2\,340 \cdot 1,65 = 7\,639,27 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 69,44 + 128,31 + 2\,310 \cdot 1,65 = 4\,009,25 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 52605 \text{ МВт·год};$$

$$W_2 = 233220 \text{ МВт·год.}$$

$$W_3 = 0 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 52605 - 3085,94 = 7329,85 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 233220 - 7639,27 = 38538,29 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 4009,25 = -4009,25 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{7329,85 / (1 + 0,2) + 38538,29 / (1 + 0,2)^2 + (-4009,25) / (1 + 0,2)^3}{123179,8 / (1 + 0,2) + 155940,39 / (1 + 0,2)^2 + 27423,67 / (1 + 0,2)^3} = 0,13$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,13 = 7,4 \text{ років.}$$

Таблиця 4.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	107 540
Сумарні капітальні витрати на розвиток ЕМ	тис.грн.	306 543,86
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7,4
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,36
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,06
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	12 330
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	14 970

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 (7,4) підтверджують ефективність.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Згідно ГОСТ 12.003-74, на оперативний персонал станцій та підстанцій в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

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

5.1 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації трансформатора

Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з гідроенергетики

За умовами дипломного проекту розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для силового трансформатора ТДЦ-80000/110 на рис. 5.1.

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі та експлуатації силового трансформатора заданих технологічних параметрів за темою диплому були проаналізовані:

- 1) Державні стандарти з електроенергетики України ;
- 2) Галузеві керівні документи:
 - ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання
- 3) Стандарти організації України:
 - СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

Підготовчі роботи включають в себе підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку ізоляції системи, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Основними видами ушкоджень є багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також «пожежа сталі» магнітопровідника. Однофазні ушкодження бувають двох видів: на землю й між витками обмотки (виткові замикання). Найбільш ймовірні багатофазні й однофазні короткі замикання на виводах трансформаторів і однофазні виткові замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатофазні короткі замикання в обмотках. Для груп однофазних трансформаторів вони взагалі виключені. Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації та інш.) і силові кола приводу;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування можна з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишились під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут!" у відсіку де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підключеному до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати. Робота лінії".

У цьому разі допускається :

- за наявності блокування між заземлюваними ножами та візком з вимикачем;
- встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ – встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в КРУ.

5.2 Розрахунок блискавкозахисту

Вихідні дані (таблиця 2.22):

- а) висота блискавковідводу: $h = 19,5$ м;
 - б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 10,5$ м;
- $$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 19,5 = 13 \text{ м} > h_x = 10,5 \text{ м},$$

План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ подано на рисунку 5.1.

Радіус та ширина зони захисту визначаються таким чином:

- Радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

де h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2};$$

Таблиця 5.1 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	B_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 13-14, 14-15, 15-16....31-32.	18	18,8	17,025	9,6
1-17, 2-18, 3-19, 4-20, 5-21, 6-22, 7-23,8-24....16-32.	53	13,8	6,1	9,6
1-18, 2-17, 2-19, 3-18 3-20, 4-19, 4-21, 5-20, 5-22, 6-21, 6-23, 7-22, 7-24, 8-23,8-25.....16-31.	55,9	13,2	0,225	9,6

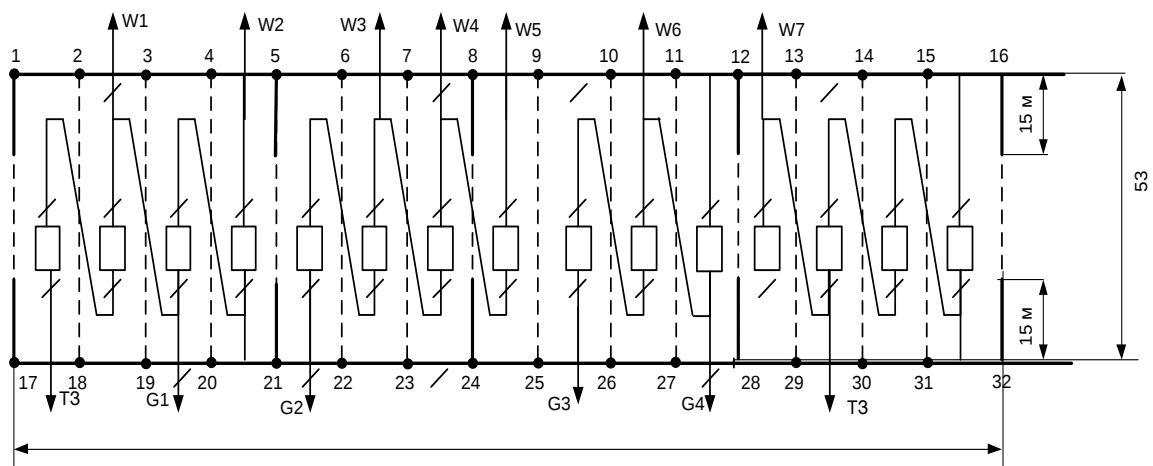
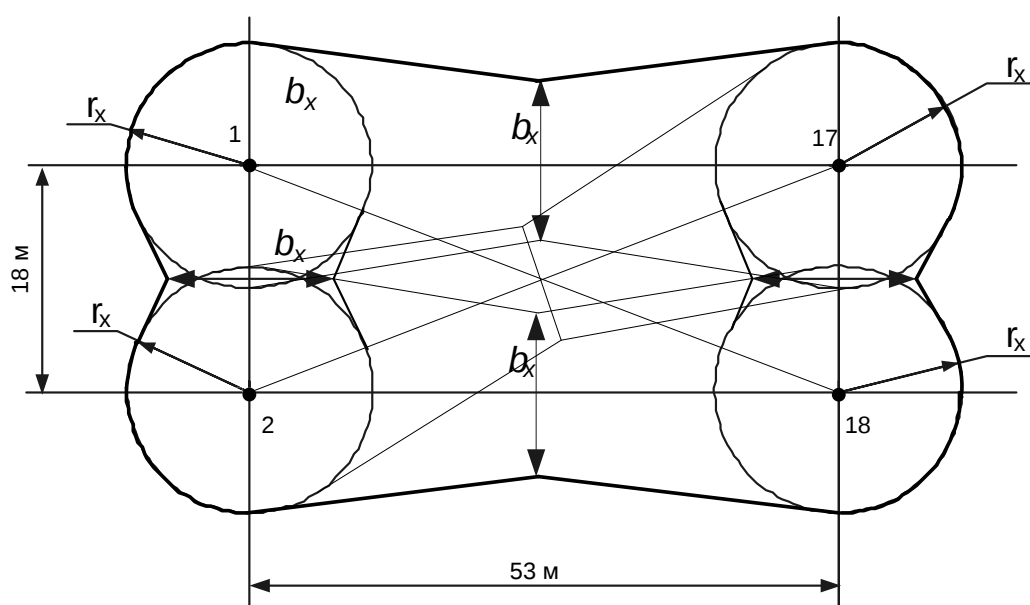
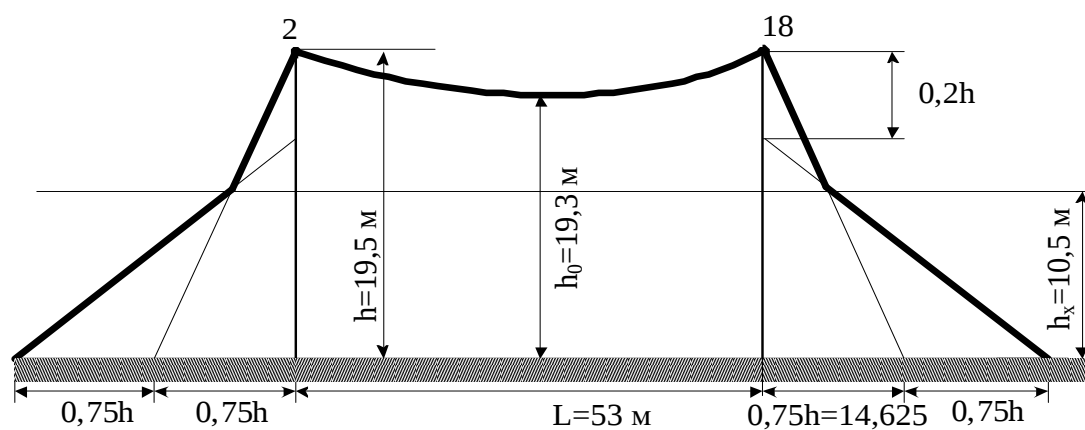


Рисунок 5.2 – Схема розташування блискавководів на ВРУ-110 кВ



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 5.3 – Вид на зону захисту блискавководів ВРУ – 110 кВ:

а) вид зверху; б) вид збоку

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

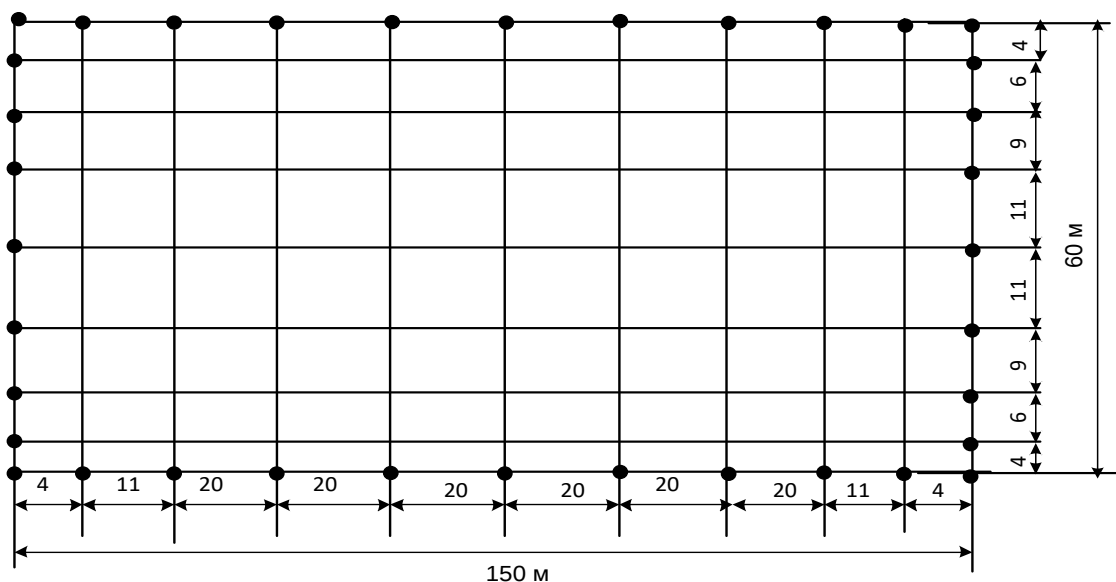
Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (150 \times 60) = 9000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 36$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 3,25 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисуюнок 2.15).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (150 + 60) / 36 = 11,6 \text{ м}.$$



Рисуюнок 5.4 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 700 / 70 = 10;$$

$$a / l_b = 11,6 / 3,25 = 3,6;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{12848} = 94,9 \text{ м};$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{3,25} = 0,46.$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B},$$

де A – функція відношення $\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,25 + 0,5}{94,9} = 0,039 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,039 = 0,411;$$

$$L_r + L_B = (9 \cdot 150 + 11 \cdot 60) + 36 \cdot 3,25 = 1538 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 2,51$.

$$\rho_{\text{екв}} = 2,51 \cdot 70 = 175,7 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_3 = 0,411 \cdot 175,7 / 94,9 + 175,7 / 1538 = 0,87 \text{ Ом} > R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,2 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{п2} = 1,5 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_3 = \frac{0,87 \cdot 1,2 \cdot 1,5}{0,87 \cdot 1,2 + 0,87 \cdot 1,5 + 1,2 \cdot 1,5} = 0,37 \text{ (Ом)} < R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

ВИСНОВКИ

В даному курсовому проєкті 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). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Западинці (вузол 3) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (301, 302, 303, 304) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проєктованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо (вузла 7) Остропіль, то 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.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,36 МВт при сумарній активній потужності генерації 111,86 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 306 543,86 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.13)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 7,4 років.

Електричні апарати, здебільшого апарати високої напруги, що знаходяться в експлуатації піддаються профілактичним випробуванням. Їх метою є перевірка параметрів, порушення яких може привести до серйозних збоїв у роботі розподільних пристроїв. Частіше усього в процесі профілактичних випробувань здійснюється перевірка електричної міцності ізоляції і т.п. Поряд з класифікацією випробувань в залежності від етапу розробки апаратів, існують їх класифікації за іншими ознаками.

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. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. 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.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-2019.pdf?fbclid=IwAR2dQAbmI14EsQ1pkcvQKXPBaUbcSgozEmp5WPwCKtgz_xyvxuqQZLJ2wM.

12. Беляєв, В. М., Шевченко, О. О. «Електричні вимірювання та прилади». — Київ: Вища школа, 2018.
13. Головка, В. О., Литовченко, В. І. «Основи вимірювальної техніки та випробування електричних установок». — Харків: ХНУРЕ, 2020.
14. Ковальчук, В. М., Костюк, Ю. Л. «Електричні випробування та вимірювання в електроустановках». — Київ: Наукова думка, 2017
15. Шевчук, О. О. «Технічні засоби вимірювання та контролю в електричних установках». — Дніпро: ДНУ, 2021. This Compressed Air Grid 'Battery' Is an Energy Storage Game Changer – 2022. – Режим доступу: <https://www.popularmechanics.com/science/green-tech/a36300986/compressed-air-grid-energy-storage-system/>
16. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
17. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
18. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
19. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
21. 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 НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом вимірювальних пристроїв випробних установок»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Томашевський Ю. В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____

(підпис)

Грогуль А.С.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневецький С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт _____

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

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.

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом вимірювальних
пристроїв випробних установок»
08-21.МКР.022.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
каф. ЕСС
_____ Томашевський Ю. В.

Студентка групи 2ЕСМ-23м
_____ Грогуль А. С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження вимірювальних пристроїв випробних установок.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідженням вимірювальних пристроїв випробних установок;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 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”, “ABB”, “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;

– 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.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.08.24	16.08.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
9.	Економічна частина:	02.11.24	12.11.24	
10.	Дослідження вимірювальних пристроїв випробних установок	13.11.24	21.11.24	
11.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. 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.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Т1 (М 1:80000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Т1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Т2.

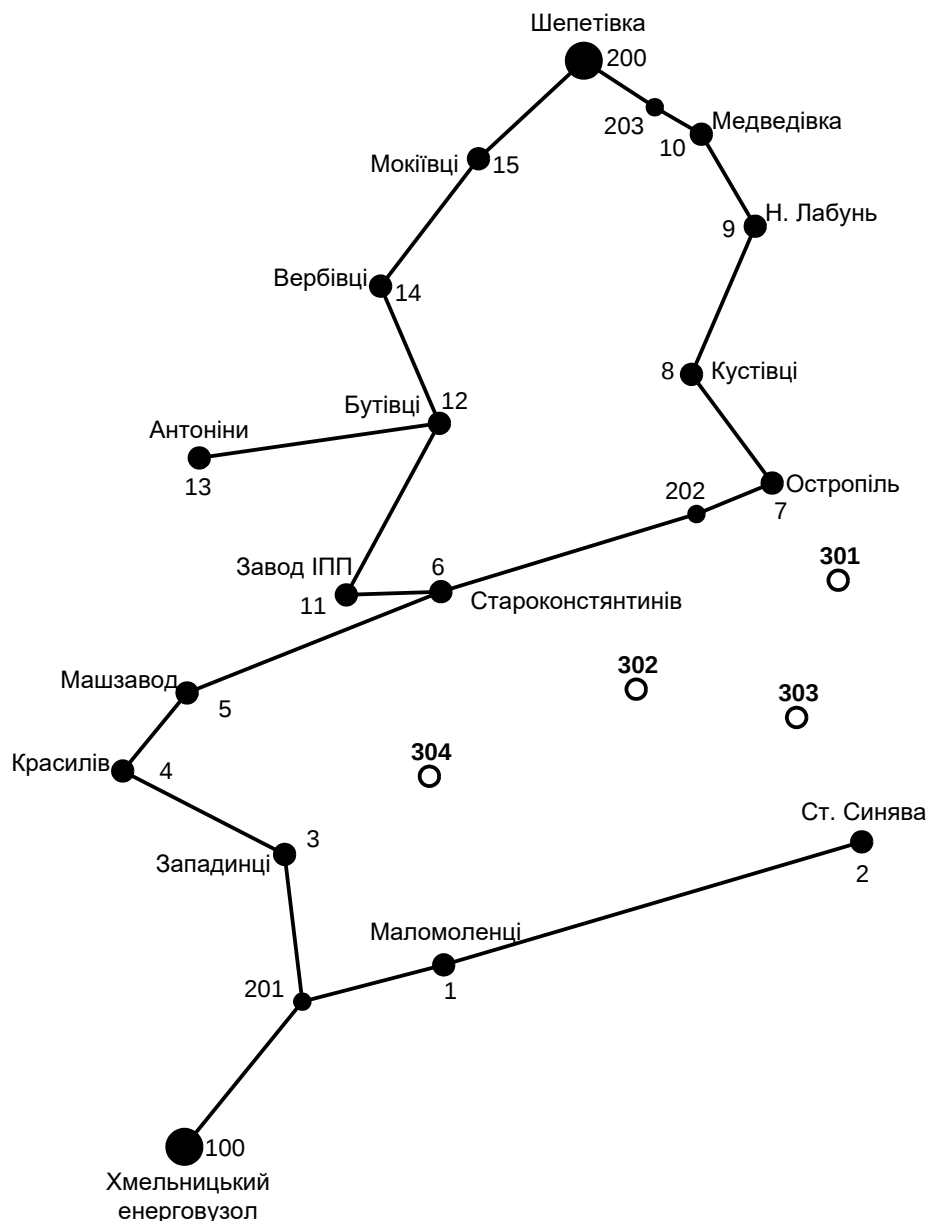


Рисунок Т1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 455 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 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.

Таблиця Т1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	10,0	12,4	5,7	23,1
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,9
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця Т2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	95	90	92	98	97	92	95	96	97	100

Таблиця Т3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	201	Хмельницький – 201	19,03	АС-120
201	1	201 – Маломоленці	13,38	АС-150
1	2	Маломоленці – Стара Синява	41	АС-150
201	3	201 – Западінці	12,1	АС-120
3	4	Западінці – Красилів	18,4	АС-120
4	5	Красилів – Машзавод	27,1	АС-120
5	6	Машзавод – Староконстантинів	24,6	АС-120
6	202	Староконстантинів – 202	26,7	АС-120
202	7	202 – Остропіль	6,3	АС-150
7	8	Остропіль – Кустівці	24,5	АС-150
8	9	Кустівці – Н. Лабунь	10,3	АС-150
9	10	Н. Лабунь – Медведівка	15,9	АС-150
200	203	Шепетівка – 203	14,2	АС-150
203	10	203 – Медведівка	2,0	2×АС-150
6	11	Староконстантинів – Завод ІПП	5,8	АС-120
11	12	Завод ІПП – Бутівці	15,8	АС-120
12	13	Бутівці – Антоніни	17,7	АС-120
12	14	Бутівці – Вербівці	10,1	АС-120
14	15	Вербівці – Мокіївці	12,6	АС-120
200	15	Шепетівка – Мокіївці	15,2	АС-120

Таблиця Т4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Шепетівка	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Маломоленці	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
2	Стара Синява	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Западинці	0,88	$3,1 + j1,67$	ТМН-6300/110/10	1
4	Красилів	0,88	$8,0 + j4,32$	ТДН-10000/110/10	2
5	Машзавод	0,89	$4,8 + j2,46$	ТМН-6300/110/10 ТДН-16000/110/10	2
6	Староконстянтинів	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
7	Остропіль	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМТН-6300/110/35/10	1
8	Кустівці	0,88	$5,3 + j2,86$	ТДТН-10000/110/35/10	1
9	Н. Лабунь	0,89	$3,3 + j1,69$	ТМН-6300/110/10	1
10	Медведівка	0,86	$3,1 + j1,84$	ТМН-6300/110/10	1
11	Завод ІПП	0,88	$6,2 + j3,35$	ТДН-10000/110/10	2
12	Бутівці	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМН-6300/110/10	1
13	Антоніни	0,9	$5,1 + j2,47$	ТМТН-6300/110/35/10	2
14	Вербівці	0,85	$2,7 + j1,67$	ТМТН-6300/110/35/10	1
15	Мокіївці	0,89	$3,1 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6500.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3204.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 67.912 МВт / 441.429 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 65.900 МВт / 424.350 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.465 МВт / 4.695 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.465 МВт / 4.695 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.247 МВт / 1.604 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.334 МВт / 1.069 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.580 МВт / 2.673 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.045 МВт / 7.368 МЛН.КВТ*Г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВт	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-24.022	-11.606	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.097	-0.57
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	107.732	-0.72
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	107.044	-0.98
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	107.246	-0.81
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	106.201	-1.11
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	105.652	-1.27
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІВ	0.000	0.000	105.641	-1.26
202		0.000	0.000	106.295	-1.14
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	106.420	-1.11
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	107.169	-0.88
9	Н. ЛАБУНЬ	0.000	0.000	107.712	-0.71
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	108.748	-0.39
200	ШЕПЕТІВКА	-43.890	-24.485	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.904	-0.34
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	105.723	-1.22
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	106.421	-1.01
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	106.000	-1.12
14	ВЕРБІВЦІ	0.000	0.000	107.221	-0.77
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	108.388	-0.44
10001		3.100	1.760	9.885	-4.11
20001		0.000	0.000	103.364	-4.24
20002		0.000	0.000	34.605	-4.24
20003		4.500	2.180	9.688	-6.21
30001		3.100	1.670	9.856	-4.23
40001		8.000	4.320	9.838	-3.94
40002		0.000	0.000	9.838	-3.94
50001		4.800	2.460	9.946	-2.79
50002		0.000	0.000	9.946	-2.79
60001		0.000	0.000	103.431	-2.97
60002		0.000	0.000	34.627	-2.97
60003		8.200	4.870	9.769	-3.98
60011		0.000	0.000	102.301	-4.04
60022		0.000	0.000	34.249	-4.04
60033		0.000	0.000	9.770	-3.98
70001		0.000	0.000	102.381	-4.25
70002		0.000	0.000	34.275	-4.25
70003		2.700	1.530	9.573	-6.16
80001		0.000	0.000	102.252	-4.75
80002		0.000	0.000	34.232	-4.75
80003		5.300	2.860	9.518	-7.13
90001		3.300	1.690	9.893	-4.33
100001		3.100	1.840	9.970	-3.71
110001		6.200	3.350	9.592	-5.74
120001		2.700	1.530	9.814	-4.01
130001		0.000	0.000	102.699	-4.09
130002		0.000	0.000	34.382	-4.09
130003		5.100	2.470	9.643	-5.89
130011		0.000	0.000	102.701	-4.09
130022		0.000	0.000	34.382	-4.09

130033	0.000	0.000	9.644	-5.89
140001	0.000	0.000	102.886	-3.87
140002	0.000	0.000	34.445	-3.87
140003	2.700	1.670	9.605	-5.75
150001	3.100	1.590	9.987	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	130001	2.562	1.516	2.555	1.338	0.007	0.177	0.016	3.543
130001	130003	2.555	1.338	2.548	1.235	0.007	0.103	0.016	2.146
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.169	-0.000
130011	130033	2.555	1.337	2.549	1.234	0.007	0.103	0.016	2.146
13	130011	2.562	1.515	2.555	1.337	0.007	0.177	0.016	3.541
100	201	24.022	11.606	23.719	11.168	0.301	0.436	0.140	1.908
201	3	16.017	8.400	15.926	8.267	0.091	0.132	0.096	0.857
3	4	12.801	6.753	12.710	6.622	0.090	0.131	0.078	1.054
4	5	4.659	2.284	4.642	2.259	0.017	0.025	0.028	0.555
5	6	-0.190	0.248	-0.190	0.248	0.000	0.000	-0.002	0.010
6	11	-3.931	-1.101	-3.933	-1.105	0.002	0.003	-0.022	-0.083
11	12	-10.180	-4.896	-10.229	-4.967	0.049	0.070	-0.062	-0.706
12	14	-18.112	-9.007	-18.211	-9.150	0.098	0.142	-0.110	-0.807
14	15	-20.939	-10.891	-21.103	-11.129	0.164	0.238	-0.127	-1.174
15	200	-24.228	-12.586	-24.488	-12.963	0.259	0.376	-0.145	-1.615
6	60001	2.355	1.588	2.351	1.485	0.004	0.102	0.015	2.324
60001	60003	2.351	1.485	2.347	1.425	0.004	0.060	0.015	1.400
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.400	-0.001
60011	60033	5.860	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.038	0.149
6	60011	5.872	3.843	5.860	3.442	0.012	0.400	0.038	3.569
6	202	-4.528	-3.482	-4.549	-3.512	0.021	0.030	-0.031	-0.658
202	7	-4.549	-3.010	-4.552	-3.016	0.003	0.006	-0.030	-0.126
7	8	-7.279	-4.475	-7.312	-4.536	0.033	0.060	-0.046	-0.756
8	9	-12.666	-7.774	-12.707	-7.850	0.041	0.076	-0.080	-0.548
9	10	-16.033	-9.466	-16.133	-9.649	0.099	0.182	-0.100	-1.042
10	203	-19.259	-11.523	-19.277	-11.556	0.018	0.033	-0.119	-0.156
203	200	-19.277	-11.293	-19.402	-11.522	0.125	0.229	-0.118	-1.098
5	50002	3.442	1.899	3.436	1.779	0.006	0.120	0.021	1.765
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.224	0.000
5	50001	1.365	0.727	1.362	0.680	0.003	0.047	0.008	1.768
4	40002	4.013	2.428	3.998	2.157	0.015	0.270	0.025	3.564
40002	40001	3.998	2.157	3.998	2.157	0.000	0.000	0.266	0.000
4	40001	4.012	2.431	3.997	2.160	0.015	0.270	0.025	3.569
1	2	4.560	2.222	4.541	2.187	0.019	0.035	0.027	0.696
2	20001	4.523	2.726	4.510	2.380	0.013	0.345	0.028	3.947
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130011	130022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120001	2.712	1.731	2.698	1.529	0.013	0.201	0.017	4.054
1	10001	3.115	2.021	3.098	1.759	0.017	0.261	0.020	4.638
8	80001	5.335	3.681	5.316	3.161	0.019	0.518	0.035	5.255
80001	80002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80001	80003	5.316	3.161	5.297	2.858	0.019	0.301	0.035	3.165
12	13	5.162	2.915	5.147	2.893	0.015	0.021	0.032	0.425
9	90001	3.317	1.972	3.298	1.689	0.019	0.282	0.021	4.571
20001	20003	4.510	2.380	4.497	2.179	0.013	0.200	0.028	2.387
10	100001	3.116	2.102	3.098	1.839	0.017	0.262	0.020	4.725
15	150001	3.114	1.834	3.098	1.589	0.016	0.244	0.019	4.201
14	140001	2.716	2.025	2.707	1.800	0.009	0.225	0.018	4.559
7	70001	2.715	1.872	2.707	1.655	0.008	0.216	0.018	4.301
70001	70003	2.707	1.655	2.698	1.529	0.008	0.126	0.018	2.592
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.800	2.698	1.669	0.009	0.131	0.018	2.742
11	110001	6.234	4.033	6.196	3.348	0.038	0.683	0.040	5.920
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	1	7.702	3.471	7.685	3.439	0.017	0.031	0.045	0.368
3	30001	3.115	1.926	3.098	1.669	0.017	0.256	0.020	4.474

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6500.0 год

Час втрат: 3204.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.349 МВт / 730.265 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.540 МВт / 699.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.191 МВт / 13.431 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.191 МВт / 13.431 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.271 МВт / 1.762 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.388 МВт / 1.244 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.659 МВт / 3.006 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.850 МВт / 16.437 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-45.975	-25.600	105.000	0.00
201		0.000	0.000	100.954	-1.14
1	Маломоленці	0.000	0.000	100.546	-1.30
2	Ст. Синява	0.000	0.000	99.781	-1.60
3	Западинці	0.000	0.000	98.799	-1.76
4	Красилів	0.000	0.000	98.010	-1.97
5	Машзавод	0.000	0.000	97.940	-1.97
6	Староконстантинів	0.000	0.000	98.414	-1.77
202		0.000	0.000	98.837	-1.65
7	Остропіль	0.000	0.000	98.913	-1.62
8	Кустівці	0.000	0.000	100.523	-1.21
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	101.452	-0.96
10	Медведівка	0.000	0.000	103.103	-0.51
200	Шепетівка	-56.264	-36.257	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.339	-0.45
11	Завод ІПП	0.000	0.000	98.681	-1.69
12	Бутівці	0.000	0.000	99.928	-1.34
13	Антоніни	0.000	0.000	99.471	-1.47
14	Вербівці	0.000	0.000	101.111	-1.01
15	Мокиївці	0.000	0.000	102.773	-0.58
10001		3.100	1.760	9.162	-5.22
20001		0.000	0.000	95.725	-5.37
20002		0.000	0.000	32.047	-5.37
20003		4.500	2.180	8.940	-7.68
30001		3.100	1.670	9.006	-5.82
40001		8.000	4.320	9.023	-5.31
40002		0.000	0.000	9.024	-5.31
50001		4.800	2.460	9.194	-3.73
50002		0.000	0.000	9.195	-3.74
60001		0.000	0.000	96.010	-3.76
60002		0.000	0.000	32.143	-3.76
60003		8.200	4.870	9.049	-4.93
60011		0.000	0.000	94.787	-4.99
60022		0.000	0.000	31.733	-4.99
60033		0.000	0.000	9.050	-4.94
70001		0.000	0.000	94.449	-5.28
70002		0.000	0.000	31.620	-5.28
70003		2.700	1.530	8.794	-7.53
80001		0.000	0.000	95.124	-5.64
80002		0.000	0.000	31.846	-5.64
80003		5.300	2.860	8.813	-8.41
90001		3.300	1.690	9.263	-5.06
100001		3.100	1.840	9.402	-4.23
110001		6.200	3.350	8.870	-6.93
120001		2.700	1.530	9.165	-4.77
130001		0.000	0.000	95.876	-4.86
130002		0.000	0.000	32.098	-4.86
130003		5.100	2.470	8.977	-6.93
130011		0.000	0.000	95.878	-4.87
130022		0.000	0.000	32.098	-4.87
130033		0.000	0.000	8.977	-6.93
140001		0.000	0.000	96.418	-4.52
140002		0.000	0.000	32.279	-4.52

140003	2.700	1.670	8.968	-6.67
150001	3.100	1.590	9.425	-4.31
301	-10.110	0.000	98.543	-1.72
303	5.760	2.790	97.907	-2.12
302	12.530	6.760	97.441	-2.43
304	23.350	11.310	97.616	-2.40
3001	0.000	0.000	9.425	-1.72
3002	0.000	0.000	9.320	-2.43
3003	0.000	0.000	9.365	-2.12
3004	0.000	0.000	8.913	-2.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
13	130001	2.564	1.560	2.556	1.354	0.008	0.205	0.017	3.908
130001	130003	2.556	1.354	2.548	1.235	0.008	0.119	0.017	2.364
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.182	-0.000
130011	130033	2.557	1.353	2.549	1.234	0.008	0.119	0.017	2.363
13	130011	2.564	1.559	2.557	1.353	0.008	0.205	0.017	3.906
100	201	45.975	25.600	44.683	23.730	1.286	1.862	0.289	4.066
201	3	36.971	20.547	36.397	19.716	0.572	0.828	0.241	2.182
3	4	8.397	5.032	8.348	4.961	0.049	0.070	0.057	0.800
4	5	0.295	0.444	0.295	0.444	0.000	0.000	0.003	0.070
5	6	-4.535	-1.683	-4.551	-1.706	0.016	0.023	-0.028	-0.484
6	11	-9.602	-4.948	-9.621	-4.976	0.019	0.027	-0.063	-0.271
11	12	-15.873	-8.914	-16.018	-9.125	0.145	0.210	-0.106	-1.262
12	14	-23.906	-13.373	-24.111	-13.670	0.204	0.296	-0.158	-1.195
14	15	-26.840	-15.494	-27.160	-15.957	0.319	0.461	-0.177	-1.673
15	200	-30.285	-17.482	-30.760	-18.170	0.473	0.686	-0.196	-2.232
6	60001	2.356	1.615	2.352	1.495	0.004	0.119	0.017	2.563
60001	60003	2.352	1.495	2.347	1.425	0.004	0.069	0.017	1.542
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.432	-0.001
60011	60033	5.862	3.442	5.848	3.442	0.014	0.000	0.041	0.159
6	60011	5.876	3.910	5.862	3.442	0.014	0.466	0.041	3.939
6	202	-3.217	-1.761	-3.227	-1.776	0.010	0.014	-0.021	-0.429
202	7	-3.227	-1.341	-3.229	-1.344	0.002	0.003	-0.020	-0.078
7	8	-12.907	-9.835	-13.046	-10.088	0.138	0.252	-0.095	-1.627
8	9	-18.403	-13.516	-18.515	-13.721	0.111	0.203	-0.131	-0.937
9	10	-21.843	-15.417	-22.075	-15.841	0.231	0.423	-0.152	-1.661
10	203	-25.202	-17.771	-25.239	-17.840	0.037	0.068	-0.172	-0.236
203	200	-25.239	-17.603	-25.504	-18.086	0.264	0.482	-0.172	-1.665
7	301	6.950	7.057	6.937	7.018	0.014	0.038	0.058	0.374
301	303	17.029	7.267	16.970	7.100	0.059	0.166	0.108	0.659
303	302	11.205	4.633	11.176	4.552	0.029	0.081	0.071	0.487
302	304	-1.360	-1.827	-1.361	-1.831	0.001	0.004	-0.013	-0.177
304	3	-24.719	-12.824	-24.873	-13.257	0.153	0.431	-0.164	-1.221
5	50002	3.443	1.919	3.436	1.779	0.007	0.140	0.023	1.957
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.243	0.000
5	50001	1.365	0.735	1.362	0.680	0.004	0.055	0.009	1.961
4	40001	4.015	2.483	3.997	2.160	0.018	0.321	0.028	4.020
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.290	-0.000
4	40002	4.016	2.479	3.998	2.157	0.018	0.321	0.028	4.016
12	120001	2.714	1.760	2.698	1.529	0.015	0.230	0.019	4.416
1	10001	3.118	2.064	3.098	1.759	0.020	0.304	0.021	5.130
8	80001	5.342	3.818	5.319	3.211	0.022	0.604	0.038	5.838
80001	80002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80001	80003	5.319	3.211	5.297	2.858	0.022	0.351	0.038	3.510
12	13	5.166	3.021	5.149	2.996	0.017	0.025	0.035	0.461
9	90001	3.319	2.012	3.298	1.689	0.021	0.322	0.022	4.969
20001	20003	4.512	2.415	4.497	2.179	0.015	0.235	0.031	2.678
10	100001	3.118	2.135	3.098	1.839	0.020	0.295	0.021	5.068
15	150001	3.116	1.864	3.098	1.589	0.018	0.274	0.020	4.510
14	140001	2.718	2.078	2.708	1.819	0.010	0.257	0.020	4.977
7	70001	2.718	1.935	2.708	1.678	0.010	0.256	0.019	4.825
70001	70003	2.708	1.678	2.698	1.529	0.010	0.149	0.019	2.903
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.708	1.819	2.698	1.669	0.010	0.150	0.020	2.990

11	110001	6.240	4.149	6.196	3.348	0.044	0.798	0.044	6.575
130001	130002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	3004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
302	3002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
303	3003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
301	3001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	1	7.713	3.796	7.692	3.759	0.020	0.037	0.049	0.414
1	2	4.566	2.395	4.543	2.353	0.023	0.041	0.030	0.778
2	20001	4.527	2.822	4.512	2.415	0.015	0.405	0.031	4.437
60011	60022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20001	20002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
130011	130022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	30001	3.119	1.977	3.098	1.669	0.020	0.307	0.022	5.079

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6500.0 год

Час втрат: 3204.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.452 МВт / 724.439 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.540 МВт / 699.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.315 МВт / 10.625 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.315 МВт / 10.625 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.333 МВт / 2.165 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 0.992 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.643 МВт / 3.157 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.958 МВт / 13.781 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-45.521	-23.575	115.000	0.00
201		0.000	0.000	111.455	-0.97
1	Маломоленці	0.000	0.000	111.107	-1.11
2	Ст. Синява	0.000	0.000	110.451	-1.36
3	Западинці	0.000	0.000	109.551	-1.49
4	Красилів	0.000	0.000	108.863	-1.67
5	Машзавод	0.000	0.000	108.810	-1.67
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	109.232	-1.51
202		0.000	0.000	109.611	-1.41
7	Остропіль	0.000	0.000	109.677	-1.38
8	Кустівці	0.000	0.000	111.090	-1.03
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.902	-0.83
10	Медведівка	0.000	0.000	113.344	-0.44
200	Шепетівка	-55.821	-33.481	115.000	0.00
203		0.000	0.000	113.550	-0.39
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.466	-1.44
12	Бутівці	0.000	0.000	110.560	-1.15
13	Антоніни	0.000	0.000	110.159	-1.25
14	Вербівці	0.000	0.000	111.597	-0.87
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.051	-0.50
10001		3.100	1.760	10.223	-4.29
20001		0.000	0.000	106.922	-4.42
20002		0.000	0.000	35.796	-4.42
20003		4.500	2.180	10.036	-6.26
30001		3.100	1.670	10.086	-4.76
40001		8.000	4.320	10.101	-4.36
40002		0.000	0.000	10.102	-4.36
50001		4.800	2.460	10.253	-3.10
50002		0.000	0.000	10.253	-3.10
60001		0.000	0.000	107.106	-3.11
60002		0.000	0.000	35.857	-3.11
60003		8.200	4.870	10.125	-4.06
60011		0.000	0.000	106.017	-4.11
60022		0.000	0.000	35.493	-4.11
60033		0.000	0.000	10.126	-4.06
70001		0.000	0.000	105.795	-4.33
70002		0.000	0.000	35.419	-4.33
70003		2.700	1.530	9.907	-6.11
80001		0.000	0.000	106.416	-4.62
80002		0.000	0.000	35.626	-4.62
80003		5.300	2.860	9.927	-6.82
90001		3.300	1.690	10.312	-4.16
100001		3.100	1.840	10.430	-3.49
110001		6.200	3.350	9.972	-5.64
120001		2.700	1.530	10.225	-3.93
130001		0.000	0.000	107.019	-4.00

130002	0.000	0.000	35.828	-4.00
130003	5.100	2.470	10.065	-5.65
130011	0.000	0.000	107.021	-4.00
130022	0.000	0.000	35.829	-4.00
130033	0.000	0.000	10.065	-5.65
140001	0.000	0.000	107.483	-3.72
140002	0.000	0.000	35.984	-3.72
140003	2.700	1.670	10.055	-5.44
150001	3.100	1.590	10.451	-3.56
301	-10.110	0.000	109.347	-1.46
303	5.760	2.790	108.776	-1.79
302	12.530	6.760	108.353	-2.04
304	23.350	11.310	108.499	-2.01
3001	0.000	0.000	10.459	-1.46
3002	0.000	0.000	10.364	-2.04
3003	0.000	0.000	10.404	-1.79
3004	0.000	0.000	9.907	-2.01

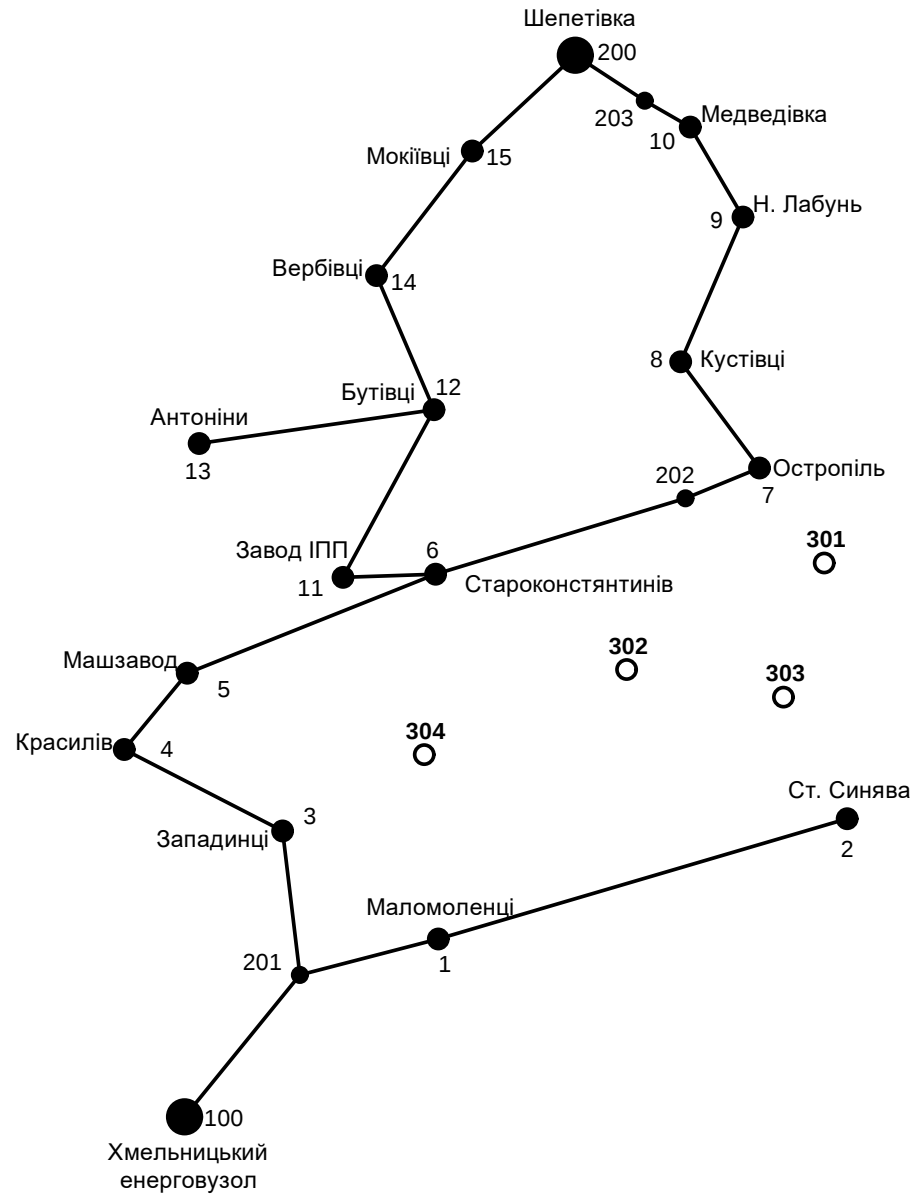
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	130001	2.561	1.493	2.555	1.330	0.006	0.163	0.016	3.374
130001	130003	2.555	1.330	2.548	1.235	0.006	0.095	0.016	2.045
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.162	-0.000
130011	130033	2.555	1.329	2.549	1.234	0.006	0.095	0.016	2.044
13	130011	2.561	1.492	2.555	1.329	0.006	0.163	0.016	3.372
100	201	45.521	23.575	44.500	22.095	1.018	1.474	0.257	3.561
201	3	36.801	19.517	36.345	18.856	0.455	0.659	0.215	1.925
3	4	8.378	4.683	8.339	4.627	0.038	0.055	0.050	0.696
4	5	0.288	0.345	0.288	0.344	0.000	0.000	0.002	0.053
5	6	-4.545	-1.620	-4.558	-1.639	0.013	0.019	-0.026	-0.430
6	11	-9.579	-4.669	-9.593	-4.690	0.015	0.022	-0.056	-0.238
11	12	-15.838	-8.413	-15.953	-8.579	0.114	0.165	-0.094	-1.107
12	14	-23.834	-12.497	-23.996	-12.731	0.161	0.233	-0.140	-1.046
14	15	-26.723	-14.416	-26.975	-14.781	0.251	0.363	-0.157	-1.463
15	200	-30.099	-16.183	-30.474	-16.727	0.374	0.541	-0.174	-1.953
6	60001	2.354	1.577	2.351	1.481	0.004	0.095	0.015	2.246
60001	60003	2.351	1.481	2.347	1.425	0.004	0.055	0.015	1.353
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.386	-0.001
60011	60033	5.859	3.442	5.848	3.442	0.011	0.000	0.037	0.143
6	60011	5.870	3.815	5.859	3.442	0.011	0.372	0.037	3.449
6	202	-3.248	-1.721	-3.257	-1.732	0.008	0.012	-0.019	-0.384
202	7	-3.257	-1.198	-3.258	-1.200	0.001	0.002	-0.018	-0.067
7	8	-12.928	-9.376	-13.037	-9.576	0.109	0.199	-0.084	-1.427
8	9	-18.389	-12.715	-18.476	-12.875	0.087	0.160	-0.116	-0.818
9	10	-21.802	-14.440	-21.984	-14.774	0.182	0.332	-0.135	-1.450
10	203	-25.109	-16.605	-25.139	-16.660	0.030	0.054	-0.153	-0.207
203	200	-25.139	-16.374	-25.347	-16.755	0.207	0.379	-0.152	-1.453
7	301	6.944	6.943	6.933	6.913	0.011	0.031	0.052	0.333
301	303	17.023	7.219	16.975	7.084	0.048	0.135	0.097	0.589
303	302	11.208	4.692	11.185	4.626	0.023	0.066	0.064	0.438
302	304	-1.355	-1.663	-1.356	-1.666	0.001	0.003	-0.011	-0.148
304	3	-24.719	-12.587	-24.843	-12.934	0.123	0.346	-0.147	-1.081
5	50002	3.441	1.892	3.436	1.779	0.006	0.113	0.021	1.726
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.217	0.000
5	50001	1.365	0.724	1.362	0.680	0.003	0.044	0.008	1.729
4	40001	4.011	2.417	3.997	2.160	0.014	0.256	0.025	3.511
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.259	-0.000
4	40002	4.013	2.414	3.998	2.157	0.014	0.256	0.025	3.507
12	120001	2.711	1.715	2.698	1.529	0.012	0.185	0.017	3.883
1	10001	3.114	2.004	3.098	1.759	0.016	0.244	0.019	4.503
8	80001	5.332	3.615	5.314	3.136	0.018	0.476	0.033	5.002
80001	80002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80001	80003	5.314	3.136	5.297	2.858	0.018	0.277	0.033	3.013
12	13	5.161	2.856	5.147	2.836	0.014	0.020	0.031	0.406
9	90001	3.315	1.949	3.298	1.689	0.017	0.259	0.020	4.367
20001	20003	4.509	2.366	4.497	2.179	0.012	0.187	0.027	2.307
10	100001	3.114	2.080	3.098	1.839	0.016	0.240	0.019	4.494
15	150001	3.113	1.813	3.098	1.589	0.015	0.223	0.018	3.991
14	140001	2.714	1.994	2.706	1.789	0.008	0.205	0.017	4.327
7	70001	2.714	1.849	2.706	1.647	0.008	0.202	0.017	4.152
70001	70003	2.706	1.647	2.698	1.529	0.008	0.117	0.017	2.502
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.706	1.789	2.698	1.669	0.008	0.119	0.017	2.603
11	110001	6.231	3.982	6.196	3.348	0.035	0.632	0.039	5.682

130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	3004	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
302	3002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303	3003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
301	3001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	1	7.699	3.325	7.683	3.296	0.016	0.029	0.043	0.352
1	2	4.558	2.147	4.540	2.115	0.018	0.032	0.026	0.667
2	20001	4.521	2.689	4.509	2.366	0.012	0.321	0.027	3.814
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130011	130022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	30001	3.114	1.915	3.098	1.669	0.016	0.245	0.019	4.427

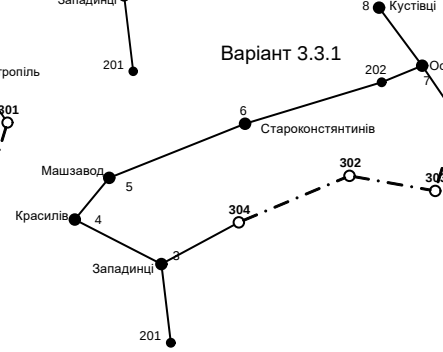
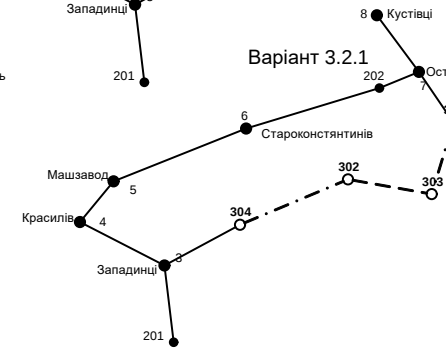
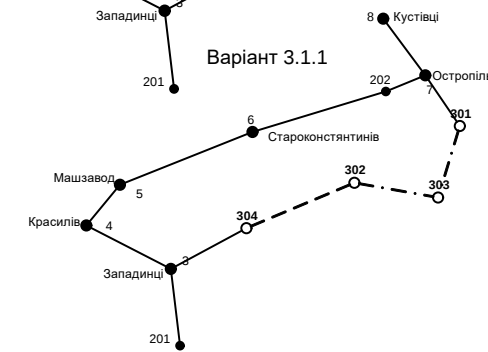
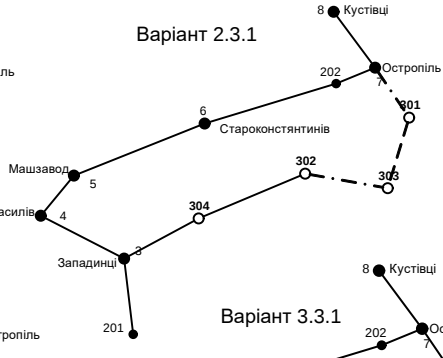
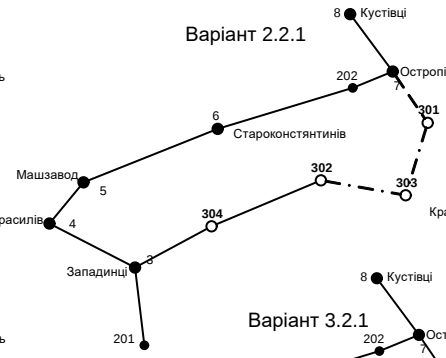
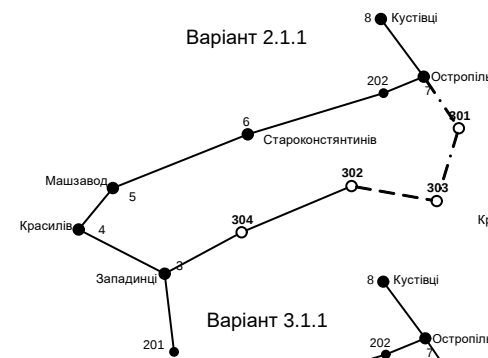
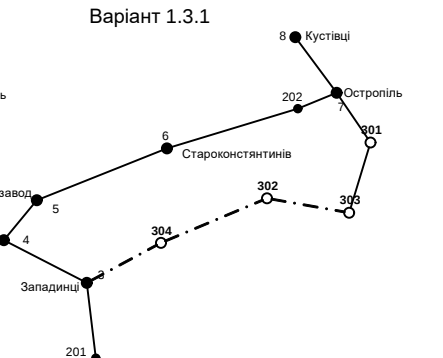
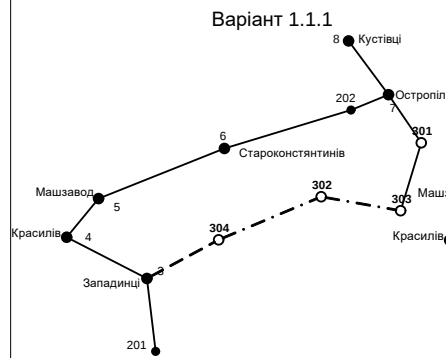
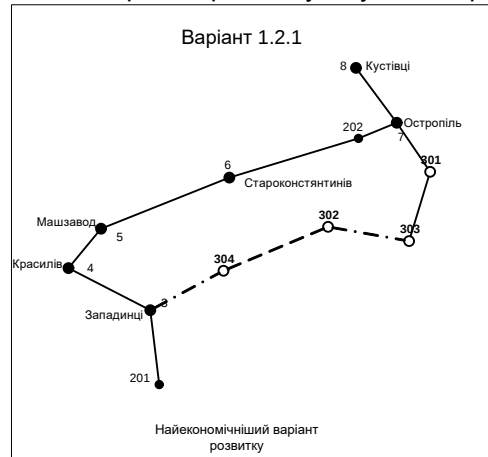
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

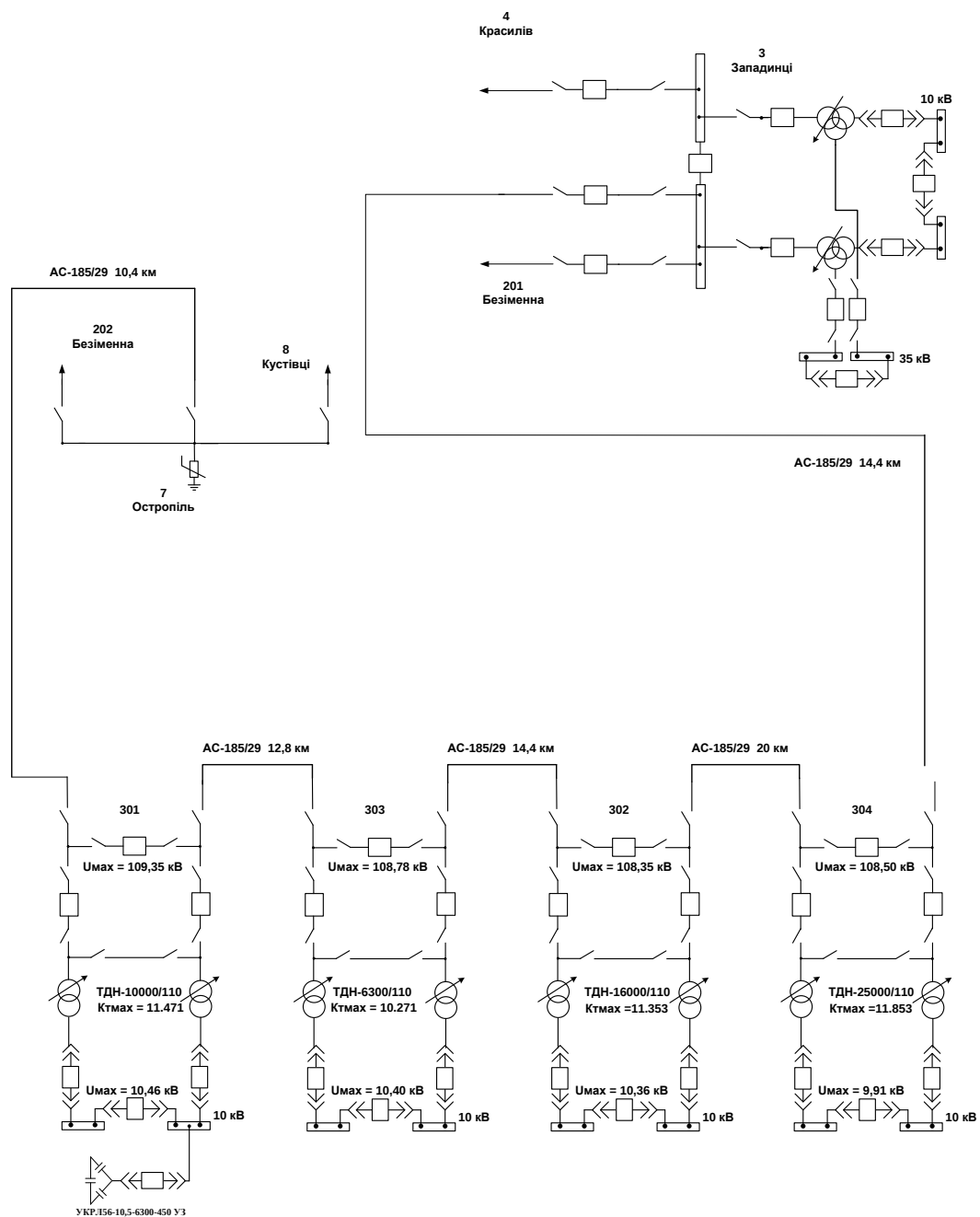
Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Послідовність будівництва	
_____	ЛЕП яка будується на першому році
— —	ЛЕП яка будується на другому році
_____	ЛЕП яка будується на третьому році

Варіанти розвитку існуючої мережі





Організація випробувань електричних апаратів:

Незалежно від виду апарата, його функціонального призначення, виду випробувань, що проводяться, та конкретних задач, які стоять перед ними, можна виділити у три характерних етапи:

- **Попередній етап**, на якому здійснюється формування цілі та задач випробувань, упорядкування планів випробувань, розробка програми випробувань, визначення приблизного складу необхідного випробного устаткування;
- **Безпосередньо випробування**: на цьому етапі здійснюється перевірка, підготовка, налаштування випробного устаткування і вимірювальних засобів, а також виконання експерименту;
- **Заключний етап**: на даному етапі проводиться опрацювання результатів вимірів, їх аналіз, оцінка результатів випробувань, виробка висновків і рекомендацій з подальшої роботи.

Вимірювальні пристрої випробних установок.

Вимірювання напруг

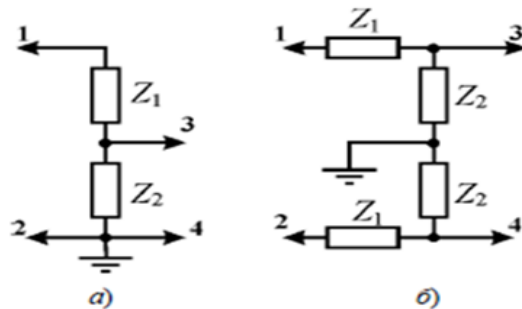


Рисунок 1 – Схеми підключення дільників напруги: а) одноплечевого; б) двоплечевого

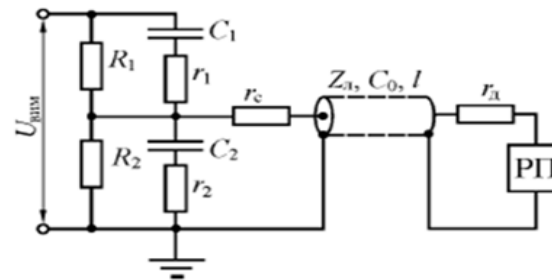


Рисунок 2 – Вимірювальна схема з ємнісно-омічним дільником напруги

- Вимірювальний перетворювач (ВП) - це засіб вимірювань, призначений для перетворення вхідного вимірювального сигналу (вимірюваної величини) у вихідний сигнал, більш зручний для подальшого перетворення, передачі, комп'ютерної обробки або зберігання, але непридатний для безпосереднього сприйняття спостерігачем.

Вимірювальні пристрої випробних установок.

Вимірювання струмів

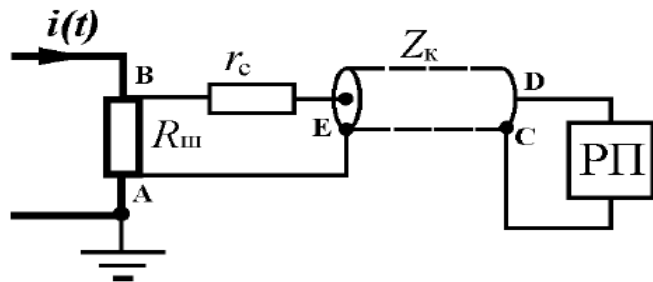


Рисунок 3 – Схема виміру струму з використанням вимірювального шунта

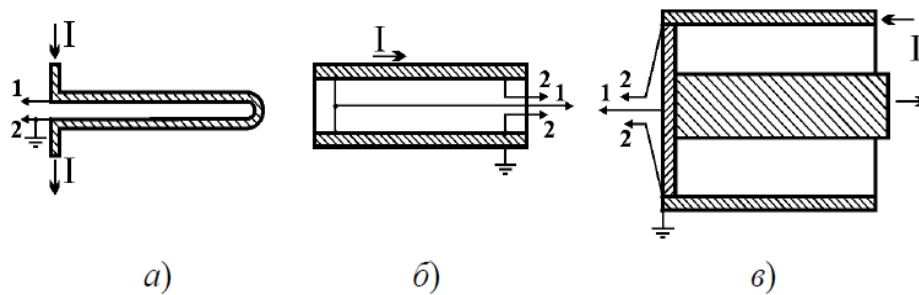


Рисунок 4 - Основні конструктивні рішення вимірювальних шунтів: а) петльовий шунт; б) трубчастий шунт; в) дисковий шунт

Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	107 540
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	306 543,86
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	7,4
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,36
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,06
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	12330
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	14970