

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
ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ»

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

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Перевертайло Д. А.

(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. ЕСС

Васильченко О. В.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

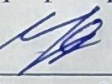
(прізвище та ініціали)

« 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

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Перевертайлу Денису Антоновичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням методів випробуванням ізоляції».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Томашевський Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу №310 від 17.09.2024р.

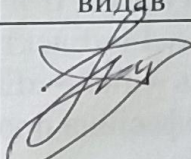
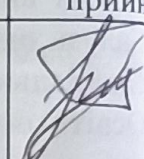
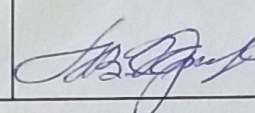
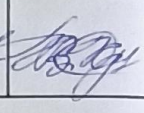
2. Строк подання студентом роботи 28.11.2024р.

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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 495 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. Дослідження методів випробуванням ізоляції 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. Вимірювальні пристрої випробних установок. 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав 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		

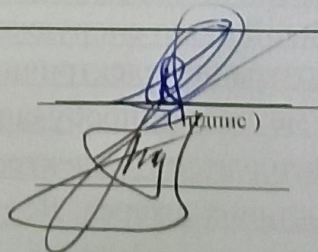
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Підпис
		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	Дослідження методів випробуванням ізоляції	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



Денис ПЕРЕВЕРТАЙ

Юрій ТОМАШЕВСЬКИЙ

АНОТАЦІЯ

Перевертайло Д. А. "Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням методів випробуванням ізоляції". Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 100 с. – Іл.: 6. – Табл. 30.

Дана 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.

В роботі проведено дослідження різних методів випробуванням ізоляції.

SUMMARY

Perevertaylo D. A. "Development of a fragment of a 110 kV electric network with a study of insulation testing methods". Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2024. – 100 p. – Ill.: 6. – Table. 30.

This 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.

The work conducted a study of various insulation testing methods.

.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	12
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом	
динамічного програмування	26
2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної	
мережі	26
2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку	
електричної мережі	30
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	31
2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	34
2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	36
2.5.1 Оцінювання надійності схем підстанції	38
2.6 Оцінювання балансу потужностей.....	43
2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	43
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	45
2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	45
2.7.2. Регулювання напруги у мережі	46
3 ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ВИПРОБУВАННЯМ ІЗОЛЯЦІЇ.....	50
3.1 Необхідність та загальні методи перевірки ізоляції.....	50
3.2 Зміст випробувань та випробне устаткування	53
3.3 Випробування імпульсною напругою.....	55
3.4 Випробування прикладеною напругою	60

4. ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	65
4.1. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	66
4.2. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках	67
4.3. Розрахунок захисного заземлення.....	68
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	75
ВИСНОВКИ.....	96
ЛІТЕРАТУРА	98
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	101
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР	
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму	
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина	

ВСТУП

Актуальність теми: Розвиток та модернізація електричних мереж є важливим аспектом забезпечення стабільного електропостачання в умовах постійного зростання споживання енергії. Одним із ключових елементів безпеки та надійності роботи таких мереж є система ізоляції, яка повинна витримувати значні механічні та електричні навантаження. Ізоляція на високовольтних лініях, зокрема в електричних мережах напругою 110 кВ, має велике значення для запобігання аварійним ситуаціям і скорочення ризиків техногенних катастроф. Разом з тим, наявні методи контролю та випробувань ізоляції потребують удосконалення для підвищення точності діагностики та ефективності її експлуатації. Тому дослідження нових підходів до випробувань ізоляційних матеріалів в електричних мережах високої напруги є надзвичайно актуальним для сучасної енергетичної інфраструктури.

Мета роботи: Метою цієї роботи є проектування електропостачання нових споживачів та дослідження методів випробування ізоляції в мережах 110 кВ. Аналіз їх ефективності з метою вдосконалення діагностичних методик для оцінки стану ізоляційних систем високовольтних ліній.

Об'єкт: фрагмент електричної мережі 110 кВ,.

Задачі які плануються розв'язати:

- спроектувати надійне електропостачання нових підстанцій;
- проаналізувати сучасні методи контролю та випробувань ізоляційних матеріалів у мережах 110 кВ.;
- дослідження питань безпечної експлуатації об'єкта.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14]. Дослідження автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage.

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

- Результати теоретичних досліджень, що викладені були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.
- **Апробація результатів МКР.** Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

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 $a' = -5117,8$, $b' = 2,5815$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,5815 - 5117,8$$

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

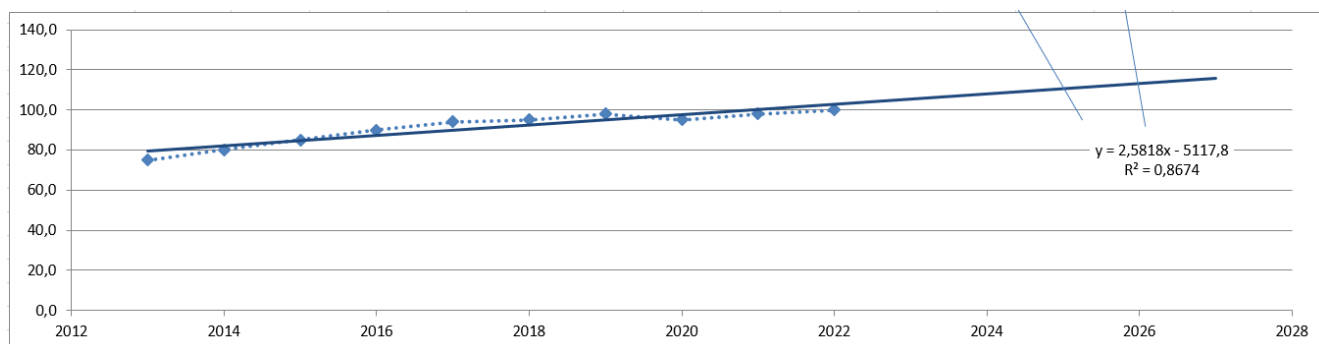


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 115,5 %, що на 15,5 % 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 – 2,89 МВт;
- в трансформаторах – 0,97 МВт з них холостого ходу 0,68 МВт та навантажувальні 0,29 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

	15-16	109-10	2-103	106-7
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-185	АС-150
Допустимий струм, А	125	125	200	150
Розр. струм, А	41	110	11	147

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	5	7	15	16
Напруга вузла, кВ	108,65	105,80	102,34	101,89

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 № 5 – Тульчин з рівнем напруги 108,65 кВ; вузол № 7 – Суворівське з рівнем напруги 105,80 кВ; вузол № 15 – Антонівка з рівнем напруги 102,34 кВ; вузол № 16 – Борівка з рівнем напруги 101,89 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.

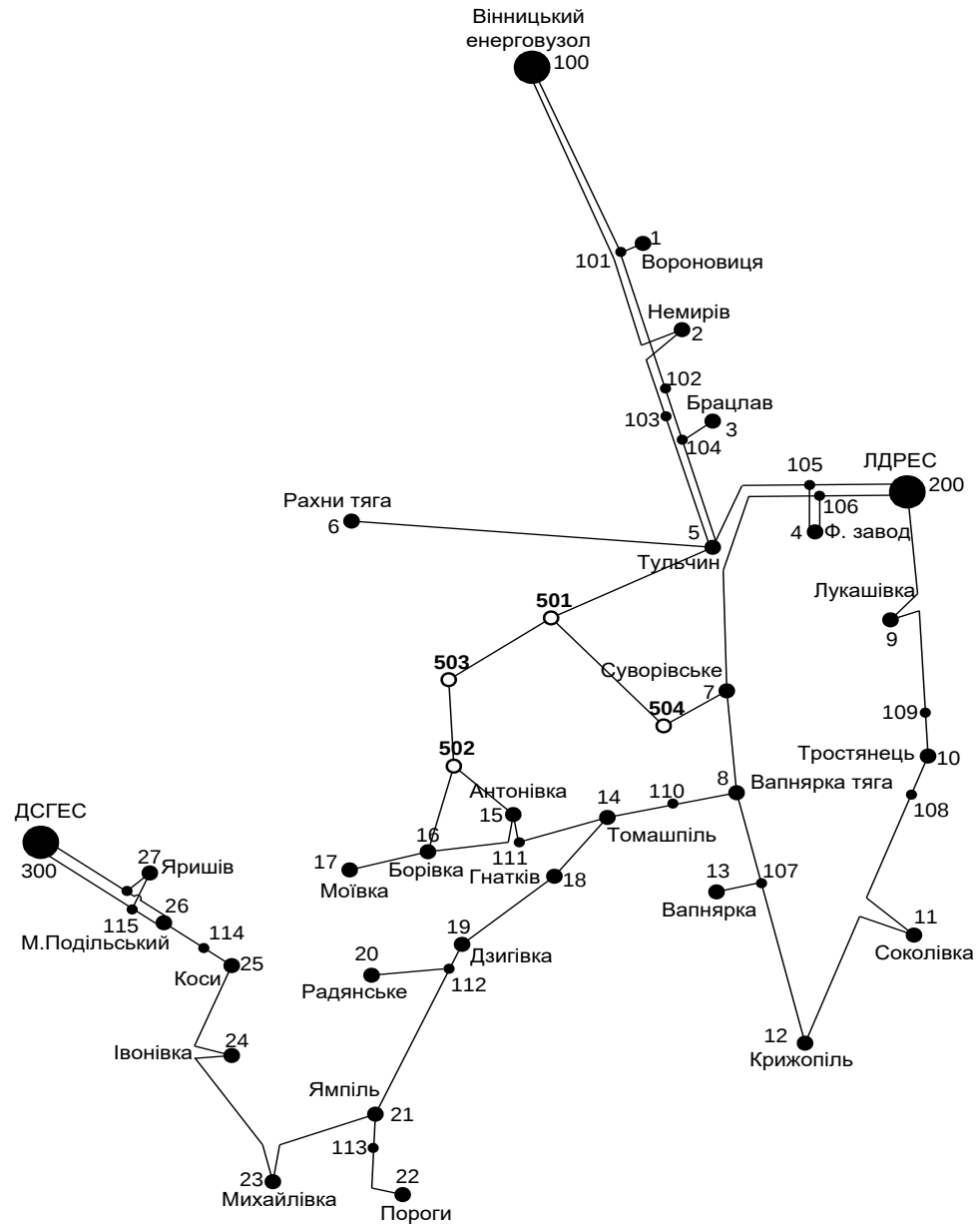


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 дасконтовані витрати B_i можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н 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 (4849 год/рік для $T_{нб} = 6200$ 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
5	501	2	24	110	1573,680	0,131	12085,9	5,724	12658,3
7	504	0,8	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	2,290	5063,3
15	502	0,9	10,8	110	1573,680	0,131	5438,6	2,576	5696,2
16	502	1,1	13,2	110	1573,680	0,131	6647,2	3,148	6962,1
501	503	1,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	4,007	8860,8
503	502	1	12	110	1573,680	0,131	6042,9	2,862	6329,1
501	504	1,8	21,6	110	1573,680	0,131	10877,3	5,152	11392,4

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	Дисконт. 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
5-501	2	16,6	13653,7	13089,3	14343,6	12085,9	94,734	13653,7	13340,1
7-504	0,8	16,6	5461,5	5235,7	5737,4	4834,3	37,894	5461,5	5336,1
15-502	0,9	16,6	6144,2	5890,2	6454,6	5438,6	42,631	6144,2	6003,1
16-502	1,1	16,6	7509,5	7199,1	7889,0	6647,2	52,104	7509,5	7337,1
501-503	1,4	16,6	9557,6	9162,5	10040,5	8460,1	66,314	9557,6	9338,1
503-502	1	16,6	6826,9	6544,6	7171,8	6042,9	47,367	6826,9	6670,1
501-504	1,8	16,6	12288,3	11780,4	12909,2	10877,3	85,261	12288,3	12006,1

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за

вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	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
5-501	2	16,6	13653,7	13355,8	13983,0	825,0	13653,7	12288,3	15019,1
7-504	0,8	16,6	5461,5	5342,3	5593,2	330,0	5461,5	4915,3	6007,6
15-502	0,9	16,6	6144,2	6010,1	6292,3	371,2	6144,2	5529,8	6758,6
16-502	1,1	16,6	7509,5	7345,7	7690,6	453,7	7509,5	6758,6	8260,5
501-503	1,4	16,6	9557,6	9349,1	9788,1	577,5	9557,6	8601,8	10513,4
503-502	1	16,6	6826,9	6677,9	6991,5	412,5	6826,9	6144,2	7509,5
501-504	1,8	16,6	12288,3	12020,2	12584,7	742,5	12288,3	11059,5	13517,2

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:

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

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.

Перелік ЛЕП																Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	3,93	3,93
502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	6,12	6,12
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	20,91	20,91
504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	11,20	11,20
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	0,0		0,000
Потужності ЛЕП	0	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		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		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.

Перелік ЛЕП																Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	3,93	0,00
502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	6,12	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	20,91	0,00
504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	11,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції		1207,0	482,8	543,1	663,8	844,9	844,9	603,5	603,5	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0		37447,362
Потужності ЛЕП		3,927292	11,20433	27,02901	0	0	0	0	20,9071	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		#####	4834,345	5438,639	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		28401,779
Змінні складові витрат		88,287	287,437	1881,841	0,000	0,000	0,000	0,000	1251,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		3508,588
Дисконтовані витрати, тис. грн																	31910,367

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).

	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	3,93	0,00
502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	6,12	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	20,91	0,00
504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	11,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3099,9	457,1	270,8	663,8	844,9	844,9	603,5	348,9	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		25488,132
Потужності ЛЕП	0	11,20433	30,9563	0	0	3,927292	0	24,8343	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4834,345	5438,639	0,000	0,000	8460,104	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24776,020
Змінні складові витрат	0,000	287,437	2468,429	0,000	0,000	61,801	0,000	1765,166	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		4582,833
Дисконтовані витрати, тис. грн																	29358,853

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
	5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	3,93	0,00
502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,12	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,91	0,00
504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	11,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3099,9	457,1	270,8	663,8	844,9	844,9	603,5	348,9	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0		25488,132
Потужності ЛЕП	0	11,20433	30,9563	0	0	3,927292	0	24,8343	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4834,345	5438,639	0,000	0,000	8460,104	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24776,020
Змінні складові витрат	0,000	287,437	2468,429	0,000	0,000	61,801	0,000	1765,166	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		4582,833
Дисконтовані витрати, тис. грн																29358,853

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (третя ітерація)

У таблиці на рис. 2.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

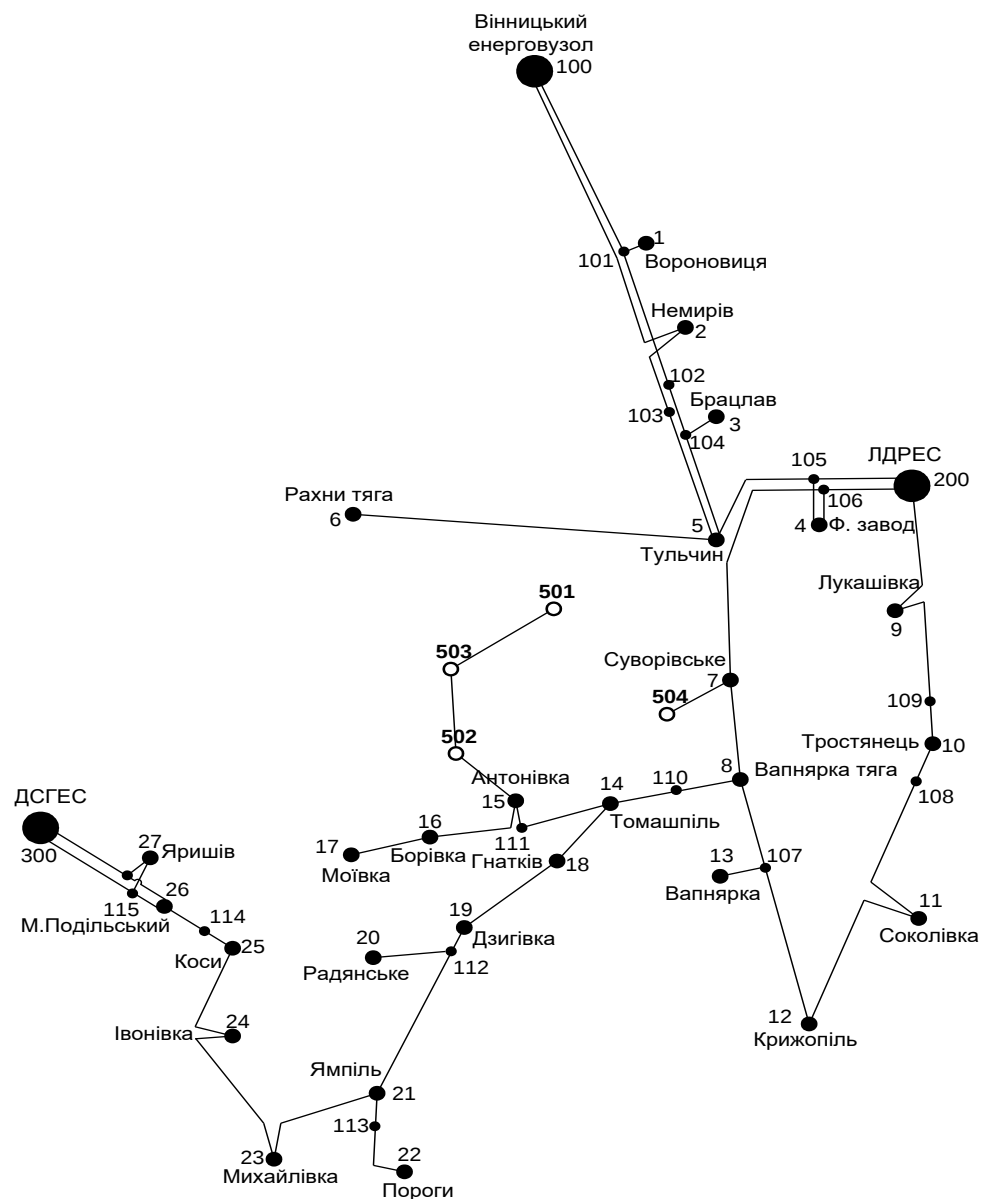


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 501-504 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

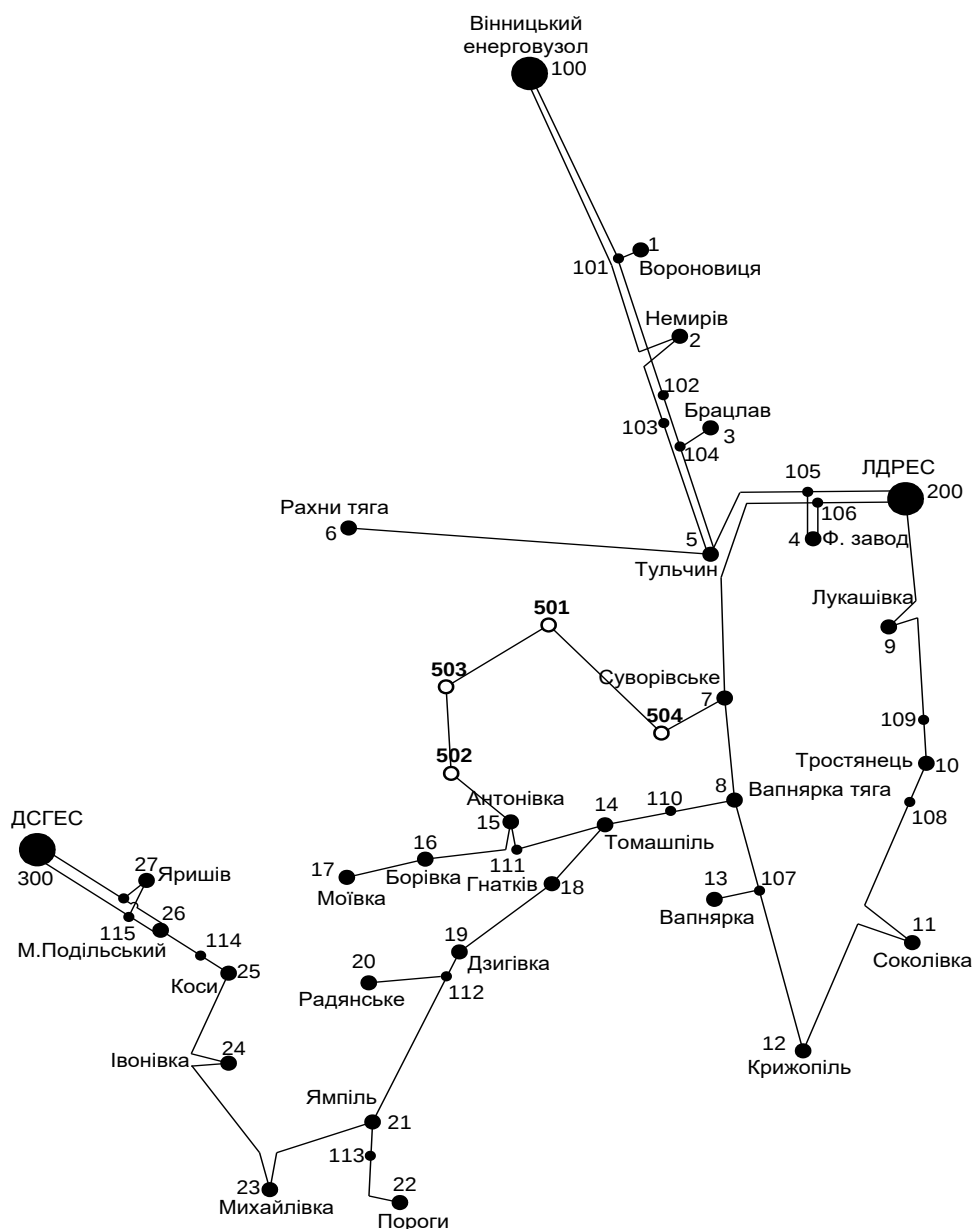


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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 501-504 довжиною 21,6 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 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пункти живлення: 7 та 15 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,1 \div 0,2$; T – тривалість будівництва (в роках)).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{ji} = P_{Hj}$;
- 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:

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

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. 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 7-504, 504-501. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{7-504} + \Delta L_{504-501} = 9,6 + 21,6 = 31,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 501-503, 503-502. 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 будуюмо одноланцюгову лінію 15-502. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	7-504	9,6	11,2	31,2	17028,38	55312,71	46093,92	46093,92
		504-501	21,6	10,5		38284,326			
	2	15-502	10,8	30,9	22,8	19963,075	41777,32	34814,43	34814,43
		503-502	12	24,8		21814,243			
	3	7-504	9,6	11,2	32,4	17028,38	58805,7	49004,75	49004,75
		503-502	12	24,8		21814,243			
		15-502	10,8	30,9		19963,075			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	501-503	16,8	3,9	28,8	29632,998	51447,24	35727,25	81821,17
		503-502	12	24,8		21814,243			
	12	15-502	10,8	30,9	22,8	19963,075	41777,32	29012,03	75105,95
		503-502	12	24,8		21814,243			
	13	15-502	10,8	30,9	27,6	19963,075	49596,07	34441,72	80535,64
		501-503	16,8	3,9		29632,998			
	21	7-504	9,6	11,2	31,2	17028,38	55312,71	38411,6	73226,03
		504-501	21,6	10,5		38284,326			
	22	7-504	9,6	11,2	26,4	17028,38	46661,38	32403,73	67218,17
		501-503	16,8	3,9		29632,998			
	23	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	26586,34	61400,77
	31	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	20578,47	69583,22
	32	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	26586,34	75591,09

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	B _i	B _{i,сум}	B _t	Вартість
3	111	15-502	10,8	30,9	10,8	19963,075	19963,08	11552,71	93373,88
	121	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	92254,67
	131	503-502	12	24,8	12	21814,243	21814,24	12623,98	93159,62
	211	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	90374,76
	221	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	22155,28	89373,45
	231	7-504	9,6	11,2	26,4	17028,38	46661,38	32403,73	93804,5
		501-503	16,8	3,9		29632,998			
	311	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	22155,28	91738,5
	321	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	92739,81

2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 221. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 221 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.2.

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

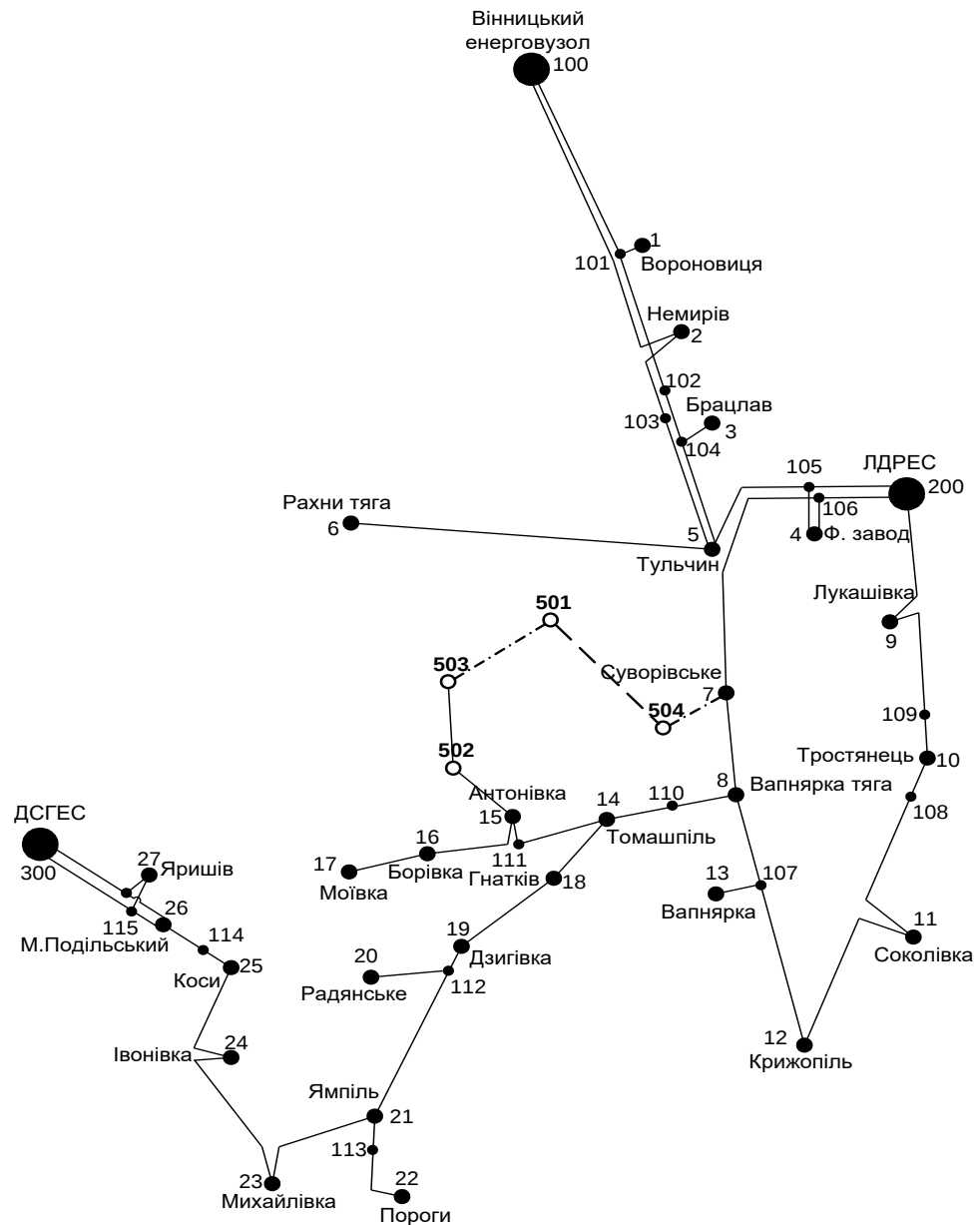


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{розр}7-504} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{33,63}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 185,34 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-15} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.605}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36.402 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20.716}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 114.167 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{24.172}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 133.211 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1.169}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 6.444 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 7-504;

2й – розрив лінії 7-504 та відсутня генерація на СЕС (501);

3й – розрив лінії 15-502;

4й – розрив лінії 15-502 та відсутня генерація на СЕС (501);

5й – розрив лінії 504-501;

6й – розрив лінії 501-503;

7й – розрив лінії 503-502.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – 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
7-504	0	0	225,6	245.6	69.9	49.6	185.3	246.7	390	185.3	АС-240/39
15-502	226.1	246.7	0	0	151.9	172.5	37.6			36.4	АС-240/39
504-501	70.3	70.3	154.3	173.8	0	21.7	114.9			114.2	АС-240/39
501-503	51.1	69.9	171.6	171.6	21.6	0	133.4			133.2	АС-240/39
503-502	185.2	204.9	37.6	37.6	113.4	133.4	0			6.4	АС-240/39

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 240/39, було прийняте рішення використати провід АС 240/39, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{3,4}{2 \cdot 0.86} = 2.429 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112.
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{3.4}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.54 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{20.805}{(2-1) \cdot 16} = 1.3 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{5.955}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.945 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{11.023}{(2-1) \cdot 10} = 1.102 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;
- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;
- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з

вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

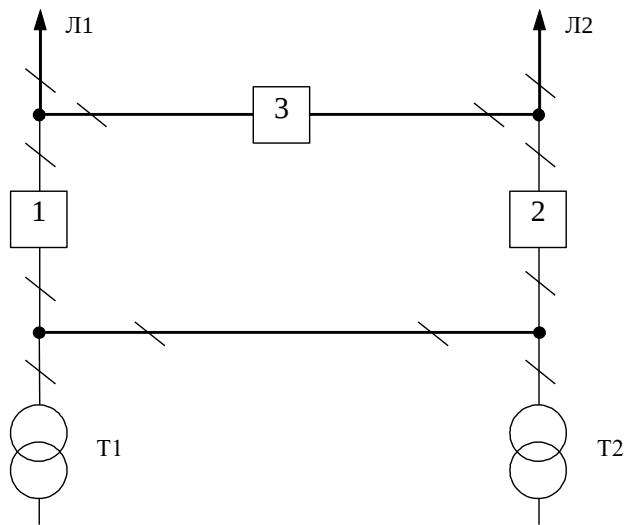


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

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

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Суворівське». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Суворівське» (вузол 7) 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 5.2).

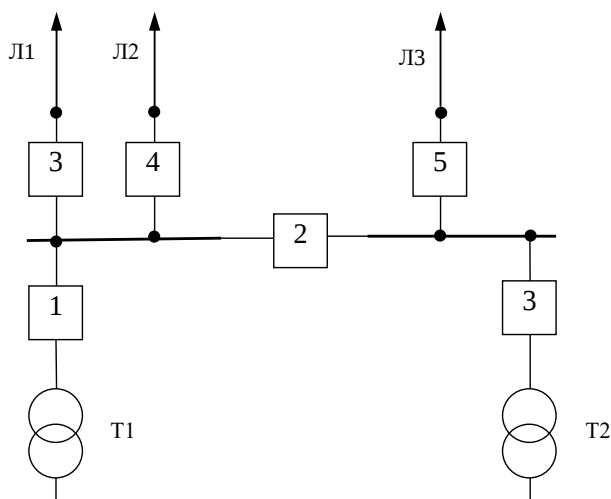


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Антонівка (вузол 15), що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Томашпіль - Борівка» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Томашпіль - Борівка» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.1 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 «Суворівське» (вузол 7).

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 вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1}),$$

де $T_{\Pi1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

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

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 16)

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	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	Л3,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	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		Л3, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,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	Л3,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, 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 (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 495$ грн./кВт·год.);

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

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

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

Маємо:

$$W_{РІК} = 6200 \cdot 33,1 = 205\,220 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{НД} = 205\,220 \cdot 0,0003 = 61,57 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{ЗБ} = 61,57 \cdot 495 = 30\,475,17 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
205 220	61,57	30 475, 17

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 501, 502, 503, 504 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 33,1 + 0,05 \cdot 33,1 = 31,445 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 31,445 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 31,445 \cdot 0,34 = 10,691 \text{ (МВАр)}.$$

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:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 7-504

$$Q_{\text{ЛЕП7-504}} = 100,7^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,6) = 0,277 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,277 + 0,606 + 0,459 + 0,328 + 0,296 = 1,996 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 18,21 = 17,299 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,299 = 1,73 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 17,299 + 1,73 - 10,691 - 1,996 = 6,372 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 33,1 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 18,21 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 504.

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 100 кВ.

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 балансуючих вузлах приймаємо рівною 110 кВ.

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

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

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	93,38	87,41	104,93
502	91,97	85,87	103,70
503	92,02	85,94	103,37
504	94,99	89,16	106,32

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	8,93	8,36	10,04
502	8,80	8,21	9,92
503	8,80	8,22	9,92
504	9,09	8,53	10,17

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:

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

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

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

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

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

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (7.3)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{T501} = \frac{((3,93) \cdot (14,7 / 2)) + ((0) \cdot (220,4 / 2))}{99,21} = 0,291 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501d} = \frac{99,21 + 0,291}{10,5} = 9,476$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 9,514$, що відповідає 15-й відпайці.

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

$$U_{НН501d} = \frac{99,21 + 0,291}{9,476} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – 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. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	0,291	9,476	10,5	15	9,514	0,098
502	3,994	9,704	10,5	13	9,827	0,096
503	5,639	9,865	10,5	12	9,984	0,096
504	4,687	10,037	10,5	11	10,141	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (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.

З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ВИПРОБУВАННЯМ ІЗОЛЯЦІЇ

Відомо, що будь-який апарат, як і будь-який інший електротехнічний пристрій, містить струмоведучі елементи, які знаходяться під різними потенціалами. Тому невід'ємним елементом апарата є ізоляція (ізоляційні конструкції). Функціонально в електричних апаратах розрізняють зовнішню ізоляцію, електрична міцність якої забезпечується атмосферним повітрям та внутрішню ізоляцію, яка відділена від атмосферного повітря, її електрична міцність забезпечується різноманітними газоподібними, рідинними та твердими діелектриками (включаючи вакуум).

Як було зазначено, до ізоляції електричних апаратів (як до зовнішньої так і до внутрішньої) пред'являється ряд технічних вимог, які перевіряються під час її випробувань. Зокрема, до ізоляції апаратів високої напруги вимоги та методи її випробувань встановлюються [17-19]. Випробування ізоляції проводяться не тільки на всіх етапах розробки нових апаратів, але й у процесі їх промислового виготовлення і експлуатації.

3.1 Необхідність та загальні методи перевірки ізоляції

Випробування ізоляції проводяться не тільки на всіх етапах розробки нових апаратів, але й в процесі їх промислового виготовлення та експлуатації.

Проведення досліджень та випробувань ізоляції в процесі НДР та ДКР обумовлено:

- по-перше, науковими інтересами: фізика електричного пробоя вивчена на сьогоднішній день недостатньо повно;
- по-друге, розрахункове визначення ізоляційних проміжків ускладнено, оскільки це пов'язано з визначенням картини електричного поля і, відповідно, вирішенням диференціальних рівнянь у часткових похідних; причому, розрахунки електричного поля не враховують вплив різноманітних зовнішніх факторів на електричну міцність ізоляційних проміжків (вологість, забруднення, дощ, сніг,

іній та ін.); отже, експериментальне визначення електричної міцності ізоляції шляхом проведення випробувань є практично єдино об'єктивним.

В процесі промислового виготовлення апаратів необхідність випробувань ізоляції обумовлена, насамперед, можливістю технологічних порушень, помилок об'єктивного та суб'єктивного характеру, які ведуть до ослаблення ізоляції, зниження її електричної міцності. Тому кожний вироблений апарат піддається приймально-здавальним випробуванням, до програми якої входить перевірка електричної міцності ізоляції. Перевірка ізоляції здійснюється також і в процесі періодичних та типових випробувань за більш широкою програмою.

В процесі експлуатації апаратів як зовнішня, так і внутрішня ізоляція піддається різного роду впливам і її стан з часом поступово змінюється у бік погіршення:

- в результаті теплових дій у твердій ізоляції прискорюються хімічні процеси: у першу чергу, окислення, в результаті якого ізоляція змінює свою структуру і відповідно знижується її механічна та електрична міцність;

- в результаті механічних дій (удари, вібрація) у твердій ізоляції з'являються мікротріщини, повітряні включення, розшарування, які також приводять до зниження електричної міцності ізоляції;

- під дією електричного поля повітряні включення твердій ізоляції іонізуються, викликаючи додатковий нагрів; причому, електрична дія може привести до перекриття або пробою тієї ізоляції, яка не піддавалась механічним або тепловим діям; при перенапругах цей процес значно прискорюється; дефекти, що виникають в ізоляції, як правило накопичуються;

- дуже шкідливий вплив на ізоляцію мають зволоження та забруднення; зволоження особливо небезпечно для ізоляції, яка має механічні ушкодження; проникаючи у мікротріщини, волога утворює шляхи перекриття; забруднення частіше усього є причиною часткових розрядів, оскільки містить струмопровідні включення, а у деяких випадках - перекриття ізоляції.

Зазначені причини погіршення стану ізоляції діють, як правило, сумісно, в результаті чого з часом відбувається старіння ізоляції і погіршення її стану. Тому однією з основних задач організацій, що здійснюють експлуатацію електричних

апаратів, є обмеження вказаних дій на ізоляцію, оскільки повністю уникнути їх неможливо. Слід відзначити, що зазначена задача не така проста: зовнішнім оглядом можна виявити лише незначну частину дефектів.

Ефективним засобом контролю стану ізоляції є проведення профілактичних випробувань. Незважаючи на значні витрати на їх проведення, досвід експлуатації показав значну економічну ефективність, з огляду на зниження аварійності майже в 2 рази.

Сама ідея перевірки електричної міцності ізоляції дуже проста. До ізоляційних проміжків на деякий час прикладається напруга означеної величини та форми, а потім шляхом вимірювань визначаються її параметри: опір, електрична міцність (наявність повного розряду), діелектричні втрати ($\text{tg}\delta$), наявність корони і т. д.

Одним з ефективних способів перевірки якості ізоляції є випробування її підвищеною напругою, коли до ізоляційного проміжку прикладається напруга, яка значно перевищує номінальну. При цьому у випробуваному проміжку утворюється підвищена напруженість електричного поля, яка дозволяє виявити зосереджені дефекти, що викликають недопустиме зниження її електричної міцності і які неможливо виявити іншими способами. Випробування підвищеною напругою є основним випробуванням, після якого виноситься остаточне судження про можливість нормального функціонування обладнання в умовах експлуатації.

Підвищені напруги, що прикладається до ізоляційних проміжків в процесі випробувань, за звичаєм називають випробними напругами. Основними видами випробних напруг є напруга промислової частоти й імпульсні напруги; окремі види випробувань ізоляції проводять постійною (випрямленою) напругою. Випробування підвищеною напругою проводиться після попереднього огляду й перевірки стану ізоляції іншими методами (вимірювання $\text{tg}\delta$ та ін.) при позитивних результатах цієї перевірки. Величини випробних напруг встановлюються національними та міжнародними стандартами (рекомендаціями МЕК), технічними умовами, програмами та методиками випробувань і т. д.

3.2 Зміст випробувань та випробне устаткування

Дослідницькі випробування ізоляції електричних апаратів, як правило, містять у собі:

- дослідження процесів пробою, а також визначення сухо- та мокророзрядних напруг різних ізоляційних проміжків, середовищ і т. д.;
- випробування макетів ізоляційних конструкцій і апаратів всіма видами випробних напруг у різних умовах зовнішнього середовища, в тому числі умовах забруднення и запилення, під дощем та ін.;
- дослідження та випробування інших характеристик ізоляції.

Дослідницькі випробування ізоляції електричних апаратів (та іншого електроустаткування) проводяться в спеціально обладнаних високовольтних лабораторіях (високовольтних залах), які являють собою досить складні комплекси. Високовольтна зала за звичаєм містить основне устаткування (джерела високої напруги, а також вимірювальні і захисні пристрої) і допоміжне устаткування, яке забезпечує створення при дослідженнях та випробуваннях заданих умов:

- пристрої для екранування: досліджуваний об'єкт та вимірювальні пристрої ретельно екрануються для виключення перешкод при вимірюваннях (це дуже важливо при вимірюваннях рівня часткових розрядів);
- кліматичні камери, які служать для створення заданої температури і вологості навколишнього середовища;
- камери для досліджень та випробувань в умовах забруднення та запилення;
- пристрої, що створюють можливість затемнення для спостереження початкових стадій розряду, проведення фотографічних досліджень пробою;
- дощувальні установки для створення штучного дощу при визначенні мокророзрядних напруг і випробувань під дощем; вони повинні забезпечувати визначені параметри дощу: на об'єкт, що випробується повинен падати рівномірний дощ краплинної структури під кутом 45° до горизонталі; зона дії дощу повинна цілком охоплювати об'єкт, що випробується; сила дощу (одна зі складових) за звичаєм складає 1-3 мм/хв в залежності від виду випробної

напруги; питомий опір води, приведений до $+20^{\circ}\text{C}$ повинен складати 100 ± 15 Ом·м; температура води не повинна відрізнятися від температури навколишнього середовища не більш ніж на 10°C .

В усьому світі нараховується більш 100 залів з випробним устаткуванням, що дозволяє забезпечити напругу вище мільйона вольт. Одним із найбільших є великий високовольтний зал ВІТ (Український інститут трансформаторобудування, м. Запоріжжя), його габарити складають $55 \times 57 \times 144$ м, джерела напруги забезпечують: синусоїдальну напругу промислової частоти 2,25 МВ (при струмі порядку 2 А); імпульсну напругу 4,8 МВ (при $W = 320$ кДж); постійну напругу 2,5 МВ (при струмі 200 мА).

Приймально-здавальні випробування ізоляції апаратів та іншого електроустаткування проводять безпосередньо на підприємствах у спеціалізованих випробувальних цехах на спеціально обладнаних випробних полях, огорожених металевою сіткою. В даному випадку ізоляція випробується, як правило, напругою промислової частоти. Періодичні і типові випробування, як правило, проводяться у високовольтних залах. У цьому випадку ізоляція піддається перевірці як напругою промислової частоти, так і імпульсною напругою, у сухому стані і під дощем. Температура навколишнього середовища в помешканні, де проводяться випробування ізоляції, повинна бути в межах $+10 \dots +40^{\circ}\text{C}$, відносна вологість порядку 80 %.

Профілактичні випробування ізоляції проводяться безпосередньо на місці експлуатації апарата: у помешканні або на відкритих площадках, в залежності від категорії розміщення апарата. Випробування на відкритих площадках проводяться при відсутності опадів, а також роси на поверхні твердої ізоляції.

Величини випробних напруг, що надаються у нормативно-технічній документації, за звичаєм відповідають нормальним атмосферним умовам: температура навколишнього повітря $+20^{\circ}\text{C}$, атмосферний тиск - 101300 Па (760 мм рт. ст.), абсолютна вологість - 11 г/м^3 . Якщо при проведенні випробувань зовнішньої ізоляції, атмосферні умови відрізняються від нормальних, вводяться поправки на тиск K_p , на температуру навколишнього середовища K_t , і абсолютну вологість K_y :

$$U_{ВП} = U_{ВП0} \cdot \frac{K_p K_t}{K_\gamma}, \quad (3.1)$$

де $U_{ВП0}$ – таблична величина випробної напруги, що відповідає нормальним атмосферним умовам;

Поправки визначаються відповідно до [17-19].

3.3 Випробування імпульсною напругою

Імпульсна напруга використовується переважно для випробування апаратів високої напруги. Існує два види імпульсних напруг: напруга грозових імпульсів і напруга комутаційних імпульсів.

Повний грозовий імпульс являє собою випробну напругу, форма якої показана на рис. 3.1.

Основними параметрами грозового імпульсу є:

– випробна напруга, величина якої відповідає максимальному значенню напруги (точка Б, рис. 3.1);

– тривалість фронту T_f являє собою проміжок часу між умовним початком імпульсу (точка Оі) і моментом часу, що відповідає точці перетинання продовження лінійної ділянки імпульсу (відрізок АВ, рис. 3.1) з віссю, що відповідає випробній напрузі (точка О₂, рис. 3.1);

тривалість імпульсу T_n визначається як інтервал часу між умовним початком імпульсу О1 і моментом на спаді, що відповідає половині випробної напруги.

Стандартний повний грозовий імпульс має такі параметри:

- тривалість фронту $T_f = 1,2 \pm 0,36$ мкс;
- тривалість імпульсу $T_n = 50 \pm 10$ мкс;
- допуск на максимальне значення імпульсу $\pm 3\%$.
- позначення імпульсу – 1,2/50.

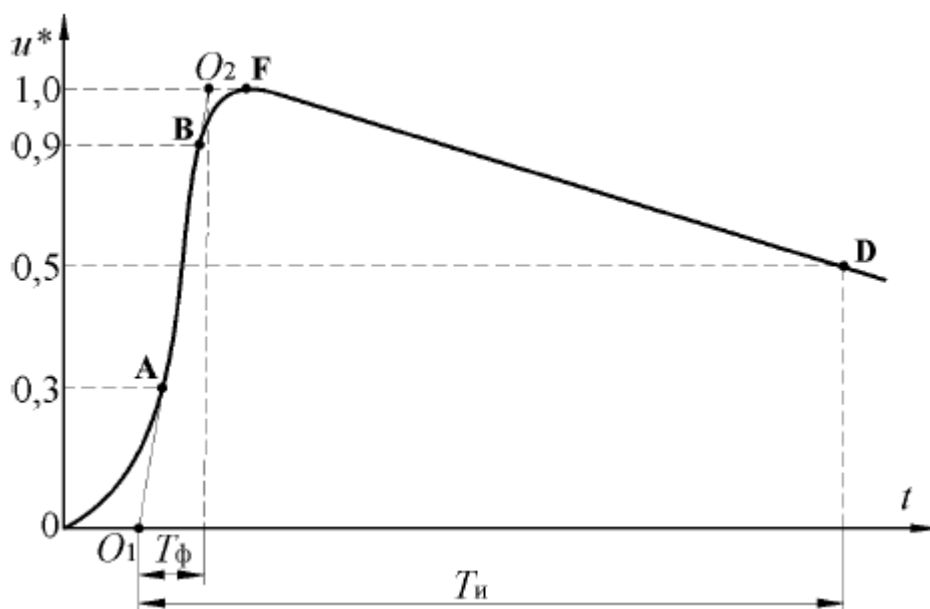


Рисунок 3.1 – Повний грозвий імпульс

Поряд з повним грозвим імпульсом при випробуваннях обмоток апаратів високої напруги застосовуються зрізані грозві імпульси. В залежності від моменту зрізу розрізняють грозві імпульси, зрізані на фронті, рис. 3.2, а, та зрізані на спаді, рис. 3.2, б. Моментом зрізу є точка С, що відповідає початку різкого зниження напруги. Зрізані імпульси характеризуються також передрозрядним часом, тобто відрізком часу між умовним початком імпульсу і моментом його зрізу. Передрозрядний час стандартного зрізаного імпульсу складає за звичаєм 2-5 мкс.

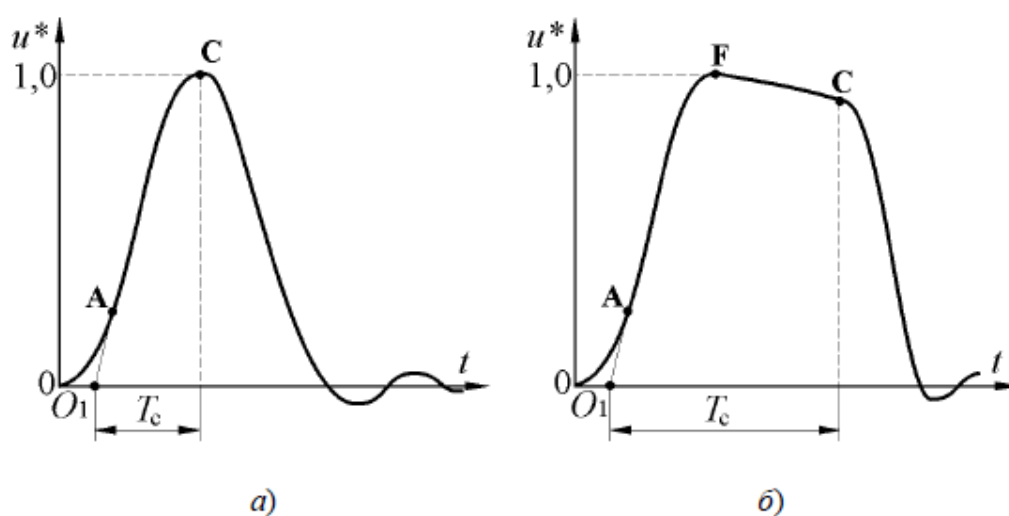


Рисунок 3.2 - Зрізані грозві імпульси: а) на фронті; б) на спаді

Для створення грозових імпульсів при випробуваннях апаратів застосовуються генератори імпульсних напруг (ГІН). Найбільш розповсюдженими є генератори, виконані за схемою Аркадєва–Маркса. За звичаєм вони являють собою систему конденсаторів, що заряджається протягом відносно тривалого часу при паралельному їх з'єднанні, а потім розряджаються при послідовному їх з'єднанні за дуже короткий проміжок часу [8, 13, 15, 16].

Основним елементом ГІН є конденсатори. В одноступінчатих ГІН використовується один конденсатор (або одна група конденсаторів), в багатоступінчастих - декілька (декілька груп).

Найбільш широке поширення в ГІН набули паперово-бакелітові конденсатори і паперово-масляні з металевим і фарфоровим корпусом.

Схема одноступінчатого ГІН надана на рис. 3.3.

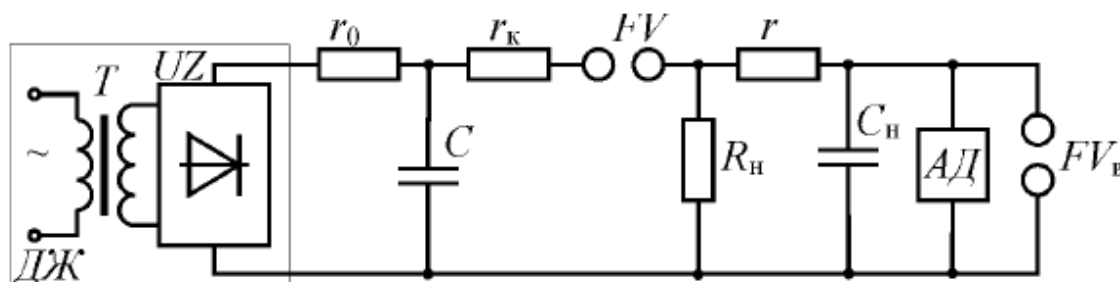


Рисунок 3.3 – Схема одноступінчатого ГІН

Вона містить зарядний і розрядний контури. Зарядний контур окрім конденсаторів ГІН C містить зарядний опір r_0 і джерело живлення ДЖ, яке в свою чергу містить підвищувальний трансформатор T і випрямляч UZ . Розрядний контур окрім досліджуваного апарата $ДА$ містить:

- іскровий розрядник FV , який здійснює переключення конденсаторів ГІН з режиму заряду на режим розряду; пробій FV відбувається при досягненні на ньому пробивної напруги або завдяки пускового імпульсу;

- вимірювальний розрядник FV_b служить для налаштування ГІН відповідно до необхідних параметрів імпульсу; крім того, він служить для захисту досліджуваного апарата $ДА$ від випадкової подачі напруги, яка набагато перевищує випробну; перед випробуваннями FV_b налаштовується таким чином, щоб його розрядна напруга складала $(1,05...1,2) U_{вп}$.

– згладжувальний резистор r_k , який здійснює згладжування високочастотних коливань на фронті імпульсу, які обумовлені наявністю в розрядному контурі паразитних елементів: індуктивності розрядної петлі, ємності конструктивних елементів схеми на землю і між собою;

– навантажувальна ємність C_n , призначення якої полягає в зменшенні впливу параметрів апарата, що досліджується, на форму імпульсу;

– фронтовий резистор r , опір якого визначає тривалість фронту імпульсу;

– навантажувальний резистор R_n , опір якого визначає час розряду конденсаторів ГН і отже тривалість імпульсу t_n .

Схема багатоступінчастого ГН надана на рис. 3.4.

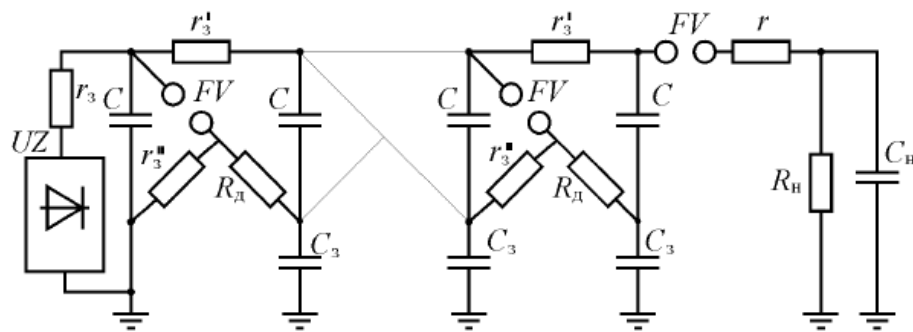


Рисунок 3.4 – Схема багатоступінчастого ГН

Ємності C паралельно заряджаються від випрямляча CZ через зарядний резистор r_3 і зарядні резистори ступенів r_3' і $r_3'' + R_d$. Значення r_3 вибирається більше, ніж $n \cdot r_3'$ (n - число ступенів), тому при зарядці напруги на всіх конденсаторах C однакові, а паразитні ємності C_3 щодо землі не заряджені. Кожна ступінь, що складається з конденсаторів і резисторів, містить також іскровий розрядник FV , розрахований на пробивну напругу, що перевищує зарядну. У заданий момент подається підпалюючий імпульс на керований розрядник FV першого ступеню, який пробивається, і ємність C другого ступеню швидко заряджається через невеликий опір демпфуючого резистора R_d . Напруга на розряднику другого ступеню буде швидко зростати до пробивного, тому що потенціал верхнього електрода розрядника (див. рис. 3.4), рівний сумі напруг на ємностях C і C_3 , зростає, а потенціал нижнього електрода підтримується близьким до нуля, оскільки час зарядки ємності C_3 наступного ступеню через опір r_3'

відносно великий. Таким чином, розрядники наступних ступенів пробиваються друг за другом і всі конденсатори C виявляються послідовно з'єднаними через невеликі опори демпфувальних резисторів r_d , що усувають високочастотні коливання при зарядці ємностей C_3 і паразитних ємностей між іншими елементами ГІН. Функції фронтового резистора найчастіше виконує опір r_d , розподілений по всіх ступенях ГІН. Необхідний спад імпульсу забезпечується підбором r_3' і r_3'' .

Комутаційний імпульс являє собою випробну напругу, форма якої може бути аперіодичною, рис. 3.5, а, або коливальною, рис. 3.5, б.

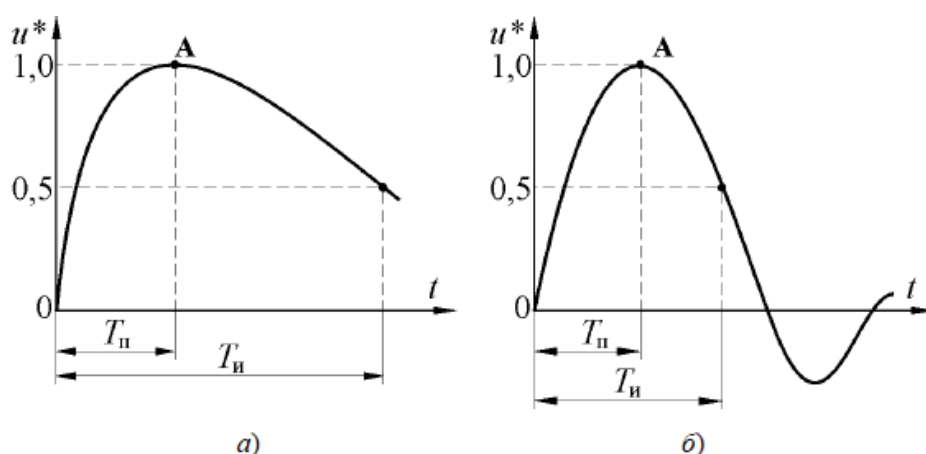


Рисунок 3.5 - Комутаційні імпульси: а) аперіодичний; б) коливальний

Основними параметрами комутаційних імпульсів є: час підйому T_p і тривалість імпульсу T_n . Величина випробної напруги комутаційного імпульсу відповідає максимальному його значенню (точка А, рис. 3.5). Стандартний аперіодичний імпульс має такі параметри: $T_p = 250$ мкс; $T_n = 2500$ мкс (250/2500) і використовується для випробувань внутрішньої і зовнішньої ізоляції практично усіх видів апаратів високої напруги 330 і 500 кВ. Для випробувань газової ізоляції апаратів використовується коливальний імпульс 4000/7500.

Для утворення комутаційних імпульсів найчастіше використовується те ж саме устаткування, що і для утворення грозових імпульсів. ГІН, перебудовані для одержання комутаційних імпульсів прийнято називати генераторами внутрішніх або комутаційних перенапруг. Основним їх недоліком є низький коефіцієнт використання і великий об'єм перебудови при зміні параметрів імпульсу або його виду. Тому досить часто для утворення комутаційних імпульсів застосовують

випробні трансформатори з живленням від конденсаторної батареї через індуктивність.

Випробування імпульсною напругою проводяться у такій послідовності. Перед подачею до досліджуваного об'єкта імпульсної напруги проводиться градування ГІН за допомогою піково - го вольтметра або кульового розрядника. При випробуваннях внутрішньої ізоляції апаратів високої напруги, крім газонаповнених, використовується 3-ударний метод, що полягає у послідовній (з інтервалом у 1 хвилину) подачі трьох імпульсів нормованої випробної напруги. Випробування відповідно до зазначеного методу проводиться для кожного виду імпульсу повного і зрізаного і для кожної полярності - позитивної і негативної. Випробування зовнішньої ізоляції апаратів, а також внутрішньої ізоляції газонаповнених апаратів проводиться 15-ударним методом: подачею до об'єкта 15 імпульсів нормованої випробної напруги для кожного виду імпульсу (повного і зрізаного) і для кожної полярності (позитивної і негативної) [8].

Результати випробувань внутрішньої і зовнішньої ізоляції вважаються позитивними, якщо в їх процесі не спостерігалось жодного повного розряду, або інших ушкоджень, про наявність яких судять по спотворенню форми прикладеного імпульсу. При використанні 15-ударного методу для самопоновлюваної ізоляції результати випробувань вважаються позитивними, якщо відбулося не більш двох повних розрядів з кожної серії імпульсів. Випробування внутрішньої і зовнішньої ізоляції більшості видів апаратів високої напруги (вимірювальні трансформатори, струмообмежувальні реактори, комутаційні апарати, комплектні пристрої та ін.) проводять одночасно, використовуючи при цьому 15-ударний метод. Випробування зовнішньої ізоляції проводять як у сухому стані, так і під дощем, використовуючи при цьому 15-ударний метод.

3.4 Випробування прикладеною напругою

Існує три основні різновиди випробувань прикладеною напругою:

– випробування напругою промислової частоти: випробна напруга промислової частоти являє собою напругу синусоїдальної форми частотою $50 \pm 0,5$ Гц;

– випробування т.з. індуктованою напругою, тобто напругою синусоїдальної форми підвищеної частоти від 100 до 400 Гц; воно широко використовується при випробуваннях ізоляції обмоток силових трансформаторів і реакторів; підвищена частота випробної напруги необхідна у даному випадку для того, щоб запобігти насичення сердечників;

– випробування постійною (випрямленою) напругою: даний вид випробної напруги використовується при випробуваннях ізоляції крупних електричних машин, тяг вимикачів, розрядників, силових кабелів напругою вище 1 кВ; крім того, воно використовується для дослідження процесів пробоя різних ізоляційних середовищ і конструкцій; з метою профілактики ізоляції (зняття кривих саморозряду, визначення «зворотної» напруги шарової ізоляції і т. д.); для пропалювання пробитих або ослаблених ділянок кабелів високої напруги з метою знаходження і заміни пошкодженої ділянки та інших призначень.

Величина випробної напруги відповідає його діючому значенню. Допуск на величину випробної напруги складає ± 1 %. Структурна схема випробної установки для випробувань напругою промислової частоти (індуктованою напругою) надана на рис. 3.6. Схема містить:

– джерело високої напруги, яке містить у собі регулятор напруги РН, який повинен забезпечувати регулювання амплітуди, частоти та фази випробної напруги;

– вимірювальні пристрої для виміру первинної і високої напруг PV1, PV2;

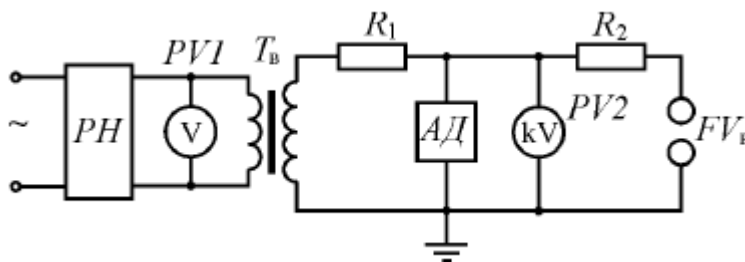


Рисунок 3.6 – Електрична схема випробувань ізоляції напругою промислової частоти (індуктованою напругою)

-вимірювальний розрядник FV_B з пробивною напругою, яка на 10-20 % перевищує випробну; його функції ті ж, що і в ГІН; для запобігання поверхні куль розрядника від згоряння при пробоях, послідовно з ними включається безіндуктивний струмообмежувальний резистор $R_2 = 2-20$ кОм з фарфоровим або скляним корпусом, заповненим водою;

- обмежувальний резистор R_1 служить для обмеження струму при пробі (перекритті) випробуваного ізоляційного проміжку до безпечного значення для випробного трансформатора T_B .

В якості регулятора напруги частіше усього застосовується автотрансформатор, однак, у тих випадках, де крім регулювання амплітуди потрібно регулювання частоти, фази застосовуються машинні генератори з системою запуску, керування і регулювання частоти.

Основним елементом джерела високої напруги в схемі є випробний трансформатор T_B , в якості якого при відносно невисоких випробних напругах (до 10^5 В) використовуються малопотужні силові трансформатори або трансформатори напруги. Багатьма закордонними фірмами випускаються спеціальні випробні трансформатори, різноманітні по конструкції і параметрам: масляні і сухі, в ізоляційному кожусі і металевому, з твердою, паперово-масляною, газовою ізоляцією і т. д. Потужність випробного трансформатора залежить від розрядної потужності випробуваних апаратів

$$S = 10^{-9} \omega C U_{випр}^2, \quad \text{кВА} \quad (3.2)$$

де C - ємність випробуваного ізоляційного проміжку, пФ; ω - кутова частота, 1/с; $U_{випр}$ - величина випробної напруги, кВ.

Основною вимогою до випробних трансформаторів є відсутність власних часткових розрядів при випробній напрузі. При напругах до 100 кВ цього досягти нескладно, але при більш високих напругах конструкція випробних трансформаторів ускладнюється, що обумовлено складностями створення високовольтного вводу. В таких випадках для здобуття високих напруг

економічно доцільним є використання не одного, а декількох випробних трансформаторів, з'єднаних послідовно в каскад [13, 17].

Підвищення величини випробної напруги і одночасно суттєве зниження вартості випробного обладнання досягається також використанням так званих резонансних схем. Одна з них надана на рис. 3.7.

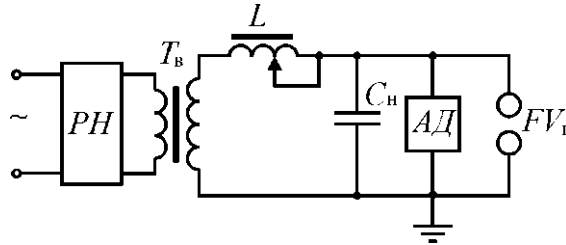


Рисунок 3.7 – Резонансна схема для випробування ізоляції

Випробування проводяться шляхом настроювання схеми в резонанс на частоті випробної напруги. При цьому, випробний трансформатор T_b має приблизно таку ж або навіть меншу потужність, однак, напруга, що знімається з його вторинної обмотки значно менше випробної. Це дає істотний вииграш у масі, габаритах і вартості трансформатора і всієї випробної установки. До того ж, використання резонансних схем дозволяє уникнути утворення потужних дуг й кидків струму при пошкодженнях, оскільки в таких випадках порушується резонанс у колі і її опір різко зростає.

Основним недоліком резонансних схем є необхідність перенастроювання при заміні випробуваного апарата. Однак, застосування резонансних схем є перспективним, тому що дозволяє розробляти дешеві мобільні установки для експлуатаційних випробувань ізоляції.

При випробуваннях постійною (випрямленою) напругою, як правило, використовується схема однонапівперіодного або дво- напівперіодного випрямлення. Для підвищення величини випробної напруги використовуються схеми з помноженням напруги (каскадні схеми) та електростатичні генератори [8, 13, 16-18].

Випробування постійною (випрямленою) напругою має деякі переваги: по-перше, випрямлена напруга менш небезпечна для ізоляції (пробивна випрямлена напруга вище, а ніж змінна, в середньому в 1,5 рази); по-друге, потрібна

потужність випрямних установок високої напруги значно менше, ніж установок змінної напруги, внаслідок чого пересувні установки менш громіздкі і дають можливість проводити випробування об'єктів з великою ємністю (кабелів, конденсаторів та ін.). Крім того, при таких випробуваннях є можливість вимірювання струмів витоку, які є додатковим критерієм оцінки стану ізоляції.

Основним недоліком випробувань постійною (випрямленою) напругою є нерівномірний розподіл напруги по товщині ізоляції (через неоднорідність) в залежності від провідності окремих її ділянок.

В тих випадках, коли випробування ізоляції проводиться як змінною, так і випрямленою напругою, випробування випрямленою напругою повинно передувати випробуванню змінною напругою.

Випробування підвищеною напругою проводиться після попереднього огляду й перевірки стану ізоляції за допомогою мегомметра та інших додаткових методів (вимірювання $\text{tg}\delta$, $\Delta C/C$, C_2/C_{50}) при позитивних результатах цієї перевірки.

Методика випробувань прикладеною напругою полягає у наступному. До $1/3$ величини випробної напруги швидкість підйому напруги може бути довільною, навіть допускається подача поштовхом. Подальший підйом напруги до випробної здійснюється плавно, але досить швидко. Після здійснення заданої витримки часу здійснюється швидке плавне зниження напруги до нуля або до напруги не більш $1/3$ випробної, а потім відключається. Випробування ізоляції постійною (випрямленою) напругою більш тривалі (від 10 до 20 хвилин).

Випробування внутрішньої ізоляції апаратів (крім газонаповнених) здійснюється однократною подачею випробної напруги відповідно до зазначеної вище методики, з однохвилинною витримкою часу. Випробування зовнішньої ізоляції, а також внутрішньої ізоляції газонаповнених апаратів, здійснюється 3-кратною подачею випробної напруги зазначеною методикою без витримки часу, тобто подачею напруги при плавному підйомі. Аналогічно здійснюються випробування зовнішньої ізоляції під дощем. Результати випробувань напругою промислової частоти вважаються позитивними, якщо в їх процесі не відбувалося повних розрядів або інших ушкоджень ізоляції.

4. ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

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

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [15].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням методів випробуванням ізоляції», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» для

мінімізація ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

4.1. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)

- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

Закон України "Про охорону праці";

- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;

- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливляють помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огородженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

4.3. Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 5.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_z=0.5 \text{ Ом}$.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

По таблиці 5.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1з} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $h_c = 2 \text{ м}$ [27].

Таблиця 4.1 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$
Пісок	$400 \div 1000$	Торф	20
Супісок	$150 \div 400$	Чернозем	$10 \div 50$
Суглинок	$40 \div 150$	Мергель, вапняк	$1000 \div 2000$
Глина	$8 \div 70$	скелястий ґрунт	$2000 \div 4000$
Садова земля	40		

Таблиця 4.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін h_c , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними $\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 4.1 зображена схема заземлення.

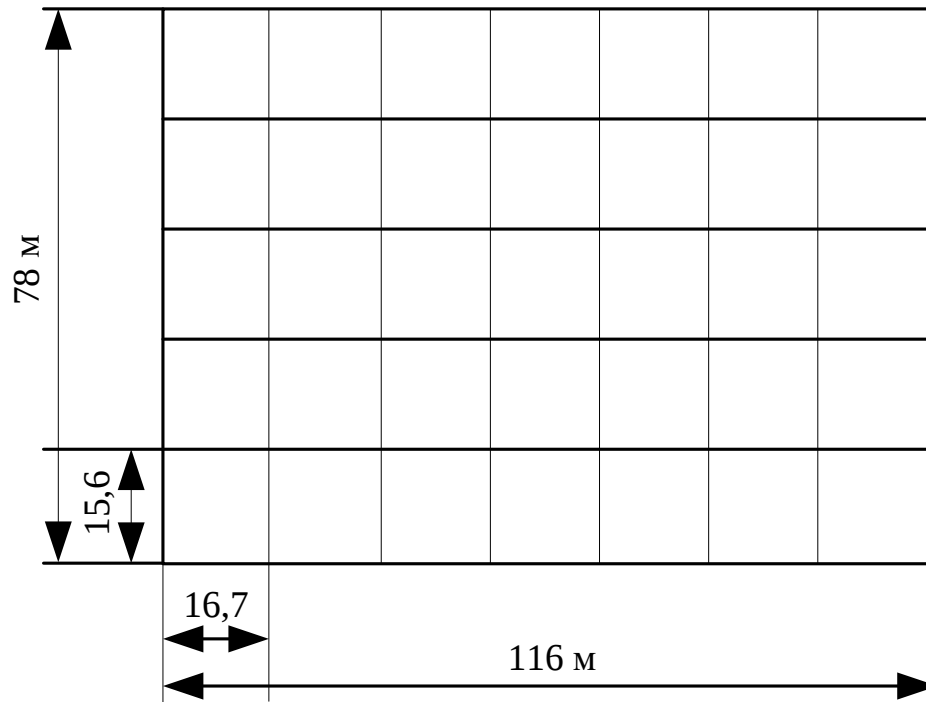


Рисунок 4.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 5 + 78 \cdot 7 = 1320(\text{м}).$$

Число вертикальних електродів $n_B = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, (\text{м}).$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55(\text{м}).$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, (\text{м}).$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 (\text{м}).$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_B}, (\text{Ом}),$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \frac{\rho_1}{\rho_2} \frac{\Delta}{1}, (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B},$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,27 \lg \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \frac{500}{100} \frac{0,09}{1} = 113,288 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, (\text{Ом}).$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 4.7 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2$ с найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 4.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_L = I_{\Pi 0}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}.$$

З таблиці 4.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 4.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M = 0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269.$$

$$\text{Коефіцієнт } \beta = \frac{R_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{С}}},$$

де $R_{\text{Л}} = 1000 \text{ Ом}$ – опір тіла людини;

$R_{\text{С}} = 1,5 \rho_{\text{в.ш.}}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{\text{в.ш.}} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625.$$

$$I_{\text{П0}}^{(1)} \approx I_{\text{П0}}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_{\text{Л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$$U_{\text{Л}} > U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравію товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{\text{в.ш.}} = 5000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118.$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{Л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{Л}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

5 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (5.1)$$

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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

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:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Антонівка (вузол 15)-502, 503-502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: Суворівське (вузол 7)-504, 501-503;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 504;
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ "Томашпіль-Борівка" (вузол 15).

На третьому році:

- будівництво лінії електропередач: 504-501;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Суворівське (вузол 7).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 5.1–5.2.

Таблиця 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			58 177,167						

Таблиця 5.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190

Продовження табл. 5.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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. 5.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
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			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення 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

Продовження табл. 5.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			46 084,29						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 104 261,46 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 5.3.-5.5.

3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 5.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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. 5.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

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								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190

Продовження табл. 5.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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. 5.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
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			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення 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

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (5.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22,8 = 26\,387,21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 26,4 = 30\,553,61 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,6 = 24\,998,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 104\,261,46 + 26\,387,21 = 130\,648,66 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 97\,724,77 + 30\,553,61 = 128\,278,38 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 4\,276,998 + 24\,998,41 = 29\,275,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (5.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (5.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/\text{СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (5.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (5.9-5.10) маємо:

$$B_{L1} = (26\,387,21 \cdot 0,3)/100 = 79,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{L2} = (30\,553,61 \cdot 0,3)/100 = 91,66 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{L3} = (24\,998,41 \cdot 0,3)/100 = 75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi1} = (104\,261,46 \cdot 3)/100 = 3\,127,84 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi2} = (97\,724,77 \cdot 3)/100 = 2\,931,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi3} = (4\,276,998 \cdot 3)/100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.7:

Таблиця 5.7 – 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: 15-502, 502-503 П/ст: 502, 503	5 480	20	5 500
2	ЛЕП: 7-504, 503-501 П/ст: 501, 504, 15	4 770	10	5 770
3	ЛЕП: 501-504 П/ст: 7	3 760	-	3 800

Річні видатки було розраховано за виразом(5.7).

$$B_1 = 79,16 + 3\,127,84 + 5\,500 \cdot 1,65 = 12\,282,01 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 91,66 + 2\,931,74 + 5\,770 \cdot 1,65 = 12\,543,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 75 + 128,31 + 3\,800 \cdot 1,65 = 3\,387,81 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 167586 \text{ МВт·год};$$

$$W_2 = 74156 \text{ МВт·год};$$

$$W_3 = 0 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (5.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 167586 - 12282,01 = 20900,02 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 74156 - 12543,9 = 218,98 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 3387,81 = -3387,81 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (5.1):

$$E'_a = \frac{20900,02 / (1 + 0,2) + 2138,98 / (1 + 0,2)^2 + (-3387,81) / (1 + 0,2)^3}{130648,66 / (1 + 0,2) + 128278,38 / (1 + 0,2)^2 + 29275,41 / (1 + 0,2)^3} = 0,08$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,08 = 12,7 \text{ років.}$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	149 930
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	288 202,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	12,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,62
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 800
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	25 630

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 (12,7) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 502, 503 та 504) та СЕС (вузол 501). 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 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 Суворівське (вузол 7) 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 (501, 502, 503, 504) 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 проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 7,66 МВт при сумарній активній потужності генерації 157,53 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 288 202,45 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.08)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 12,7 років.

В роботі розглядалися основні експлуатаційні характеристики та питання випробувань електричних апаратів, що використовуються в електроенергетиці.

ЛІТЕРАТУРА

1. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
2. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
5. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
6. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;
7. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
8. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
9. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
10. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
11. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
12. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
13. 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.
14. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних

- мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
15. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
16. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
17. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
18. 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.
19. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи та мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)
20. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Системи автоматизованого проектування електроустановок» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 36 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням методів випробуванням ізоляції»

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.

(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)

Перевертайло Д. А.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ВИПРОБУВАННЯМ ІЗОЛЯЦІЇ»
08-21.МКР.027.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Томашевський Ю. В.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Перевертайло Д. А.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) Дослідження методів випробуванням ізоляції має важливе значення для ефективності та надійності електроенергетичних систем. Дослідження методів випробуванням ізоляції призводить до зниження загальних витрат на передачу електроенергії, але має відчутний вплив на загальні витрати електроенергії через зменшення втрат під час транспортування електроенергії.

Виникнення нових ринкових відносин у галузі енергетики та необхідність державного регулювання цих відносин для забезпечення напрямків енергозбереження з метою підвищення якості та надійності електропостачання, призвело до встановлення відповідних нормативів щодо регулювання перетоків реактивної енергії.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження методів випробуванням ізоляції;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.24	24.09.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.24	29.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження методів випробуванням ізоляції	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	21.11.24	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.24	27.11.24	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність дослідження методів випробуванням ізоляції та використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень з моделюванням енергоефективних режимів роботи з сонячними фотоелектричними станціями з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженням доступом відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1. (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Т1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Т2.

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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 495 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

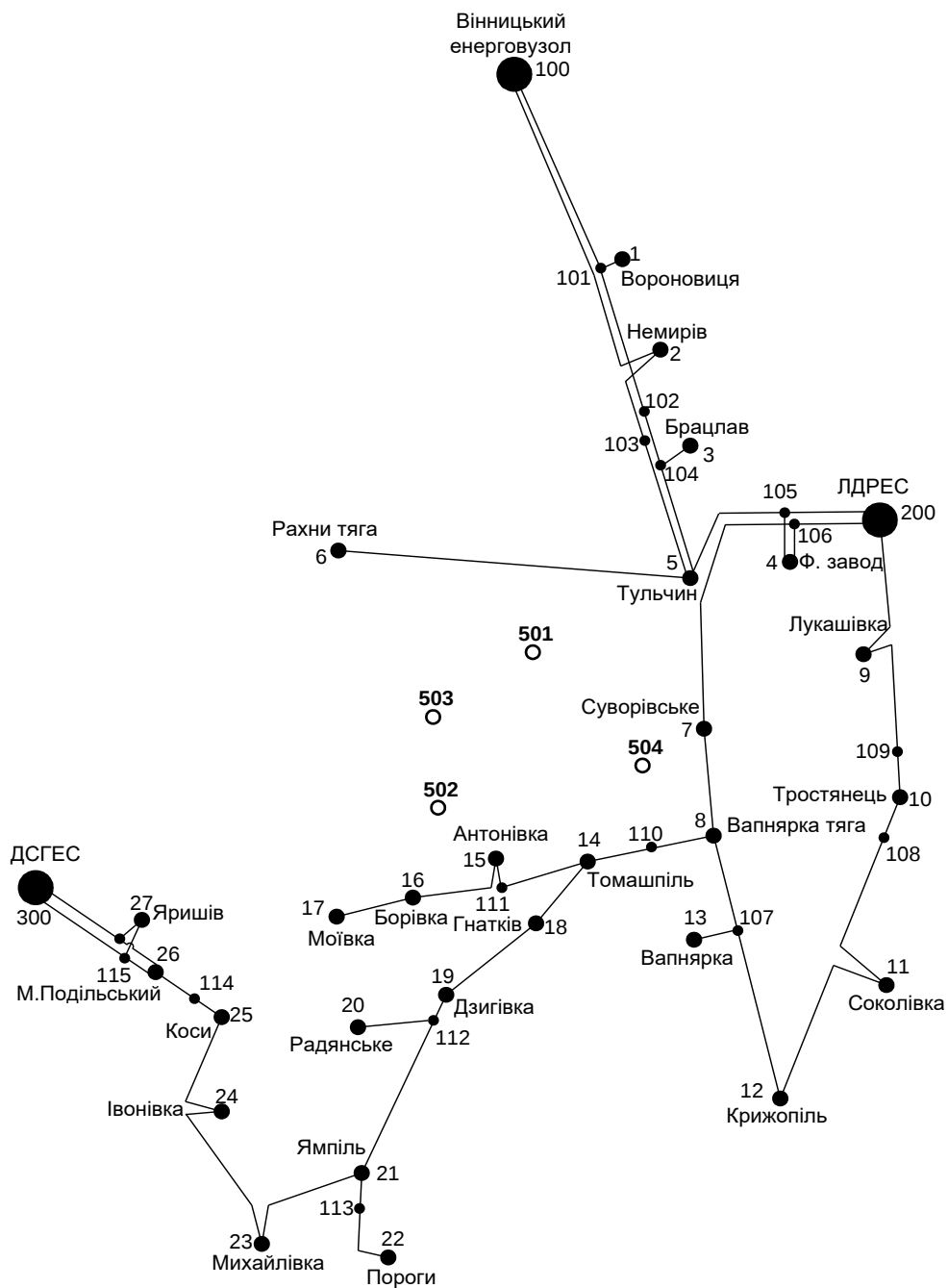


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	СЕС 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	3,4	5,3	18,1	9,7
$\cos \varphi$	1	0,89	0,87	0,88
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., %	75	80	85	90	94	95	98	95	98	100

Таблиця Т3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжи на	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладизинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладизинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соболівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соболівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150
8	110	Вапнярка тяга – 110	5	АС-150
110	14	110 – Томашпіль	13	АС-120
14	111	Томашпіль – 111	21,67	АС-120
111	15	111 – Антонівка	0,07	АС-150
15	16	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
16	17	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
14	18	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
18	19	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
112	19	112 – Дзигівка	2,8	АС-120
112	20	112 – Радянське	8,9	АС-120
21	112	Ямпіль – 112	10,4	АС-120
21	113	Ямпіль – 113	0,38	АС-95
24	23	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
25	24	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
114	25	114 – Коси	4	АС-95
26	114	Мог.Подільський – 114	18,6	АС-120
115	26	115 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
115	27	115 – Яришів	2×1,65	АС-185
300	115	Дністровська ГЕС – 115	2×16,6	АС-185

Таблиця Т4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_{\text{н}}, \text{MBA}$	Марка трансформатора	Кільк. тран-в
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,9	$2,4 + j1,16$	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,89	$6,2 + j3,18$	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,87	$2,4 + j1,36$	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	$9,2 + j4,46$	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,89	$4,4 + j2,25$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,88	$14,2 + j7,66$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,9	$2,6 + j1,26$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	$16, + j9,07$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,88	$2,2 + j1,19$	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,9	$4,2 + j2,03$	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,89	$2,4 + j1,23$	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	$3,6 + j1,74$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	$2,5 + j1,42$	ТМН-6300/110/10	1
14	Томашпіль	0,88	$2,4 + j1,3$	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
15	Антонівка	0,9	$2,5 + j1,21$	ТМН-6300/110/10	1
16	Борівка	0,87	$2,2 + j1,25$	ТМН-6300/110/10	1
17	Моївка	0,88	$4,0 + j2,16$	ТДТН-10000/110/35/10	1
18	Гнатків	0,9	$2,5 + j1,21$	ТМН-6300/110/10	1
19	Дзигівка	0,87	$2,2 + j1,25$	ТМН-6300/110/10	1
20	Радянське	0,9	$2,0 + j0,97$	ТМН-6300/110/10	1
21	Ямпіль	0,87	$3,5 + j1,98$	ТДН-10000/110/10	1
22	Пороги	0,89	$3,8 + j1,95$	ТДТН-10000/110/35/10	1
23	Михайлівка	0,87	$2,3 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
24	Івонівка	0,9	$2,4 + j1,16$	ТМН-6300/110/10	2
25	Коси	0,88	$2,2 + j1,19$	ТМН-6300/110/10	1
26	Мог. Подільс.	0,87	$3,6 + j2,04$	ТДТН-10000/110/35/10	2
27	Яришів	0,9	$3,8 + j1,84$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6200.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3056.8 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 115.504 МВт / 716.122 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 111.700 МВт / 692.540 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.888 МВт / 8.828 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.888 МВт / 8.828 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.683 МВт / 4.237 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.287 МВт / 0.879 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.971 МВт / 5.115 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.859 МВт / 13.944 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВт	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-16.611	-7.203	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.657	-0.18
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	109.568	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.206	-0.38
104	104	0.000	0.000	108.873	-0.49
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	108.808	-0.50
5	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	108.651	-0.55
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	108.916	-0.48
103	103	0.000	0.000	108.893	-0.49
6	РАХНИ ТЯГА	0.000	0.000	106.144	-1.18
105	105	0.000	0.000	109.808	-0.07
4	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	109.768	-0.08
106	106	0.000	0.000	109.766	-0.08
200	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-71.706	-35.448	110.000	0.00
7	СУВОРІВСЬКЕ	0.000	0.000	105.796	-1.48
8	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	104.272	-2.02
9	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	109.370	-0.23
109	109	0.000	0.000	107.344	-0.98
10	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	107.304	-0.99
108	108	0.000	0.000	107.274	-1.00
11	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	105.772	-1.53
12	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	105.046	-1.78
107	107	0.000	0.000	104.442	-1.97
13	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	104.442	-1.97
110	110	0.000	0.000	104.019	-2.12
14	ТОМАШПІЛЬ	0.000	0.000	103.243	-2.37
111	111	0.000	0.000	102.347	-2.62
15	АНТОНІВКА	0.000	0.000	102.344	-2.62
16	БОРІВКА	0.000	0.000	101.887	-2.74
17	МОЇВКА	0.000	0.000	101.714	-2.78
18	ГНАТКІВ	0.000	0.000	103.095	-2.42
19	ДЗИГІВКА	0.000	0.000	103.116	-2.41
112	112	0.000	0.000	103.148	-2.40
20	РАДЯНСЬКЕ	0.000	0.000	103.067	-2.43
21	ЯМПІЛЬ	0.000	0.000	103.348	-2.33
113	113	0.000	0.000	103.340	-2.33
22	ПОРОГИ	0.000	0.000	103.261	-2.36
23	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	104.204	-2.00
24	ІВОНІВКА	0.000	0.000	104.973	-1.77
25	КОСИ	0.000	0.000	106.624	-1.27
114	114	0.000	0.000	106.956	-1.17
26	МОГ. ПОДІЛЬС.	0.000	0.000	108.483	-0.70
115	115	0.000	0.000	109.312	-0.32
27	ЯРИШІВ	0.000	0.000	109.301	-0.33
300	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-27.186	-11.984	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.209	-2.70
30002		0.000	0.000	107.461	-1.84
20002		0.000	0.000	35.976	-1.84

10002	6.200	3.180	10.271	-1.82
300022	0.000	0.000	107.464	-1.84
200022	0.000	0.000	35.977	-1.84
100022	0.000	0.000	10.271	-1.82
10003	2.400	1.360	10.093	-3.04
10004	9.200	4.460	9.906	-1.28
100044	0.000	0.000	9.907	-1.28
10005	4.400	2.250	10.245	-1.91
30005	0.000	0.000	107.685	-1.41
20005	0.000	0.000	36.051	-1.41
300055	0.000	0.000	107.192	-1.94
200055	0.000	0.000	35.886	-1.94
100055	0.000	0.000	10.245	-1.91
30006	0.000	0.000	104.748	-2.43
20006	0.000	0.000	25.047	-2.43
10006	14.200	7.660	9.937	-3.22
300066	0.000	0.000	104.752	-2.43
200066	0.000	0.000	25.048	-2.43
100066	0.000	0.000	9.937	-3.22
10007	2.600	1.260	9.811	-4.41
30008	0.000	0.000	102.576	-3.49
20008	0.000	0.000	24.528	-3.49
10008	16.000	9.070	9.712	-4.41
300088	0.000	0.000	102.581	-3.49
100088	0.000	0.000	9.713	-4.42
200088	0.000	0.000	24.529	-3.49
10009	2.200	1.190	10.188	-2.53
300010	0.000	0.000	105.743	-2.47
200010	0.000	0.000	35.401	-2.47
100010	4.200	2.030	10.026	-3.34
30001010	0.000	0.000	105.744	-2.47
20001010	0.000	0.000	35.401	-2.47
10001010	0.000	0.000	10.026	-3.34
100011	2.400	1.230	9.820	-4.23
300012	0.000	0.000	104.306	-2.54
200012	0.000	0.000	34.920	-2.54
100012	3.600	1.740	9.934	-2.97
30001212	0.000	0.000	104.320	-2.52
20001212	0.000	0.000	34.925	-2.52
10001212	0.000	0.000	9.935	-2.98
100013	2.500	1.420	9.645	-4.86
300014	0.000	0.000	102.064	-3.49
200014	0.000	0.000	34.169	-3.49
100014	2.400	1.230	9.695	-4.14
30001414	0.000	0.000	102.064	-3.49
20001414	0.000	0.000	34.170	-3.49
10001414	0.000	0.000	9.695	-4.14
100015	2.500	1.210	9.483	-5.64
100016	2.200	1.250	9.436	-5.40
300017	0.000	0.000	97.932	-5.99
200017	0.000	0.000	32.786	-5.99
100017	4.000	2.160	9.162	-7.94
100018	2.500	1.210	9.557	-5.39
100019	2.200	1.250	9.558	-5.01
100020	2.000	0.970	9.619	-4.79
100021	3.500	1.980	9.587	-4.94
223000	0.000	0.000	101.714	-3.80
222000	0.000	0.000	34.052	-3.80
221000	3.800	1.950	9.642	-4.65
22223000	0.000	0.000	101.715	-3.80
22222000	0.000	0.000	34.053	-3.80
22221000	0.000	0.000	9.642	-4.65
100023	2.300	1.300	9.653	-4.66
100024	2.400	1.160	9.903	-3.12
10002424	0.000	0.000	9.903	-3.12
100025	2.200	1.190	8.855	-3.69
300026	0.000	0.000	106.970	-1.94
200026	0.000	0.000	35.812	-1.94
100026	3.600	2.040	10.146	-2.66
30002626	0.000	0.000	106.972	-1.94
20002626	0.000	0.000	35.812	-1.94
10002626	0.000	0.000	10.146	-2.66
300027	0.000	0.000	108.516	-1.06
200027	0.000	0.000	36.329	-1.06
100027	3.800	1.840	10.334	-1.49
30002727	0.000	0.000	108.117	-1.51
20002727	0.000	0.000	36.196	-1.51
10002727	0.000	0.000	10.335	-1.49

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	101	8.461	3.303	8.445	3.266	0.016	0.036	0.048	0.344
101	102	6.026	2.788	6.011	2.755	0.015	0.033	0.035	0.452
102	104	6.011	3.387	5.999	3.365	0.012	0.022	0.036	0.335
104	5	3.580	2.417	3.575	2.408	0.005	0.009	0.023	0.223
5	103	-1.840	-1.387	-1.843	-1.392	0.003	0.005	-0.012	-0.243
103	2	-1.843	-0.861	-1.843	-0.862	0.000	0.001	-0.011	-0.024
2	100	-8.102	-3.793	-8.150	-3.900	0.048	0.106	-0.047	-1.087
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.504
6	30006	7.102	4.173	7.097	3.964	0.005	0.208	0.045	1.468
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.927
6	300066	7.110	4.159	7.105	3.950	0.005	0.208	0.045	1.464
5	105	-13.562	-5.735	-13.658	-5.910	0.095	0.174	-0.078	-1.162
105	4	9.901	5.490	9.898	5.487	0.003	0.003	0.059	0.040
4	106	0.635	0.411	0.635	0.411	0.000	0.000	0.004	0.003
106	200	-27.329	-14.137	-27.366	-14.206	0.038	0.069	-0.162	-0.234
106	7	27.963	15.216	27.301	14.005	0.659	1.206	0.167	4.004
7	8	24.682	13.328	24.450	12.904	0.231	0.422	0.153	1.555
8	107	-5.188	-3.414	-5.194	-3.424	0.005	0.010	-0.034	-0.174
107	12	-7.713	-4.693	-7.742	-4.746	0.029	0.053	-0.050	-0.615
12	11	-11.387	-6.323	-11.438	-6.417	0.051	0.093	-0.071	-0.739
11	108	-13.856	-7.186	-13.983	-7.420	0.127	0.233	-0.085	-1.523
108	10	-13.983	-6.973	-13.986	-6.977	0.003	0.004	-0.084	-0.031
10	109	-18.230	-9.422	-18.235	-9.429	0.005	0.007	-0.110	-0.040
109	9	-18.235	-8.951	-18.459	-9.361	0.223	0.408	-0.109	-2.040
9	200	-20.676	-10.110	-20.753	-10.252	0.077	0.142	-0.121	-0.631
10	300010	2.104	1.126	2.101	1.056	0.003	0.070	0.013	1.644
300010	100010	2.101	1.056	2.098	1.015	0.003	0.041	0.013	0.999
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.134	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.055	2.099	1.014	0.003	0.041	0.013	0.998
10	30001010	2.104	1.125	2.102	1.055	0.003	0.070	0.013	1.642
12	300012	1.033	0.514	1.033	0.497	0.001	0.017	0.006	0.791
300012	100012	1.033	0.497	1.032	0.487	0.001	0.010	0.006	0.481
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.166	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.278	2.566	1.252	0.001	0.026	0.016	0.494
12	30001212	2.568	1.320	2.567	1.278	0.001	0.042	0.016	0.776
8	30008	8.004	5.001	7.998	4.716	0.007	0.283	0.052	1.821
30008	10008	7.998	4.716	7.991	4.540	0.007	0.175	0.052	1.151
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.545	-0.001
300088	100088	8.007	4.700	8.000	4.524	0.007	0.175	0.052	1.148
8	300088	8.014	4.985	8.007	4.700	0.007	0.283	0.052	1.816
8	110	13.550	6.319	13.529	6.280	0.022	0.039	0.083	0.259
110	14	13.529	6.543	13.455	6.437	0.073	0.106	0.083	0.793
14	18	2.170	0.873	2.168	0.869	0.002	0.003	0.013	0.152
18	19	-0.351	-0.068	-0.351	-0.069	0.000	0.000	-0.002	-0.022
19	112	-2.567	-1.213	-2.568	-1.214	0.001	0.001	-0.016	-0.032
112	21	-4.584	-1.904	-4.590	-1.914	0.006	0.009	-0.028	-0.205
21	23	-11.956	-5.971	-12.020	-6.089	0.064	0.118	-0.075	-0.878
23	24	-14.338	-7.148	-14.414	-7.259	0.076	0.111	-0.089	-0.782
24	25	-16.836	-8.096	-17.028	-8.374	0.191	0.276	-0.103	-1.675
25	114	-19.244	-9.347	-19.288	-9.410	0.043	0.063	-0.116	-0.336
114	26	-19.288	-9.062	-19.487	-9.351	0.199	0.288	-0.115	-1.541
26	115	-23.130	-10.736	-23.235	-10.970	0.105	0.233	-0.135	-0.835
115	300	-27.083	-11.756	-27.186	-11.984	0.103	0.227	-0.156	-0.690
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.006	0.801
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.488
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.219
26	300026	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.565
300026	100026	1.801	1.051	1.799	1.020	0.002	0.031	0.011	0.947
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.117	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.050	1.799	1.019	0.002	0.031	0.011	0.946
26	30002626	1.803	1.104	1.801	1.050	0.002	0.054	0.011	1.564
24	100024	1.202	0.616	1.199	0.580	0.002	0.036	0.007	1.538
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.078	-0.000
24	10002424	1.202	0.616	1.199	0.579	0.002	0.036	0.007	1.537
22	223000	1.903	1.076	1.901	1.012	0.002	0.064	0.012	1.684
223000	221000	1.901	1.012	1.899	0.975	0.002	0.037	0.012	1.019
221000	22221000	-1.899	-0.974	-1.899	-0.974	0.000	0.000	-0.128	-0.000
22223000	22221000	1.901	1.011	1.899	0.974	0.002	0.037	0.012	1.018
22	22223000	1.904	1.075	1.901	1.011	0.002	0.064	0.012	1.683
14	30001414	1.474	0.815	1.473	0.777	0.001	0.038	0.009	1.279
30001414	10001414	1.473	0.777	1.471	0.755	0.001	0.022	0.009	0.775
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.098	0.000
300014	100014	0.928	0.488	0.927	0.475	0.001	0.014	0.006	0.776

14	300014	0.929	0.512	0.928	0.488	0.001	0.024	0.006	1.280
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.298
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.297	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.303
105	200	-23.559	-10.941	-23.586	-10.990	0.027	0.049	-0.136	-0.192
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.993
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.603
10005	100055	-3.137	-1.588	-3.137	-1.588	0.000	0.000	-0.198	-0.000
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.515
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	8.854	4.812	8.799	4.732	0.056	0.080	0.056	0.915
111	15	8.799	5.038	8.798	5.037	0.000	0.000	0.057	0.003
15	16	6.280	3.809	6.259	3.779	0.020	0.029	0.041	0.467
16	17	4.043	2.651	4.038	2.644	0.005	0.007	0.027	0.176
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.317	2.199	1.189	0.008	0.128	0.014	3.125
17	300017	4.021	2.665	4.009	2.345	0.012	0.319	0.027	4.197
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.009	2.345	3.997	2.159	0.012	0.185	0.027	2.525
23	100023	2.309	1.450	2.299	1.299	0.010	0.150	0.015	3.556
21	100021	3.510	2.202	3.498	1.979	0.012	0.222	0.023	3.404
21	113	3.843	2.199	3.843	2.199	0.000	0.000	0.025	0.008
113	22	3.843	2.276	3.841	2.273	0.002	0.004	0.025	0.082
16	100016	2.208	1.394	2.199	1.249	0.010	0.144	0.015	3.551
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	100015	2.510	1.382	2.498	1.209	0.011	0.172	0.016	3.573
11	100011	2.409	1.381	2.398	1.229	0.010	0.151	0.015	3.342
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.948
300012	200012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.016	1.007	2.015	1.005	0.001	0.002	0.013	0.083
20	100020	2.006	1.077	1.999	0.969	0.007	0.107	0.013	2.763
19	100019	2.208	1.390	2.199	1.249	0.009	0.141	0.015	3.476
18	100018	2.510	1.379	2.498	1.209	0.011	0.170	0.016	3.524
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.529	8.565	14.284	8.211	0.243	0.352	0.089	2.524
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.121	0.014	2.956
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.610	1.434	2.598	1.259	0.012	0.174	0.016	3.485
107	13	2.519	1.655	2.519	1.655	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	3.848	2.157	3.848	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
13	100013	2.510	1.598	2.498	1.419	0.012	0.178	0.016	3.900
30005	20005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.426

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 159.551 МВт / 989.214 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.720 МВт / 26.656 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 8.720 МВт / 26.656 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.566 МВт / 3.507 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.387 МВт / 1.182 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.952 МВт / 4.689 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.673 МВт / 31.345 млн.кВт*г (3.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.992	-8.240	100.000	0.00
101	101	0.000	0.000	99.586	-0.21
1	Вороновиця	0.000	0.000	99.487	-0.23
102	102	0.000	0.000	99.045	-0.46
104	104	0.000	0.000	98.656	-0.59
3	Брацлав	0.000	0.000	98.583	-0.61
5	Тульчин	0.000	0.000	98.397	-0.67
2	Немирів	0.000	0.000	98.727	-0.58
103	103	0.000	0.000	98.696	-0.60
6	Рахни тяга	0.000	0.000	95.583	-1.43
105	105	0.000	0.000	99.682	-0.12
4	Ферментний завод	0.000	0.000	99.592	-0.13
106	106	0.000	0.000	99.543	-0.14
200	Ладижинська ТЕС	-104.724	-64.173	100.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	90.327	-3.20
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	89.043	-3.78
9	Лукашівка	0.000	0.000	98.921	-0.36
109	109	0.000	0.000	95.351	-1.58
10	Тростянець	0.000	0.000	95.282	-1.60
108	108	0.000	0.000	95.224	-1.62
11	Соколівка	0.000	0.000	92.370	-2.62
12	Крижопіль	0.000	0.000	90.916	-3.13
107	107	0.000	0.000	89.516	-3.62
13	Вапнярка	0.000	0.000	89.516	-3.62
110	110	0.000	0.000	88.731	-3.93
14	Томашпіль	0.000	0.000	87.775	-4.31
111	111	0.000	0.000	86.054	-4.99
15	Антонівка	0.000	0.000	86.050	-4.99
16	Борівка	0.000	0.000	85.475	-5.14
17	Моївка	0.000	0.000	85.259	-5.20
18	Гнатків	0.000	0.000	88.072	-4.21
19	Дзигівка	0.000	0.000	88.635	-4.00
112	112	0.000	0.000	88.756	-3.96
20	Радянське	0.000	0.000	88.659	-3.99
21	Ямпіль	0.000	0.000	89.307	-3.76
113	113	0.000	0.000	89.298	-3.76
22	Пороги	0.000	0.000	89.205	-3.79
23	Михайлівка	0.000	0.000	90.811	-3.13
24	Івонівка	0.000	0.000	92.094	-2.73
25	Коси	0.000	0.000	94.754	-1.90
114	114	0.000	0.000	95.274	-1.75
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	97.680	-1.03
115	115	0.000	0.000	98.960	-0.47
27	Яришів	0.000	0.000	98.948	-0.47
300	Дністровська ГЕС	-33.905	-18.022	100.000	0.00
10001		2.400	1.160	9.213	-3.30
30002		0.000	0.000	97.108	-2.24
20002		0.000	0.000	32.510	-2.24
10002		6.200	3.180	9.280	-2.22
300022		0.000	0.000	97.112	-2.25
200022		0.000	0.000	32.512	-2.25
100022		0.000	0.000	9.280	-2.22
10003		2.400	1.360	9.078	-3.73

10004	9.200	4.460	8.964	-1.60
100044	0.000	0.000	8.965	-1.60
10005	4.400	2.250	9.247	-2.34
30005	0.000	0.000	97.320	-1.72
20005	0.000	0.000	32.581	-1.72
300055	0.000	0.000	96.773	-2.37
200055	0.000	0.000	32.398	-2.37
100055	0.000	0.000	9.248	-2.34
30006	0.000	0.000	94.009	-2.98
20006	0.000	0.000	22.480	-2.98
10006	14.200	7.660	8.900	-3.96
300066	0.000	0.000	94.015	-2.98
200066	0.000	0.000	22.481	-2.98
100066	0.000	0.000	8.901	-3.96
10007	2.600	1.260	8.268	-7.27
30008	0.000	0.000	87.000	-5.81
20008	0.000	0.000	20.804	-5.81
10008	16.000	9.070	8.203	-7.10
300088	0.000	0.000	87.007	-5.81
100088	0.000	0.000	8.204	-7.10
200088	0.000	0.000	20.805	-5.81
10009	2.200	1.190	9.156	-3.19
300010	0.000	0.000	93.487	-3.49
200010	0.000	0.000	31.298	-3.49
100010	4.200	2.030	8.842	-4.61
30001010	0.000	0.000	93.488	-3.49
20001010	0.000	0.000	31.298	-3.49
10001010	0.000	0.000	8.842	-4.61
100011	2.400	1.230	8.488	-6.19
300012	0.000	0.000	90.050	-4.14
200012	0.000	0.000	30.147	-4.14
100012	3.600	1.740	8.564	-4.73
30001212	0.000	0.000	90.066	-4.12
20001212	0.000	0.000	30.153	-4.12
10001212	0.000	0.000	8.564	-4.73
100013	2.500	1.420	8.149	-7.60
300014	0.000	0.000	86.358	-5.87
200014	0.000	0.000	28.911	-5.87
100014	2.400	1.230	8.180	-6.78
30001414	0.000	0.000	86.358	-5.87
20001414	0.000	0.000	28.911	-5.87
10001414	0.000	0.000	8.180	-6.78
100015	2.500	1.210	7.854	-9.32
100016	2.200	1.250	7.796	-8.98
300017	0.000	0.000	80.392	-9.87
200017	0.000	0.000	26.914	-9.87
100017	4.000	2.160	7.433	-12.80
100018	2.500	1.210	8.058	-8.33
100019	2.200	1.250	8.114	-7.56
100020	2.000	0.970	8.195	-7.21
100021	3.500	1.980	8.189	-7.29
223000	0.000	0.000	87.368	-5.74
222000	0.000	0.000	29.249	-5.74
221000	3.800	1.950	8.254	-6.90
22223000	0.000	0.000	87.370	-5.74
22222000	0.000	0.000	29.250	-5.74
22221000	0.000	0.000	8.255	-6.90
100023	2.300	1.300	8.317	-6.68
100024	2.400	1.160	8.651	-4.49
10002424	0.000	0.000	8.651	-4.49
100025	2.200	1.190	7.805	-5.00
300026	0.000	0.000	95.977	-2.56
200026	0.000	0.000	32.131	-2.56
100026	3.600	2.040	9.084	-3.46
30002626	0.000	0.000	95.978	-2.56
20002626	0.000	0.000	32.132	-2.56
10002626	0.000	0.000	9.084	-3.46
300027	0.000	0.000	98.075	-1.37
200027	0.000	0.000	32.834	-1.37
100027	3.800	1.840	9.331	-1.89
30002727	0.000	0.000	97.632	-1.91
20002727	0.000	0.000	32.685	-1.91
10002727	0.000	0.000	9.331	-1.89
504	11.200	6.050	89.156	-3.73
501	-3.930	0.000	87.408	-4.45
503	20.910	11.850	85.935	-5.20
502	6.120	3.140	85.870	-5.18
501001	0.000	0.000	8.360	-4.45
502001	0.000	0.000	8.213	-5.18

503001	0.000	0.000	8.220	-5.20
504001	0.000	0.000	8.528	-3.73

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.663	3.902	8.641	3.854	0.022	0.048	0.055	0.415
101	102	6.222	3.200	6.202	3.155	0.020	0.044	0.040	0.543
102	104	6.202	3.675	6.186	3.646	0.016	0.029	0.042	0.391
104	5	3.766	2.561	3.759	2.550	0.006	0.012	0.027	0.261
5	103	-2.009	-1.574	-2.014	-1.582	0.004	0.007	-0.015	-0.300
103	2	-2.014	-1.145	-2.014	-1.146	0.000	0.001	-0.014	-0.032
2	100	-8.266	-4.199	-8.329	-4.338	0.063	0.139	-0.054	-1.278
2	30002	3.104	1.708	3.101	1.591	0.003	0.117	0.021	1.688
30002	10002	3.101	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.021	0.085
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.216	-0.000
300022	100022	3.103	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.021	0.085
2	300022	3.106	1.704	3.103	1.587	0.003	0.117	0.021	1.684
6	30006	7.104	4.257	7.098	3.996	0.006	0.260	0.050	1.672
30006	10006	7.098	3.996	7.092	3.835	0.006	0.161	0.050	1.058
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.522	-0.001
300066	100066	7.106	3.982	7.100	3.821	0.006	0.161	0.050	1.055
6	300066	7.112	4.243	7.106	3.982	0.006	0.260	0.050	1.667
5	105	-13.254	-5.971	-13.368	-6.179	0.113	0.207	-0.085	-1.291
105	4	19.263	12.213	19.249	12.197	0.014	0.017	0.132	0.090
4	106	9.993	7.132	9.989	7.127	0.004	0.005	0.071	0.049
106	200	-42.842	-28.052	-42.970	-28.286	0.127	0.233	-0.297	-0.458
106	7	52.832	35.729	49.600	29.820	3.218	5.885	0.369	9.356
7	8	18.585	9.123	18.411	8.806	0.173	0.316	0.132	1.337
8	107	-12.356	-8.024	-12.398	-8.102	0.042	0.078	-0.095	-0.488
107	12	-14.920	-9.530	-15.071	-9.806	0.151	0.275	-0.114	-1.443
12	11	-18.706	-11.481	-18.900	-11.835	0.193	0.352	-0.139	-1.493
11	108	-21.319	-12.801	-21.744	-13.578	0.423	0.774	-0.155	-2.913
108	10	-21.744	-13.226	-21.754	-13.240	0.010	0.014	-0.154	-0.059
10	109	-25.993	-15.707	-26.007	-15.727	0.014	0.020	-0.184	-0.070
109	9	-26.007	-15.350	-26.634	-16.498	0.625	1.143	-0.183	-3.605
9	200	-28.851	-17.378	-29.055	-17.750	0.203	0.371	-0.196	-1.081
10	300010	2.105	1.158	2.102	1.067	0.003	0.090	0.015	1.931
300010	100010	2.102	1.067	2.098	1.015	0.003	0.052	0.015	1.171
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.152	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.066	2.099	1.014	0.003	0.052	0.015	1.170
10	30001010	2.106	1.157	2.102	1.066	0.003	0.090	0.015	1.930
12	300012	1.034	0.524	1.033	0.501	0.001	0.023	0.007	0.965
300012	100012	1.033	0.501	1.032	0.487	0.001	0.013	0.007	0.586
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.192	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.287	2.566	1.252	0.002	0.035	0.018	0.601
12	30001212	2.569	1.343	2.567	1.287	0.002	0.056	0.018	0.946
8	30008	8.010	5.186	8.000	4.787	0.009	0.397	0.062	2.296
30008	10008	8.000	4.787	7.991	4.540	0.009	0.246	0.062	1.448
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.646	-0.001
300088	100088	8.010	4.771	8.000	4.524	0.009	0.246	0.062	1.445
8	300088	8.019	5.170	8.010	4.771	0.009	0.397	0.062	2.290
8	110	14.687	6.465	14.653	6.402	0.034	0.062	0.104	0.328
110	14	14.653	6.594	14.537	6.427	0.115	0.166	0.104	0.995
14	111	15.502	7.171	15.280	6.850	0.221	0.320	0.112	1.798
111	15	15.280	7.066	15.280	7.065	0.001	0.001	0.113	0.005
15	502	6.456	1.584	6.448	1.560	0.008	0.024	0.045	0.203
502	503	0.325	-1.377	0.325	-1.378	0.000	0.001	0.009	-0.061
503	501	-20.583	-12.986	-20.760	-13.484	0.176	0.496	-0.163	-1.563
501	504	-16.838	-13.106	-17.007	-13.581	0.168	0.473	-0.141	-1.822
504	7	-28.209	-19.333	-28.394	-19.855	0.184	0.519	-0.221	-1.220
24	100024	1.202	0.628	1.199	0.580	0.003	0.048	0.008	1.825
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.089	-0.000
24	10002424	1.203	0.627	1.199	0.579	0.003	0.048	0.008	1.824
14	18	-3.390	-1.695	-3.398	-1.707	0.008	0.012	-0.025	-0.308
18	19	-5.919	-2.833	-5.946	-2.873	0.027	0.040	-0.043	-0.585
19	112	-8.164	-4.136	-8.172	-4.148	0.008	0.012	-0.060	-0.125
112	21	-10.189	-4.981	-10.235	-5.047	0.046	0.066	-0.074	-0.571
21	23	-17.597	-9.338	-17.789	-9.689	0.191	0.350	-0.129	-1.560
23	24	-20.108	-10.894	-20.314	-11.192	0.205	0.297	-0.145	-1.315
24	25	-22.733	-12.143	-23.207	-12.829	0.472	0.684	-0.161	-2.711
25	114	-25.424	-13.912	-25.525	-14.058	0.101	0.146	-0.176	-0.528
114	26	-25.525	-13.782	-25.991	-14.457	0.464	0.672	-0.175	-2.435
26	115	-29.629	-16.040	-29.856	-16.544	0.226	0.502	-0.199	-1.292
115	300	-33.697	-17.560	-33.905	-18.022	0.207	0.460	-0.221	-1.043
27	300027	1.091	0.575	1.090	0.553	0.001	0.022	0.007	0.898

300027	100027	1.090	0.553	1.089	0.540	0.001	0.013	0.007	0.547
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.186	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.003	0.000	0.018	0.074
27	30002727	2.714	1.385	2.711	1.298	0.003	0.086	0.018	1.368
26	300026	1.804	1.126	1.801	1.059	0.002	0.067	0.013	1.784
300026	100026	1.801	1.059	1.799	1.020	0.002	0.039	0.013	1.078
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.131	-0.000
30002626	10002626	1.802	1.058	1.799	1.019	0.002	0.039	0.013	1.077
26	30002626	1.804	1.126	1.802	1.058	0.002	0.067	0.013	1.783
22	22223000	1.906	1.111	1.902	1.024	0.003	0.087	0.014	2.078
22223000	22221000	1.902	1.024	1.899	0.974	0.003	0.050	0.014	1.254
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.149	0.000
223000	221000	1.902	1.025	1.899	0.975	0.003	0.050	0.014	1.254
22	223000	1.905	1.112	1.902	1.025	0.003	0.087	0.014	2.080
14	30001414	1.475	0.839	1.473	0.786	0.002	0.053	0.011	1.620
30001414	10001414	1.473	0.786	1.471	0.755	0.002	0.031	0.011	0.978
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.117	0.000
300014	100014	0.929	0.494	0.927	0.475	0.001	0.019	0.007	0.979
14	300014	0.930	0.527	0.929	0.494	0.001	0.033	0.007	1.621
4	100044	4.606	2.374	4.600	2.224	0.007	0.150	0.030	1.448
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.328	0.001
4	10004	4.602	2.384	4.595	2.234	0.007	0.150	0.030	1.454
105	200	-32.631	-18.013	-32.699	-18.137	0.067	0.123	-0.216	-0.318
5	300055	3.144	1.709	3.140	1.588	0.004	0.120	0.021	1.700
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.004	0.000	0.021	0.086
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.219	0.000
30005	10005	1.262	0.678	1.261	0.660	0.001	0.018	0.008	0.676
5	30005	1.263	0.709	1.262	0.678	0.001	0.031	0.008	1.114
115	27	3.841	2.140	3.841	2.139	0.000	0.001	0.026	0.012
17	300017	4.034	2.927	4.016	2.441	0.018	0.484	0.034	5.707
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.016	2.441	3.997	2.159	0.018	0.281	0.034	3.415
16	100016	2.213	1.462	2.199	1.249	0.014	0.211	0.018	4.624
15	100015	2.515	1.461	2.498	1.209	0.017	0.251	0.019	4.698
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.580	8.842	14.276	8.401	0.303	0.439	0.100	2.837
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.209	1.340	2.199	1.189	0.010	0.150	0.015	3.344
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.210	1.354	2.199	1.189	0.011	0.164	0.016	3.656
21	113	3.839	2.263	3.838	2.262	0.000	0.000	0.029	0.009
113	22	3.838	2.320	3.836	2.315	0.003	0.005	0.029	0.097
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	100021	3.515	2.285	3.498	1.979	0.017	0.305	0.027	4.194
112	20	2.017	1.067	2.015	1.065	0.002	0.002	0.015	0.100
20	100020	2.009	1.118	1.999	0.969	0.010	0.148	0.015	3.440
19	100019	2.212	1.445	2.199	1.249	0.013	0.195	0.017	4.320
18	100018	2.514	1.449	2.498	1.209	0.016	0.238	0.019	4.480
13	100013	2.515	1.670	2.498	1.419	0.017	0.250	0.019	4.891
101	1	2.420	1.283	2.418	1.281	0.002	0.002	0.016	0.099
30006	20006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.312	1.503	2.299	1.299	0.013	0.203	0.018	4.311
30001414	20001414	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	10007	2.615	1.505	2.598	1.259	0.016	0.245	0.019	4.436
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.522	1.712	2.522	1.712	0.000	0.000	0.020	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.412	1.433	2.398	1.229	0.013	0.203	0.018	4.053
1	10001	2.410	1.328	2.398	1.159	0.011	0.168	0.016	3.320
15	16	6.302	4.243	6.271	4.198	0.031	0.045	0.051	0.592
16	17	4.053	2.924	4.045	2.913	0.008	0.011	0.034	0.222
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.420	1.532	2.419	1.530	0.001	0.002	0.017	0.073
3	10003	2.411	1.545	2.398	1.359	0.012	0.185	0.017	3.870

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.813 МВт / 972.243 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.899 МВт / 18.031 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.899 МВт / 18.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.780 МВт / 4.835 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 0.825 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.050 МВт / 5.659 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.948 МВт / 23.691 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.937	-7.050	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	114.673	-0.17
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.589	-0.18
102	102	0.000	0.000	114.238	-0.36
104	104	0.000	0.000	113.912	-0.46
3	Брацлав	0.000	0.000	113.850	-0.47
5	Тульчин	0.000	0.000	113.690	-0.52
2	Немирів	0.000	0.000	113.960	-0.45
103	103	0.000	0.000	113.936	-0.46
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.309	-1.10
105	105	0.000	0.000	114.743	-0.09
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.670	-0.10
106	106	0.000	0.000	114.632	-0.11
200	Ладизинська ТЕС	-102.744	-55.964	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	107.263	-2.43
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	106.240	-2.85
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.142	-0.28
109	109	0.000	0.000	111.295	-1.22
10	Тростянець	0.000	0.000	111.240	-1.24
108	108	0.000	0.000	111.193	-1.25
11	Соколівка	0.000	0.000	108.913	-2.00
12	Крижопіль	0.000	0.000	107.744	-2.38
107	107	0.000	0.000	106.621	-2.74
13	Вапнярка	0.000	0.000	106.621	-2.74
110	110	0.000	0.000	105.998	-2.97
14	Томашпіль	0.000	0.000	105.244	-3.24
111	111	0.000	0.000	103.863	-3.72
15	Антонівка	0.000	0.000	103.859	-3.72
16	Борівка	0.000	0.000	103.410	-3.83
17	Моївка	0.000	0.000	103.241	-3.87
18	Гнатків	0.000	0.000	105.492	-3.17
19	Дзигівка	0.000	0.000	105.946	-3.03
112	112	0.000	0.000	106.043	-3.00
20	Радянське	0.000	0.000	105.965	-3.02
21	Ямпіль	0.000	0.000	106.483	-2.85
113	113	0.000	0.000	106.476	-2.85
22	Пороги	0.000	0.000	106.398	-2.88
23	Михайлівка	0.000	0.000	107.687	-2.40
24	Івонівка	0.000	0.000	108.716	-2.10
25	Коси	0.000	0.000	110.845	-1.47
114	114	0.000	0.000	111.262	-1.35
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.181	-0.79
115	115	0.000	0.000	114.186	-0.36
27	Яришів	0.000	0.000	114.176	-0.37
300	Дністровська ГЕС	-33.202	-15.003	115.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.703	-2.47

30002	0.000	0.000	112.573	-1.69
20002	0.000	0.000	37.688	-1.69
10002	6.200	3.180	10.760	-1.67
300022	0.000	0.000	112.576	-1.69
200022	0.000	0.000	37.689	-1.69
100022	0.000	0.000	10.760	-1.67
10003	2.400	1.360	10.591	-2.79
10004	9.200	4.460	10.359	-1.20
100044	0.000	0.000	10.359	-1.20
10005	4.400	2.250	10.734	-1.76
30005	0.000	0.000	112.770	-1.31
20005	0.000	0.000	37.754	-1.31
300055	0.000	0.000	112.300	-1.78
200055	0.000	0.000	37.596	-1.78
100055	0.000	0.000	10.734	-1.77
30006	0.000	0.000	109.986	-2.24
20006	0.000	0.000	26.300	-2.24
10006	14.200	7.660	10.442	-2.95
300066	0.000	0.000	109.990	-2.24
200066	0.000	0.000	26.301	-2.24
100066	0.000	0.000	10.442	-2.95
10007	2.600	1.260	9.957	-5.27
30008	0.000	0.000	104.580	-4.27
20008	0.000	0.000	25.007	-4.27
10008	16.000	9.070	9.905	-5.15
300088	0.000	0.000	104.585	-4.27
100088	0.000	0.000	9.906	-5.16
200088	0.000	0.000	25.008	-4.27
10009	2.200	1.190	10.657	-2.39
300010	0.000	0.000	109.741	-2.62
200010	0.000	0.000	36.740	-2.62
100010	4.200	2.030	10.412	-3.42
30001010	0.000	0.000	109.743	-2.62
20001010	0.000	0.000	36.740	-2.62
10001010	0.000	0.000	10.412	-3.42
100011	2.400	1.230	10.130	-4.54
300012	0.000	0.000	107.024	-3.10
200012	0.000	0.000	35.830	-3.10
100012	3.600	1.740	10.195	-3.52
30001212	0.000	0.000	107.038	-3.08
20001212	0.000	0.000	35.835	-3.08
10001212	0.000	0.000	10.196	-3.52
100013	2.500	1.420	9.862	-5.50
300014	0.000	0.000	104.090	-4.32
200014	0.000	0.000	34.848	-4.32
100014	2.400	1.230	9.890	-4.94
30001414	0.000	0.000	104.091	-4.32
20001414	0.000	0.000	34.848	-4.32
10001414	0.000	0.000	9.891	-4.94
100015	2.500	1.210	9.633	-6.64
100016	2.200	1.250	9.587	-6.41
300017	0.000	0.000	99.533	-6.99
200017	0.000	0.000	33.322	-6.99
100017	4.000	2.160	9.319	-8.87
100018	2.500	1.210	9.794	-6.00
100019	2.200	1.250	9.838	-5.48
100020	2.000	0.970	9.903	-5.25
100021	3.500	1.980	9.897	-5.30
223000	0.000	0.000	104.903	-4.24
222000	0.000	0.000	35.120	-4.24
221000	3.800	1.950	9.949	-5.04
22223000	0.000	0.000	104.904	-4.24
22222000	0.000	0.000	35.120	-4.24
22221000	0.000	0.000	9.950	-5.04
100023	2.300	1.300	9.997	-4.88
100024	2.400	1.160	10.266	-3.35
10002424	0.000	0.000	10.266	-3.35
100025	2.200	1.190	9.227	-3.71
300026	0.000	0.000	111.738	-1.93
200026	0.000	0.000	37.408	-1.93
100026	3.600	2.040	10.606	-2.59
30002626	0.000	0.000	111.739	-1.93
20002626	0.000	0.000	37.409	-1.93
10002626	0.000	0.000	10.606	-2.59
300027	0.000	0.000	113.427	-1.04
200027	0.000	0.000	37.974	-1.04
100027	3.800	1.840	10.806	-1.43
30002727	0.000	0.000	113.045	-1.44
20002727	0.000	0.000	37.846	-1.44

10002727	0.000	0.000	10.806	-1.43
504	11.200	6.050	106.320	-2.81
501	-3.930	0.000	104.928	-3.33
503	20.910	11.850	103.738	-3.86
502	6.120	3.140	103.700	-3.84
501001	0.000	0.000	10.036	-3.33
502001	0.000	0.000	9.919	-3.84
503001	0.000	0.000	9.922	-3.86
504001	0.000	0.000	10.169	-2.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.633	3.194	8.618	3.160	0.015	0.034	0.046	0.327
101	102	6.199	2.771	6.184	2.739	0.014	0.031	0.034	0.437
102	104	6.184	3.431	6.173	3.410	0.011	0.021	0.036	0.327
104	5	3.754	2.529	3.749	2.520	0.005	0.009	0.023	0.223
5	103	-1.993	-1.458	-1.996	-1.463	0.003	0.005	-0.013	-0.247
103	2	-1.996	-0.882	-1.996	-0.883	0.000	0.001	-0.011	-0.024
2	100	-8.259	-3.756	-8.304	-3.856	0.045	0.100	-0.046	-1.044
2	30002	3.102	1.678	3.100	1.591	0.003	0.087	0.018	1.433
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.018	0.074
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.186	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.018	0.074
2	300022	3.104	1.674	3.102	1.587	0.003	0.087	0.018	1.430
6	30006	7.101	4.141	7.097	3.952	0.004	0.189	0.043	1.387
30006	10006	7.097	3.952	7.092	3.835	0.004	0.117	0.043	0.878
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.445	-0.001
300066	100066	7.104	3.938	7.100	3.821	0.004	0.117	0.043	0.876
6	300066	7.109	4.127	7.104	3.938	0.004	0.189	0.043	1.383
5	105	-13.221	-5.296	-13.303	-5.445	0.081	0.149	-0.072	-1.058
105	4	18.764	10.862	18.754	10.851	0.009	0.011	0.109	0.073
4	106	9.487	5.762	9.484	5.759	0.002	0.003	0.056	0.038
106	200	-42.102	-24.687	-42.190	-24.847	0.087	0.160	-0.245	-0.368
106	7	51.587	31.175	49.410	27.195	2.167	3.963	0.303	7.465
7	8	18.479	8.135	18.362	7.921	0.116	0.213	0.108	1.058
8	107	-12.270	-7.508	-12.298	-7.560	0.028	0.052	-0.078	-0.391
107	12	-14.817	-8.808	-14.918	-8.992	0.101	0.184	-0.093	-1.152
12	11	-18.565	-10.551	-18.695	-10.790	0.130	0.238	-0.114	-1.196
11	108	-21.113	-11.514	-21.399	-12.037	0.285	0.521	-0.127	-2.320
108	10	-21.399	-11.556	-21.406	-11.565	0.006	0.009	-0.126	-0.047
10	109	-25.652	-14.008	-25.661	-14.022	0.009	0.013	-0.151	-0.056
109	9	-25.661	-13.509	-26.086	-14.285	0.423	0.773	-0.150	-2.870
9	200	-28.302	-14.973	-28.441	-15.226	0.138	0.252	-0.162	-0.860
10	300010	2.103	1.118	2.101	1.053	0.002	0.065	0.012	1.587
300010	100010	2.101	1.053	2.098	1.015	0.002	0.038	0.012	0.964
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.129	-0.000
30001010	10001010	2.101	1.052	2.099	1.014	0.002	0.038	0.012	0.963
10	30001010	2.104	1.117	2.101	1.052	0.002	0.065	0.012	1.585
12	300012	1.033	0.513	1.033	0.497	0.001	0.016	0.006	0.783
300012	100012	1.033	0.497	1.032	0.487	0.001	0.009	0.006	0.476
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.161	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.276	2.566	1.252	0.001	0.025	0.015	0.489
12	30001212	2.568	1.316	2.567	1.276	0.001	0.040	0.015	0.768
8	30008	8.004	4.983	7.997	4.709	0.006	0.272	0.051	1.818
30008	10008	7.997	4.709	7.991	4.540	0.006	0.169	0.051	1.148
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.535	-0.001
300088	100088	8.007	4.694	8.000	4.524	0.006	0.169	0.051	1.145
8	300088	8.013	4.967	8.007	4.694	0.006	0.272	0.051	1.813
8	110	14.542	5.466	14.519	5.425	0.022	0.041	0.084	0.253
110	14	14.519	5.698	14.443	5.588	0.076	0.110	0.085	0.780
14	111	15.320	6.612	15.173	6.399	0.147	0.212	0.091	1.432
111	15	15.173	6.714	15.173	6.714	0.000	0.001	0.092	0.004
15	502	6.376	1.884	6.370	1.867	0.006	0.016	0.037	0.173
502	503	0.245	-0.978	0.245	-0.978	0.000	0.000	0.006	-0.036
503	501	-20.668	-12.479	-20.787	-12.815	0.119	0.335	-0.134	-1.248
501	504	-16.869	-12.270	-16.981	-12.585	0.111	0.314	-0.115	-1.441
504	7	-28.187	-18.213	-28.312	-18.566	0.125	0.352	-0.182	-0.975
24	100024	1.201	0.614	1.199	0.580	0.002	0.034	0.007	1.493
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.075	-0.000
24	10002424	1.202	0.613	1.199	0.579	0.002	0.034	0.007	1.492
14	18	-3.309	-1.750	-3.314	-1.758	0.006	0.008	-0.020	-0.254
18	19	-5.833	-2.667	-5.851	-2.694	0.018	0.026	-0.035	-0.469
19	112	-8.068	-3.816	-8.073	-3.824	0.005	0.008	-0.049	-0.100
112	21	-10.089	-4.487	-10.120	-4.531	0.030	0.044	-0.060	-0.453
21	23	-17.486	-8.544	-17.615	-8.779	0.128	0.235	-0.105	-1.241

23	24	-19.933	-9.801	-20.071	-10.001	0.137	0.199	-0.119	-1.051
24	25	-22.493	-10.804	-22.812	-11.266	0.318	0.460	-0.132	-2.166
25	114	-25.029	-12.201	-25.097	-12.300	0.068	0.098	-0.145	-0.422
114	26	-25.097	-11.924	-25.410	-12.378	0.312	0.452	-0.144	-1.939
26	115	-29.055	-13.675	-29.209	-14.016	0.153	0.340	-0.164	-1.014
115	300	-33.061	-14.688	-33.202	-15.003	0.141	0.313	-0.183	-0.816
27	300027	1.090	0.567	1.090	0.550	0.001	0.016	0.006	0.765
300027	100027	1.090	0.550	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.466
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.160	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.015	0.064
27	30002727	2.713	1.363	2.711	1.298	0.002	0.064	0.015	1.164
26	300026	1.802	1.098	1.800	1.049	0.002	0.049	0.011	1.495
300026	100026	1.800	1.049	1.799	1.020	0.002	0.029	0.011	0.904
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.112	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.048	1.799	1.019	0.002	0.029	0.011	0.903
26	30002626	1.803	1.097	1.801	1.048	0.002	0.049	0.011	1.494
22	22223000	1.904	1.069	1.901	1.009	0.002	0.060	0.012	1.647
22223000	22221000	1.901	1.009	1.899	0.974	0.002	0.035	0.012	0.996
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.124	0.000
223000	221000	1.901	1.010	1.899	0.975	0.002	0.035	0.012	0.997
22	223000	1.903	1.070	1.901	1.010	0.002	0.060	0.012	1.648
14	30001414	1.474	0.812	1.473	0.776	0.001	0.036	0.009	1.281
30001414	10001414	1.473	0.776	1.471	0.755	0.001	0.021	0.009	0.775
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.096	0.000
300014	100014	0.928	0.488	0.927	0.475	0.001	0.013	0.006	0.776
14	300014	0.929	0.511	0.928	0.488	0.001	0.023	0.006	1.281
4	100044	4.605	2.336	4.600	2.224	0.005	0.112	0.026	1.238
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.284	0.000
4	10004	4.600	2.346	4.595	2.234	0.005	0.112	0.026	1.243
105	200	-32.067	-15.805	-32.114	-15.891	0.047	0.085	-0.180	-0.257
5	300055	3.142	1.678	3.139	1.588	0.003	0.089	0.018	1.440
300055	100055	3.139	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.018	0.075
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.189	0.000
30005	10005	1.261	0.674	1.261	0.660	0.001	0.013	0.007	0.573
5	30005	1.262	0.696	1.261	0.674	0.001	0.023	0.007	0.944
115	27	3.851	2.168	3.851	2.168	0.000	0.000	0.022	0.011
17	300017	4.021	2.648	4.009	2.338	0.011	0.308	0.027	4.211
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.009	2.338	3.997	2.159	0.011	0.179	0.027	2.530
16	100016	2.208	1.390	2.199	1.249	0.009	0.140	0.015	3.571
15	100015	2.510	1.377	2.498	1.209	0.011	0.167	0.016	3.605
30002727	20002727	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.511	8.455	14.290	8.135	0.220	0.319	0.085	2.396
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.206	1.300	2.199	1.189	0.007	0.111	0.013	2.816
30002626	20002626	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	100025	2.206	1.307	2.199	1.189	0.008	0.118	0.013	3.001
21	113	3.844	2.190	3.844	2.189	0.000	0.000	0.024	0.008
113	22	3.844	2.271	3.842	2.268	0.002	0.003	0.024	0.080
504	504001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	100021	3.509	2.188	3.498	1.979	0.012	0.209	0.022	3.325
112	20	2.016	0.997	2.015	0.995	0.001	0.002	0.012	0.081
20	100020	2.005	1.071	1.999	0.969	0.007	0.101	0.012	2.715
19	100019	2.207	1.383	2.199	1.249	0.009	0.133	0.014	3.412
18	100018	2.509	1.371	2.498	1.209	0.011	0.161	0.016	3.491
13	100013	2.510	1.590	2.498	1.419	0.011	0.171	0.016	3.868
101	1	2.419	1.223	2.418	1.221	0.001	0.002	0.014	0.085
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.308	1.440	2.299	1.299	0.009	0.140	0.015	3.450
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.511
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.519	1.649	2.519	1.649	0.000	0.000	0.016	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100011	2.408	1.372	2.398	1.229	0.009	0.142	0.015	3.265

1	10001	2.407	1.284	2.398	1.159	0.008	0.124	0.014	2.794
15	16	6.279	3.777	6.259	3.749	0.020	0.029	0.041	0.462
16	17	4.042	2.633	4.037	2.626	0.005	0.007	0.027	0.174
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
104	3	2.419	1.477	2.418	1.476	0.001	0.001	0.014	0.062
3	10003	2.408	1.496	2.398	1.359	0.009	0.136	0.014	3.245

ДОДАТОК Д

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 157.527 МВт / 976.665 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.705 МВт / 4.373 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.301 МВт / 0.921 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.007 МВт / 5.294 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.658 МВт / 25.626 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.949	-7.437	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.647	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.558	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.180	-0.39
104	104	0.000	0.000	108.836	-0.50
3	Брацлав	0.000	0.000	108.771	-0.51
5	Тульчин	0.000	0.000	108.603	-0.57
2	Немирів	0.000	0.000	108.890	-0.49
103	103	0.000	0.000	108.864	-0.50
6	Рахни тяга	0.000	0.000	106.095	-1.19
105	105	0.000	0.000	109.725	-0.10
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.647	-0.11
106	106	0.000	0.000	109.606	-0.12
200	Ладижинська ТЕС	-103.261	-58.379	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	101.711	-2.65
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	100.614	-3.11
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.078	-0.30
109	109	0.000	0.000	106.025	-1.33
10	Тростянець	0.000	0.000	105.966	-1.34
108	108	0.000	0.000	105.916	-1.36
11	Соколівка	0.000	0.000	103.472	-2.18
12	Крижопіль	0.000	0.000	102.223	-2.60
107	107	0.000	0.000	101.021	-2.99
13	Вапнярка	0.000	0.000	101.021	-2.99
110	110	0.000	0.000	100.352	-3.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	99.541	-3.54
111	111	0.000	0.000	98.065	-4.08
15	Антонівка	0.000	0.000	98.060	-4.08
16	Борівка	0.000	0.000	97.577	-4.20
17	Моївка	0.000	0.000	97.395	-4.24
18	Гнатків	0.000	0.000	99.802	-3.46
19	Дзигівка	0.000	0.000	100.287	-3.30
112	112	0.000	0.000	100.391	-3.27
20	Радянське	0.000	0.000	100.307	-3.29
21	Ямпіль	0.000	0.000	100.862	-3.11
113	113	0.000	0.000	100.854	-3.11
22	Пороги	0.000	0.000	100.772	-3.14
23	Михайлівка	0.000	0.000	102.151	-2.61
24	Івонівка	0.000	0.000	103.252	-2.28
25	Коси	0.000	0.000	105.533	-1.59
114	114	0.000	0.000	105.979	-1.46
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	108.037	-0.86
115	115	0.000	0.000	109.121	-0.39
27	Яришів	0.000	0.000	109.110	-0.40

300	Дністровська ГЕС	-33.386	-15.913	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.208	-2.71
30002		0.000	0.000	107.434	-1.85
20002		0.000	0.000	35.967	-1.85
10002		6.200	3.180	10.268	-1.83
300022		0.000	0.000	107.437	-1.85
200022		0.000	0.000	35.968	-1.85
100022		0.000	0.000	10.269	-1.83
10003		2.400	1.360	10.090	-3.06
10004		9.200	4.460	9.895	-1.32
100044		0.000	0.000	9.895	-1.32
10005		4.400	2.250	10.240	-1.93
30005		0.000	0.000	107.637	-1.43
20005		0.000	0.000	36.035	-1.43
300055		0.000	0.000	107.143	-1.95
200055		0.000	0.000	35.870	-1.95
100055		0.000	0.000	10.240	-1.93
30006		0.000	0.000	104.698	-2.45
20006		0.000	0.000	25.035	-2.45
10006		14.200	7.660	9.932	-3.24
300066		0.000	0.000	104.702	-2.45
200066		0.000	0.000	25.036	-2.45
100066		0.000	0.000	9.933	-3.24
10007		2.600	1.260	9.406	-5.82
30008		0.000	0.000	98.847	-4.69
20008		0.000	0.000	23.636	-4.69
10008		16.000	9.070	9.351	-5.69
300088		0.000	0.000	98.852	-4.70
100088		0.000	0.000	9.352	-5.69
200088		0.000	0.000	23.638	-4.70
10009		2.200	1.190	10.159	-2.62
300010		0.000	0.000	104.381	-2.86
200010		0.000	0.000	34.945	-2.86
100010		4.200	2.030	9.895	-3.76
30001010		0.000	0.000	104.383	-2.86
20001010		0.000	0.000	34.946	-2.86
10001010		0.000	0.000	9.895	-3.76
100011		2.400	1.230	9.593	-5.00
300012		0.000	0.000	101.461	-3.39
200012		0.000	0.000	33.968	-3.39
100012		3.600	1.740	9.661	-3.86
30001212		0.000	0.000	101.475	-3.37
20001212		0.000	0.000	33.972	-3.37
10001212		0.000	0.000	9.661	-3.86
100013		2.500	1.420	9.305	-6.08
300014		0.000	0.000	98.313	-4.75
200014		0.000	0.000	32.914	-4.75
100014		2.400	1.230	9.334	-5.45
30001414		0.000	0.000	98.314	-4.75
20001414		0.000	0.000	32.914	-4.75
10001414		0.000	0.000	9.334	-5.45
100015		2.500	1.210	9.057	-7.37
100016		2.200	1.250	9.008	-7.11
300017		0.000	0.000	93.383	-7.76
200017		0.000	0.000	31.263	-7.76
100017		4.000	2.160	8.716	-9.91
100018		2.500	1.210	9.231	-6.64
100019		2.200	1.250	9.278	-6.05
100020		2.000	0.970	9.347	-5.79
100021		3.500	1.980	9.341	-5.85
223000		0.000	0.000	99.181	-4.66
222000		0.000	0.000	33.204	-4.66
221000		3.800	1.950	9.397	-5.55
22223000		0.000	0.000	99.183	-4.66
22222000		0.000	0.000	33.205	-4.66
22221000		0.000	0.000	9.397	-5.55
100023		2.300	1.300	9.449	-5.38
100024		2.400	1.160	9.736	-3.67
10002424		0.000	0.000	9.736	-3.67
100025		2.200	1.190	8.759	-4.07
300026		0.000	0.000	106.518	-2.11
200026		0.000	0.000	35.660	-2.11
100026		3.600	2.040	10.102	-2.84
30002626		0.000	0.000	106.519	-2.11
20002626		0.000	0.000	35.661	-2.11
10002626		0.000	0.000	10.103	-2.84
300027		0.000	0.000	108.324	-1.13
200027		0.000	0.000	36.265	-1.13
100027		3.800	1.840	10.316	-1.56

30002727	0.000	0.000	107.924	-1.58
20002727	0.000	0.000	36.131	-1.58
10002727	0.000	0.000	10.316	-1.56
504	11.200	6.050	100.703	-3.07
501	-3.930	0.000	99.210	-3.64
503	20.910	11.850	97.940	-4.23
502	6.120	3.140	97.895	-4.21
501001	0.000	0.000	9.489	-3.64
502001	0.000	0.000	9.363	-4.21
503001	0.000	0.000	9.368	-4.23
504001	0.000	0.000	9.632	-3.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.640	3.426	8.623	3.388	0.017	0.038	0.049	0.354
101	102	6.204	2.909	6.188	2.874	0.016	0.035	0.036	0.469
102	104	6.188	3.506	6.175	3.483	0.013	0.023	0.038	0.346
104	5	3.756	2.534	3.750	2.524	0.005	0.010	0.024	0.234
5	103	-1.997	-1.492	-2.000	-1.498	0.003	0.006	-0.013	-0.263
103	2	-2.000	-0.967	-2.001	-0.968	0.000	0.001	-0.012	-0.026
2	100	-8.259	-3.900	-8.309	-4.011	0.050	0.111	-0.048	-1.114
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.505
6	30006	7.102	4.174	7.097	3.964	0.005	0.209	0.045	1.469
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.928
6	300066	7.110	4.160	7.105	3.950	0.005	0.209	0.045	1.465
5	105	-13.230	-5.517	-13.321	-5.683	0.090	0.165	-0.076	-1.128
105	4	18.895	11.240	18.884	11.227	0.011	0.013	0.115	0.078
4	106	9.621	6.151	9.618	6.148	0.003	0.003	0.060	0.041
106	200	-42.294	-25.670	-42.392	-25.850	0.098	0.179	-0.260	-0.394
106	7	51.912	32.484	49.455	27.991	2.447	4.475	0.322	8.003
7	8	18.506	8.430	18.374	8.189	0.131	0.240	0.115	1.137
8	107	-12.292	-7.656	-12.324	-7.715	0.032	0.059	-0.083	-0.418
107	12	-14.844	-9.019	-14.958	-9.228	0.114	0.208	-0.099	-1.234
12	11	-18.600	-10.824	-18.748	-11.093	0.147	0.268	-0.121	-1.280
11	108	-21.165	-11.897	-21.488	-12.487	0.322	0.588	-0.135	-2.489
108	10	-21.488	-12.051	-21.496	-12.062	0.007	0.011	-0.134	-0.050
10	109	-25.739	-14.508	-25.750	-14.523	0.010	0.015	-0.161	-0.060
109	9	-25.750	-14.057	-26.229	-14.933	0.477	0.872	-0.159	-3.080
9	200	-28.445	-15.685	-28.601	-15.970	0.155	0.284	-0.172	-0.923
10	300010	2.104	1.129	2.101	1.057	0.003	0.072	0.013	1.685
300010	100010	2.101	1.057	2.098	1.015	0.003	0.042	0.013	1.023
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.136	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.056	2.099	1.014	0.003	0.042	0.013	1.023
10	30001010	2.104	1.128	2.102	1.056	0.003	0.072	0.013	1.684
12	300012	1.033	0.516	1.033	0.498	0.001	0.018	0.007	0.835
300012	100012	1.033	0.498	1.032	0.487	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.170	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.279	2.566	1.252	0.001	0.027	0.016	0.521
12	30001212	2.568	1.324	2.567	1.279	0.001	0.044	0.016	0.819
8	30008	8.005	5.037	7.998	4.730	0.007	0.306	0.054	1.950
30008	10008	7.998	4.730	7.991	4.540	0.007	0.189	0.054	1.231
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.566	-0.001
300088	100088	8.007	4.714	8.000	4.524	0.007	0.189	0.054	1.228
8	300088	8.015	5.021	8.007	4.714	0.007	0.306	0.054	1.945
8	110	14.581	5.775	14.555	5.728	0.025	0.046	0.090	0.274
110	14	14.555	5.973	14.469	5.848	0.086	0.125	0.090	0.841
14	111	15.371	6.773	15.204	6.532	0.166	0.240	0.097	1.534
111	15	15.204	6.813	15.204	6.812	0.000	0.001	0.098	0.004
15	502	6.401	1.799	6.394	1.780	0.006	0.018	0.039	0.182
502	503	0.270	-1.096	0.270	-1.097	0.000	0.001	0.007	-0.043
503	501	-20.641	-12.635	-20.775	-13.014	0.134	0.377	-0.142	-1.336
501	504	-16.856	-12.526	-16.983	-12.884	0.126	0.356	-0.122	-1.548
504	7	-28.188	-18.555	-28.329	-18.953	0.141	0.396	-0.193	-1.045
24	100024	1.202	0.618	1.199	0.580	0.003	0.038	0.008	1.588
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.079	-0.000
24	10002424	1.202	0.617	1.199	0.579	0.003	0.038	0.008	1.586
14	18	-3.332	-1.725	-3.338	-1.734	0.006	0.009	-0.022	-0.269
18	19	-5.857	-2.712	-5.877	-2.742	0.021	0.030	-0.037	-0.501
19	112	-8.094	-3.908	-8.100	-3.917	0.006	0.009	-0.052	-0.107

112	21	-10.116	-4.635	-10.151	-4.685	0.034	0.050	-0.064	-0.486
21	23	-17.515	-8.779	-17.661	-9.046	0.145	0.265	-0.112	-1.331
23	24	-19.978	-10.126	-20.134	-10.352	0.155	0.225	-0.126	-1.125
24	25	-22.555	-11.204	-22.915	-11.726	0.359	0.519	-0.141	-2.321
25	114	-25.132	-12.709	-25.209	-12.820	0.077	0.111	-0.154	-0.452
114	26	-25.209	-12.479	-25.563	-12.992	0.353	0.511	-0.153	-2.081
26	115	-29.205	-14.384	-29.379	-14.769	0.173	0.383	-0.174	-1.094
115	300	-33.227	-15.559	-33.386	-15.913	0.159	0.353	-0.194	-0.881
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.006	0.804
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.490
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.224
26	300026	1.803	1.106	1.801	1.052	0.002	0.054	0.011	1.579
300026	100026	1.801	1.052	1.799	1.020	0.002	0.032	0.011	0.955
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.118	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.051	1.799	1.019	0.002	0.032	0.011	0.954
26	30002626	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.578
22	22223000	1.904	1.080	1.902	1.013	0.002	0.067	0.013	1.766
22223000	22221000	1.902	1.013	1.899	0.974	0.002	0.039	0.013	1.067
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.131	0.000
223000	221000	1.901	1.014	1.899	0.975	0.002	0.039	0.013	1.068
22	223000	1.904	1.081	1.901	1.014	0.002	0.067	0.013	1.768
14	30001414	1.474	0.819	1.473	0.778	0.002	0.041	0.010	1.374
30001414	10001414	1.473	0.778	1.471	0.755	0.002	0.024	0.010	0.831
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.102	0.000
300014	100014	0.928	0.489	0.927	0.475	0.001	0.015	0.006	0.832
14	300014	0.929	0.515	0.928	0.489	0.001	0.026	0.006	1.375
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.301
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.298	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.306
105	200	-32.216	-16.463	-32.268	-16.559	0.052	0.096	-0.190	-0.275
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.517
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.198	0.000
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.604
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.994
115	27	3.848	2.156	3.847	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
17	300017	4.024	2.718	4.011	2.364	0.013	0.352	0.029	4.601
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.011	2.364	3.997	2.159	0.013	0.205	0.029	2.762
16	100016	2.209	1.408	2.199	1.249	0.011	0.158	0.015	3.856
15	100015	2.511	1.399	2.498	1.209	0.013	0.189	0.017	3.899
30002727	20002727	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300022	200022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	14.529	8.566	14.284	8.212	0.244	0.353	0.090	2.526
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.122	0.014	2.971
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.320	2.199	1.189	0.009	0.130	0.014	3.188
21	113	3.842	2.208	3.842	2.208	0.000	0.000	0.025	0.008
113	22	3.842	2.281	3.840	2.277	0.002	0.004	0.026	0.084
504	504001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	100021	3.511	2.214	3.498	1.979	0.013	0.234	0.024	3.566
112	20	2.016	1.017	2.015	1.015	0.001	0.002	0.013	0.086
20	100020	2.006	1.083	1.999	0.969	0.008	0.114	0.013	2.915
19	100019	2.209	1.399	2.199	1.249	0.010	0.149	0.015	3.662
18	100018	2.511	1.392	2.498	1.209	0.012	0.182	0.017	3.761
13	100013	2.511	1.612	2.498	1.419	0.013	0.192	0.017	4.151
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.309	1.457	2.299	1.299	0.010	0.157	0.015	3.691
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.611	1.449	2.598	1.259	0.013	0.189	0.017	3.767
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.664	2.520	1.664	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.409	1.388	2.398	1.229	0.011	0.159	0.015	3.487
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.949
15	16	6.284	3.904	6.261	3.871	0.023	0.033	0.043	0.497
16	17	4.044	2.707	4.039	2.699	0.006	0.008	0.029	0.187
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.428

ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина

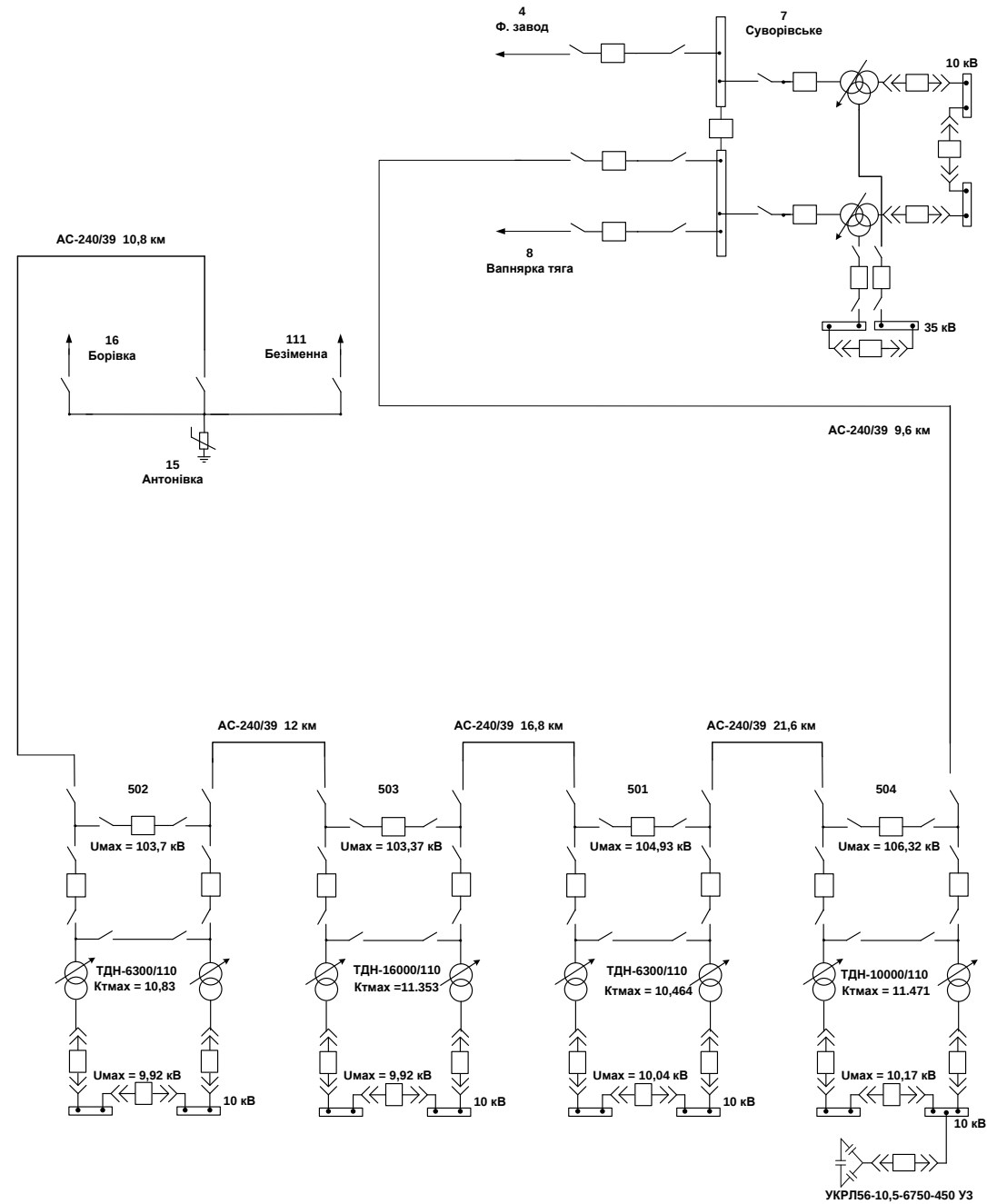
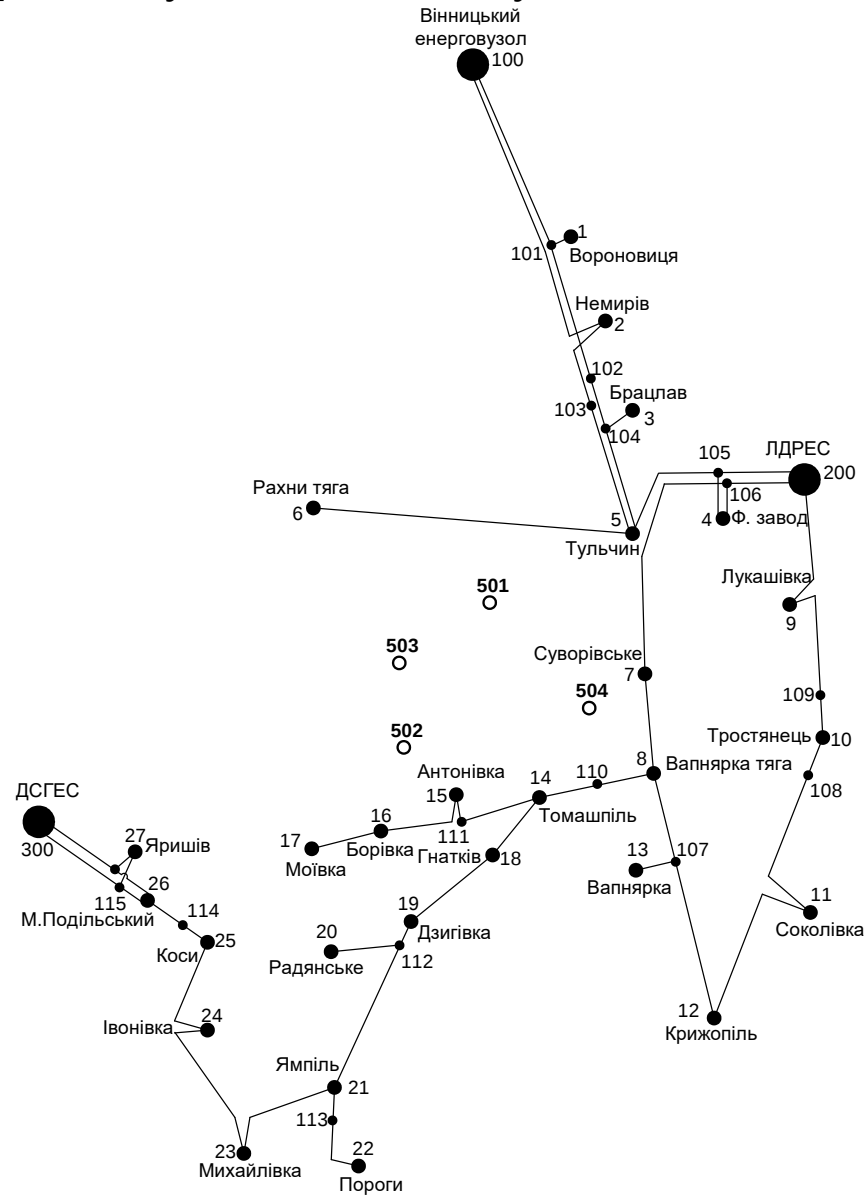
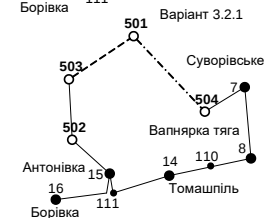
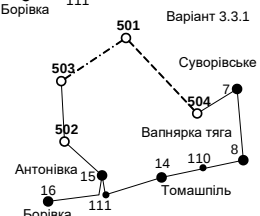
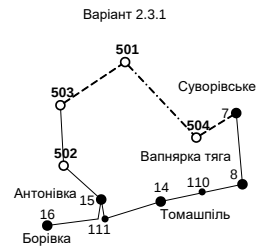
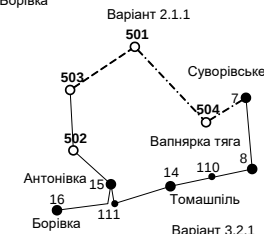
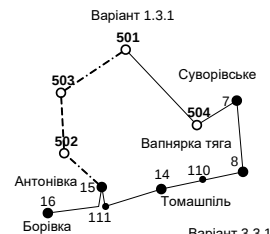
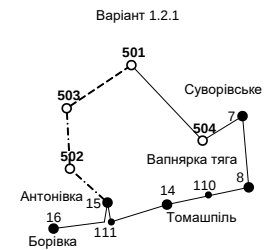
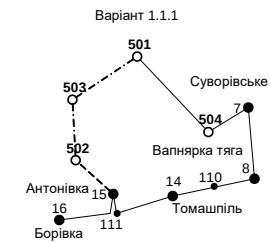
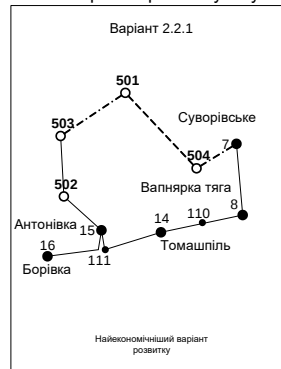


Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Послідовність будівництва	
—	ЛЕТІ вже будується на першому році
- - - -	ЛЕТІ вже будується на другому році
- - - - -	ЛЕТІ вже будується на третьому році

Варіанти розвитку існуючої мережі



Дослідження та випробування ізоляції

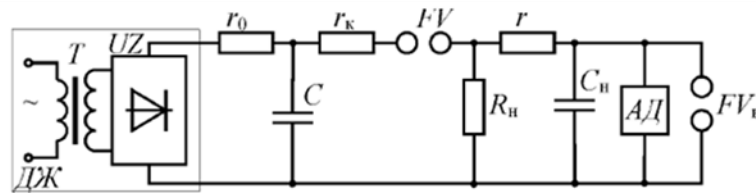


Рисунок 5— Схема одноступінчатого ПІН

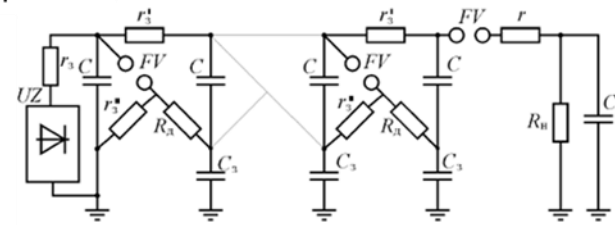


Рисунок 6 – Схема багатоступінчастого ПІН

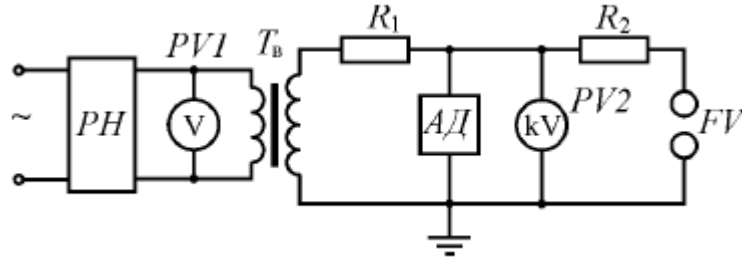


Рисунок 3.6 – Електрична схема випробувань ізоляції напругою промислової частоти (індуктованою напругою)

Підвищення величини випробної напруги і одночасно суттєве зниження вартості випробного обладнання досягається також використанням так званих резонансних схем. Одна з них надана на рис. 3.7.

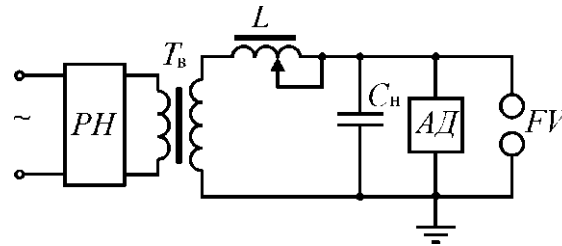


Рисунок 3.7 – Резонансна схема для випробування ізоляції

Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	149 930
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	288 202,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	12,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,62
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 800
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	25 630