

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідження методів технічної діагностики електрообладнання»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

\_\_\_\_\_ Томашевський Є. С.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

\_\_\_\_\_ Лесько В. О.  
(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Опонент: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСС

\_\_\_\_\_ д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 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 станції

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

\_\_\_\_\_ 2021 року

## **З А В Д А Н Н Я**

### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

\_\_\_\_\_ Томашевському Євгену Сергійовичу \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідження методів технічної діагностики електрообладнання»  
керівник роботи \_\_\_\_\_ к.т.н., доц, каф. ЕСС Лесько В. О. \_\_\_\_\_  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 155 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. дослідження методів технічної діагностики електрообладнання. 3. Охорона праці. 4. Економічна ефективність технічних рішень. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Актуальність та мета роботи 2. Визначення оптимального варіанту

розвитку ЕМ. 3. Електрична однолінійна схема приєднання проєктованих підстанцій. 4. Визначення оптимальної потужності генерування СЕС. 5. Визначення оптимального місця приєднання СЕС 6. Охорона праці. 7. Економічна ефективність технічних рішень.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	
3	Дослідження методів технічної діагностики електрообладнання	06.10.21	30.10.21	
4	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	
5	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	
6	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

\_\_\_\_\_  
( підпис )

Є. С. Томашевський

Керівник роботи

\_\_\_\_\_  
( підпис )

В. О. Лесько

Анотація

УДК 621.316.3

Томашевський Є. С. Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж. Магістерська кваліфікаційна робота на тему: «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідження методів технічної діагностики електрообладнання» – Вінниця: ВНТУ. – 2021. – 103 с. – Іл.: 19. – Табл. 25.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії. При використанні математичних моделей було проведено розрахунок оптимального розвитку електричної мережі, який забезпечить надійне електропостачання споживачів. Використовуючи програму Втрати-HighVoltages було досліджено вплив потужності генерування СЕС та місце приєднання СЕС на втрати потужності у мережі.

Новизною даної роботи стало дослідження методів технічної діагностики електрообладнання.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: генерація, потужність, чутливість, розосереджені джерела енергії

## Summary

УДК 621.316.3

Tomashevsky ES Feasibility study for the development of electrical distribution networks. Master's thesis on the topic: "Development of a fragment of the electrical network for the study of methods of technical diagnostics of electrical equipment" - Vinnytsia: VNTU. - 2021. - 103 p. - Fig. : 19. - Table. 25.

In this master's qualification work, calculations on the development of the 110-35 kV electric network of JSC "Vinnytsiaoblenergo" with the analysis of the impact of photovoltaic power plants on electricity losses were performed. Using mathematical models, the calculation of the optimal development of the electrical network was carried out, which will ensure a reliable power supply to consumers. Using the Loss-HighVoltages program, the influence of SES generation power and SES connection point on power losses in the network was investigated.

The novelty of this work was the study of methods of technical diagnostics of electrical equipment.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of hazardous and harmful factors on the staff of 110/10 kV substations.

Key words: generation, power, sensitivity, dispersed energy sources.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	
2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	
3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі .....	
3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі .....	
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ .....	
4.1 Вибір трансформаторів .....	
4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації.....	
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції.....	
5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій.....	
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції.....	
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ .....	
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.	
7.1 ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	
7.2 Виконання розрахунків усталених режимів ЕМ.....	
7.3 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ .....	
7.4. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів .....	
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	
9 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	

9.1. Завдання технічного діагностування.....	
9.2. Функції та параметри діагностування.....	
9.3. Методи діагностування.....	
9.4 Органолептичний метод діагностування.....	
9.5 Вібраційний метод діагностування.....	
9.6 Акустичний метод діагностування.....	
9.7 Тепловий метод.....	
9.8 Трібодіагностическій метод.....	
9.9 Діагностика на основі аналізу продуктів зносу в продуктах згоряння.....	
9.10 Метод акустичної емісії.....	
9.11 Радіографічний метод.....	
9.12 Магнітопорошковий метод контролю.....	
9.13 Вихрострумний метод діагностування.....	
9.14 Ультразвуковий метод діагностування.....	
9.15 Капілярний метод діагностування.....	
10 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
10.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 10000 МВ.....	
10.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	
10.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	
10.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	
10.5 Пожежна безпека.....	
ВИСНОВКИ .....	
ЛІТЕРАТУРА .....	
ДОДАТОК А .....	
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи .....	
Додаток Б Технічне завдання МКР .....	
Додаток В Результати розрахунку .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сьогодні у світі спостерігається зростання світових потреб енергії при одночасному зменшенні пропозиції енергоресурсів. Зростаюча цифровізація світової економіки нерозривно пов'язана з електрифікацією, що робить потребу в електриці для повсякденного життя більш важливою, ніж будь-коли. Спостерігається значне зростання використання електричної енергії в кінцевому споживанні, особливо в країнах, економіка яких базується на малому та середньому промисловому виробництві, послугах та цифрових технологіях. У цьому спостерігається зростання децентралізації, що полягає у розвитку розподіленої енергетики. Нові рішення в галузі виробництва та зберігання електроенергії з одночасним розвитком розумних мереж дозволяють підключати до системи все більше розподілених пристроїв, близьких до споживача енергії та віддають електроенергію до мережі. Згідно з даними Світового енергетичного агентства (далі – МЕА), у 2017 році частка електричної енергії у світовому кінцевому споживанні склала 19 % (збільшення на 4 % з 2000 року), а відповідно до оптимального прогнозу планується зростання до 24 % до 2040 року.

За даними МЕА вироблення електроенергії у світі з 2010 за 2018 рік виріс на 23,8 % до 27,7 трлн. кВт•год, та її вуглеродомісткість знизилася на 10,4 % – до 475 г CO<sub>2</sub>/кВт•ч. Одним із факторів такої динаміки стала зміна глобальної структури виробітку електроенергії. Частка викопного палива за період, що розглядається, знизилася до 65,2 % (-3 п. п.) за рахунок нафти (-1,1 п. п.) і вугілля (-2,3 п. п.). При цьому зросла частка газу (+0,5 п. п.), питомі викиди якого за даними МЕА в 1,5 – 2,5 рази нижче порівняно з нафтою та вугіллям: 400 г CO<sub>2</sub>/кВт•год проти 600 г CO<sub>2</sub>/кВт•год та 845 – 1020 г CO<sub>2</sub>/кВт•год (залежно від типу вугілля) відповідно. Згідно з базовими сценаріями цих прогнозів до 2040 року глобальне споживання первинної енергії може збільшитись на 25 – 35 % до рівня 2019 року.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення



розподільних електричних мереж, які забезпечують на десятилітню перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужності.

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

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району;

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

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електричних мереж.

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

**Новизна дослідження.** Використання апарату чутливості вузлів встановлення ВДЕ до змін втрат в мережі, як інструменту вибору оптимальних місць підключення нових джерел генерації в схему електричних мережі.

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

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної схеми електромереж (ЕМ). Пропускна здатність ЛЕП та перетинів ЕМ на будь-якому етапі її розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей призвело б до втрати стійкості ЕМ та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення пропускної здатності ЕМ в порівнянні з навантаженням, тобто створення в ЕМ запасу стійкості за потіжністю призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребуватиме додаткових витрат на побудову та експлуатацію ліній та підстанцій. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування 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:

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

де  $P_{\max,i}$  – максимальна потужність в  $i$ -тому році, що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 932, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1877633. \end{cases}$$

звідки  $a' = 1,4424$ ,  $b' = -2812,6$  тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4424 \cdot T - 1628.$$

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

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 101,5 %, що на 1,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам

основного обладнання.

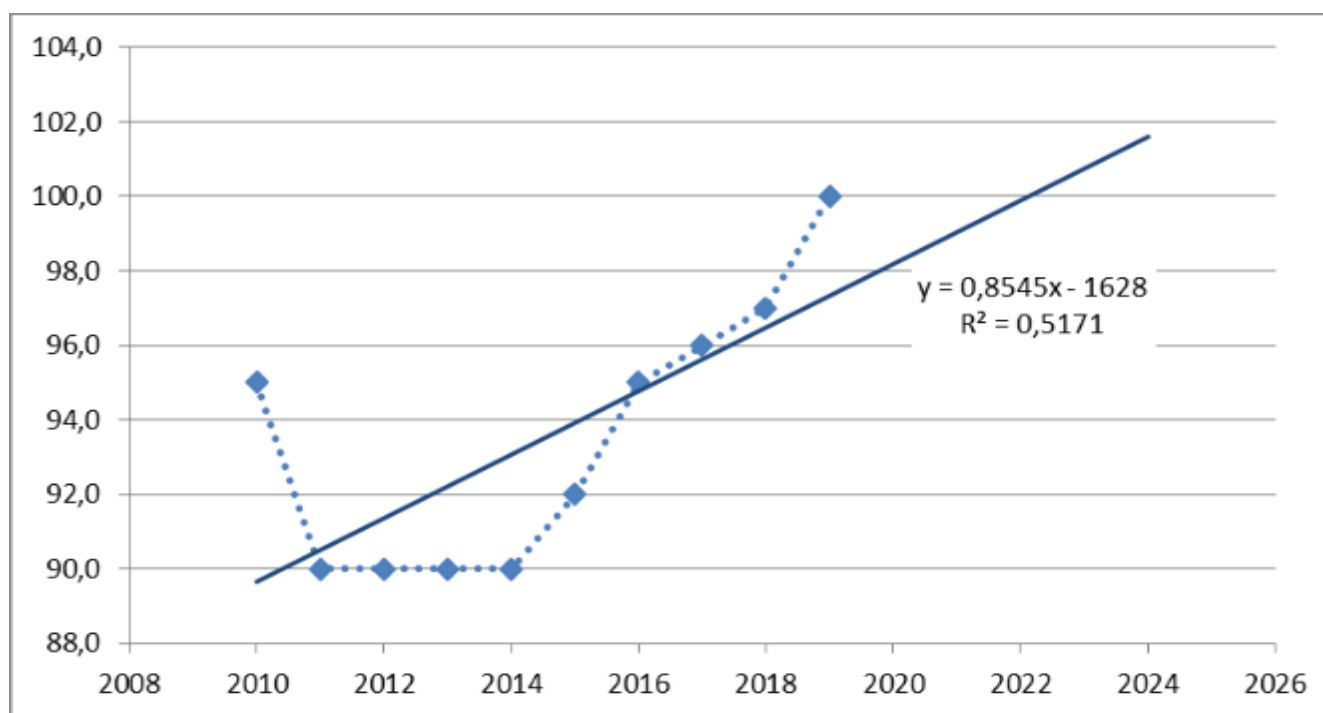


Рисунок 1.1 – Графіки таблицно-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу T

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.

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

Вітки	6-202	202-7	5-6	11-6	2-1
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-120	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	390	450	390	390	450
Розрах. струм, А	30	29	1	21	26

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	7	202
Напруга вузла,кВ	112,2	111,6	111,5

Аналізуючи отримані дані - зроблено висновок, що всі вузли задовільняють вимогам, а вибір ЛЕП буде здійснюватися за найменшими витратами.

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.

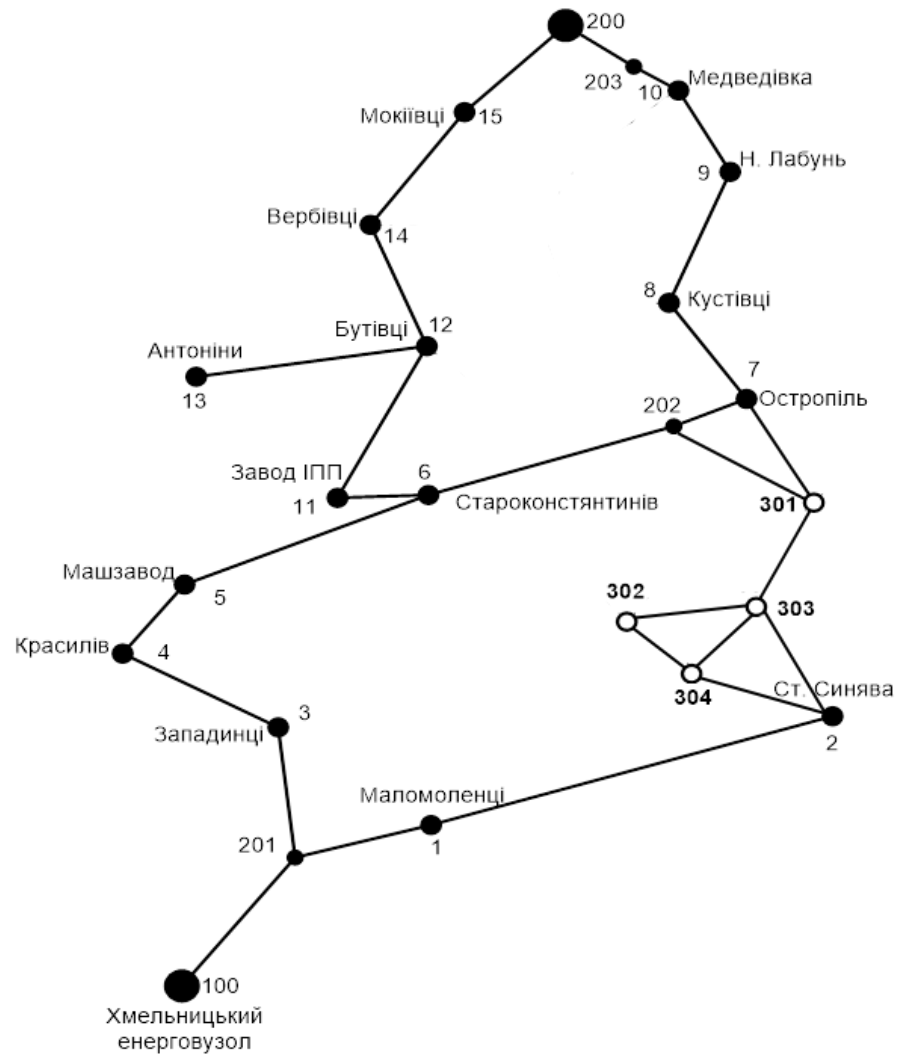


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми електромережі у частині приєднання нових споживачів

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

### 2.1 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.







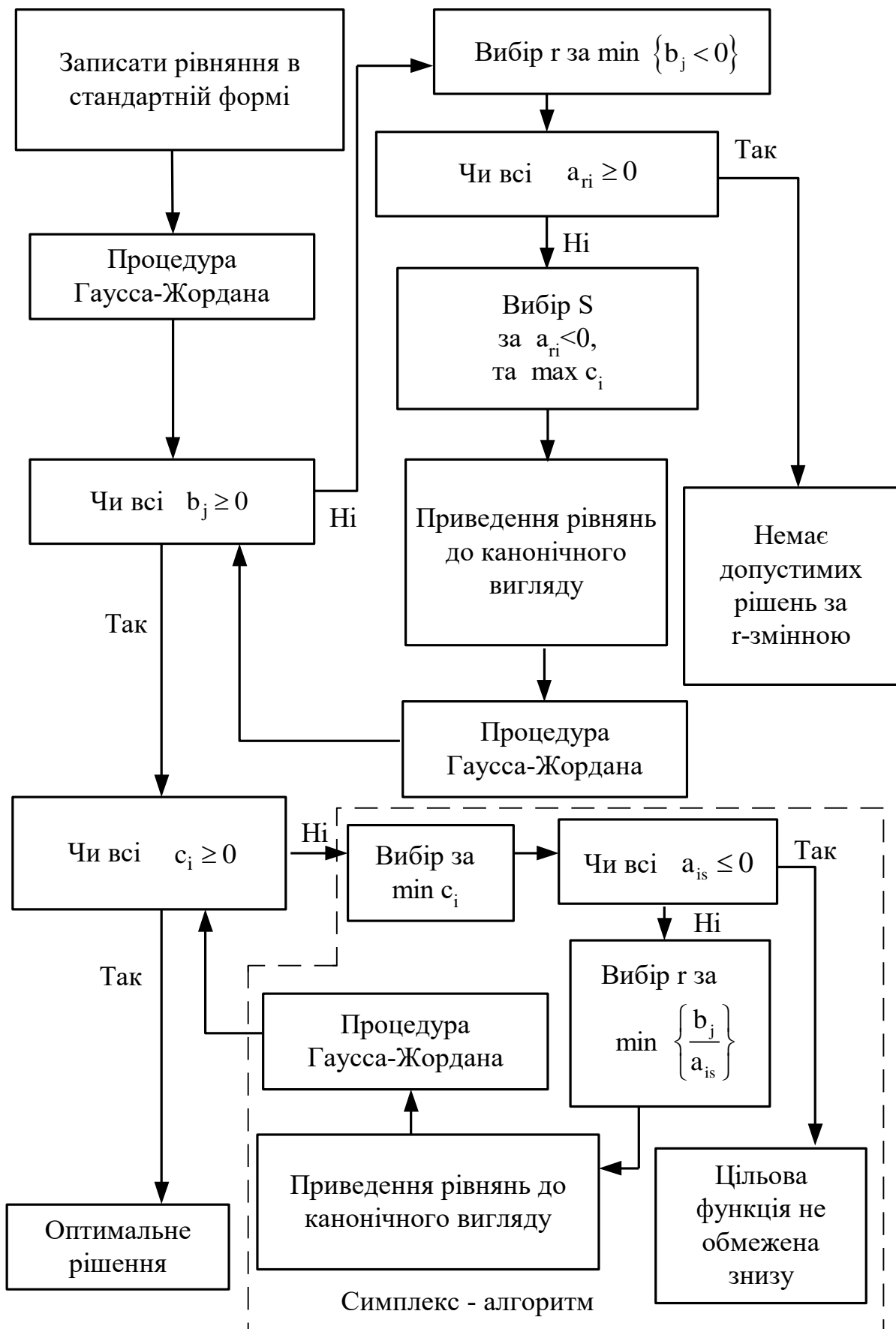


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують  $b'_j < 0$ , то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна  $x_r$ , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс  $r$  вибирається відповідним індексу від'ємних  $b'_j$ .

2. В рядку  $r$ , починаючи з  $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти  $a'_{ri}$  ( $i = \overline{m+1, n}$ ). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною  $x_r$ . При наявності від'ємних коефіцієнтів  $a'_{ri}$ , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці  $i$ . При цьому індекс  $s$  визначається з умови відповідності  $a'_{rs}$  максимальному  $c'_s$ .

3. Стовпці  $r$  і  $s$  в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова  $b'_j \geq 0$ ,  $j = \overline{1, m}$ .

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі  $b'_j$  не стануть позитивними  $b'_j \geq 0$ , тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів  $c'_i$  в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4)  $c'_i < 0$ , то це означає, що зменшити значення функції  $y(x)$  можна збільшенням  $x_i$ . При цьому змінна  $x_i$  повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів  $c'_i < 0$ , то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною

величиною. Тобто вибирається індекс  $s$ -змінної, яка з небазисних переводиться в базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів  $a'_{is}$  в стовпці  $s$ . Очевидно, що коли всі  $a'_{is} \leq 0$ , то  $x_s$  можна збільшити без всяких обмежень до  $+\infty$ , відповідно, функція  $y(x)$  не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції  $y(x)$  не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо  $a'_{is} > 0$ , то на збільшення змінної  $x_s$  є обмеження і тоді відповідні базисні змінні  $x_i$  будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна  $x_i$ , для якої відношення  $\frac{b'_j}{a'_{is}}$  буде мінімальним. Тому вибір індексу  $r$  базисної невідомої  $x_r$ , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left( \frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де  $a'_{is} > 0$ .

Після визначення індексів  $r$  і  $s$  в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями  $r$ -тий і  $s$ -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається  $a_{rs}$  і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі  $c'_i$  не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів  $b'_j$  ( $j = \overline{1, m}$ ). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети  $y_{\min}$  дорівнює  $n+1$  елементу матриці (2.4), тобто,  $y_{\min} = b'_{n+1}$ , де  $b'_{n+1}$  - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена

$b'_{n+1}$  не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних  $x$  при Симплекс-методі.

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;

2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти  $a_{ij}$  можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти  $c_i$  системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт  $b'_i$  з функції мети;

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 не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтовна потужність $P$ , що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт $a$ , тис.грн	Коефіцієнт $b$ , грн/МВт <sup>2</sup>	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
7-301	10,9	5237,2	0,886	5325,8
202-301	10,9	7251,5	1,226	7374,2
2-404	10,9	7654,4	1,295	7783,8
2-303	10,9	6042,9	1,022	6145,1

301-303	10,9	6445,8	1,090	6554,8
303-304	10,9	5640,1	0,954	5735,5
304-302	10,9	5640,1	0,954	5735,5
303-302	10,9	7251,5	1,226	7374,2

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат  $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт $a_1$ , тис.грн	Коефіцієнт $b_1$ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	5237,2	9,633	5342,0
202-301	7396,6	7251,5	13,338	7396,6
2-404	7807,5	7654,4	14,079	7807,5
2-303	6163,8	6042,9	11,115	6163,8
301-303	6574,7	6445,8	11,856	6574,7
303-304	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
304-302	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
303-302	7396,6	7251,5	13,338	7396,6

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт $c$ , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	491,2	5342,0
202-301	7396,6	680,1	7396,6
2-404	7807,5	717,9	7807,5
2-303	6163,8	566,8	6163,8
301-303	6574,7	604,6	6574,7
303-304	5752,9	529,0	5752,9
304-302	5752,9	529,0	5752,9
303-302	7396,6	680,1	7396,6

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-15,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	12,59	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	11,88	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	12,28	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	380,144512	480,345469	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0			0,000	
Потужності ЛЕП																		
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 2.2 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця) Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримуємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0			
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	608,437594	480,345469	512,3685	512,3685	448,3224	448,3224	448,3224	448,3224	576,4146	576,4146	0	0			26959,683
Потужності ЛЕП	0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,694
Змінні складові витрат	0,000	0,000	340,884	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,612	0,000	0,000	0,000			723,765
Дисконтовані витрати, тис. грн																	33758,459

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0			
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6384	576,4146	0	0			33758,459
Потужності ЛЕП	0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,694
Змінні складові витрат	0,000	0,000	340,884	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,612	0,000	0,000	0,000			723,765
Дисконтовані витрати, тис. грн																	33758,459

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях.

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0			
	301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00
	302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00
	303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00
	304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00
Коефіцієнти цільової функції		416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6384	576,4146	0	0			31598,288
Потужності ЛЕП		9,463428	0	12,282468	0	24,46343	0	0	0	0	0	12,58699	0	0	0			
Постійні складові витрат		5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			26588,900
Змінні складові витрат		79,328	0,000	195,304	0,000	652,442	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	194,314	0,000	0,000	0,000			1121,388
		Дисконтовані витрати, тис. грн															27710,288	

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

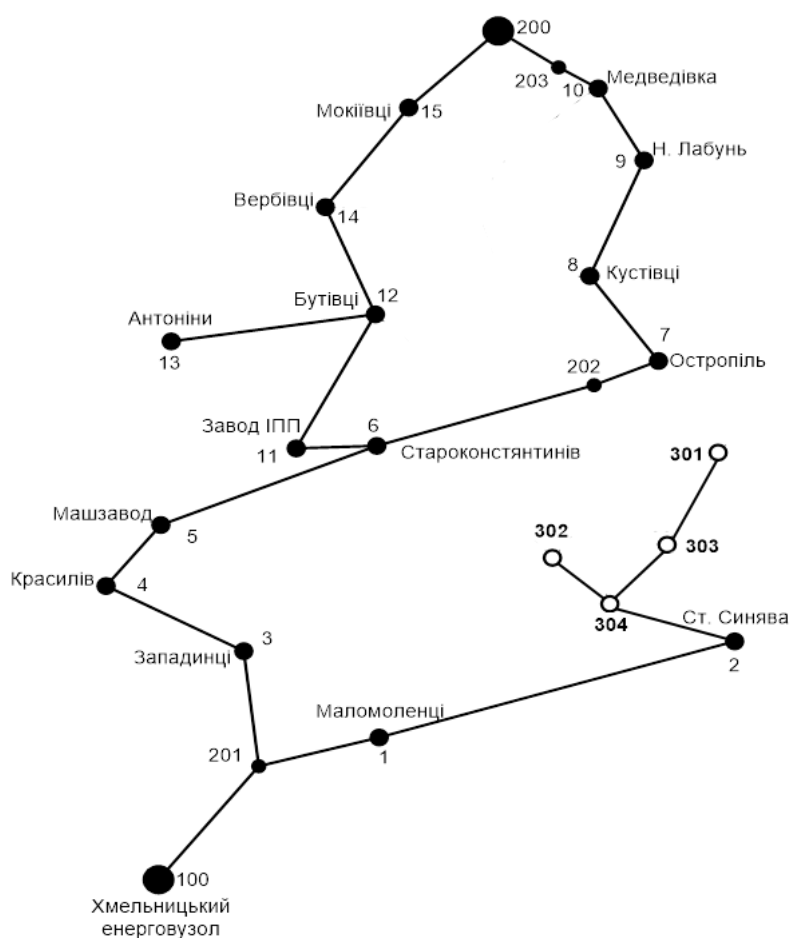


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом



Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [8] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгові лінії на відріжку 302-304, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 7-301 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 11176,729 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

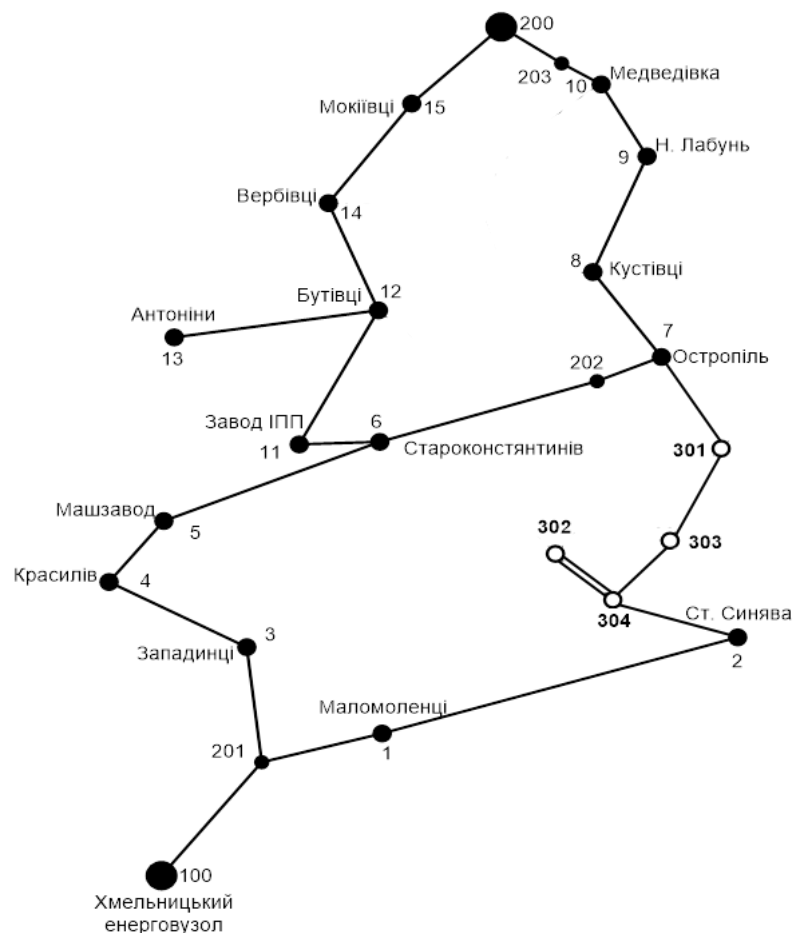


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
	301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-12,94	
	302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
	303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
	304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		416,2994	576,4146	380,144512	480,345469	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0			29360,248	
Потужності ЛЕП		12,94	0	21,745896	0	15	0	3,123564	0	12,58699	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат		5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	5640,070	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			30617,521	
Змінні складові витрат		148,320	0,000	612,203	0,000	245,296	0,000	9,307	0,000	151,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			1166,258	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			31783,779

Рисунок 2.8 – Розрахунок витрат на коригування схеми з урахуванням забезпечення надійності споживачів

### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращої послідовності реалізації проектів для побудови календарних планів будівництва тощо. Для вирішення подібних задач оптимізації у енергетиці 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.

#### 3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 25$  км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку не можливо виконати будівництво усіх нових ліній, тому під час другого року добудувати інші.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгову лінію від вузла 7 до вузла 301, далі 303 і 304. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 34,4 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 35 км. За формулою (3.4) розраховуються  $B_t$ , для кожної лінії будівництва першого року.

Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 2-304 та дволанцюгову лінію 304-302. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$B_i$ , тис.грн	$B_{\Sigma i}$ , тис.грн	$B_t$ , тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	9,32	5314,168	18186,94	21096,85
	301-303	12,8		24,28	7088,369		
	303-304	11,2		12,3	5784,401		
2	2-304	15,2	26,4	25,03	8465,619	14257,15	16538,29
	302-304	11,2		12,6	5791,527		
3	2-304	15,2	25,6	12,31	7850,539	13286,04	15411,8
	7-301	10,4		14,96	5435,496		
4	303-304	11,2	26,4	11,9	5775,166	14195,41	19101,34
	2-304	15,2		24,32	8420,244		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн
1,1	302-304	11,2	26,4	12,6	5791,527	13625,53	13625,53	34722,38
	2-304	15,2		11,78	7834,005			
2,1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	18260,91	34799,196
	303-304	11,2		13,12	5804,286			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
3,1	303-304	11,2	35	13,12	5804,286	18729,77	25202,78	40606,75
	302-304	11,2		12,84	5797,352			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
4,1	302-304	11,2	34,4	12,84	5797,352	18253,97	18253,97	37349,49
	7-301	10,4		10,15	5328,486			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Процес уточнення перетоків називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання підстанцій призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності були взяті із програмного комплексу «Втрати 110», що показано у додатку Б.

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 35246,92 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$V_{ізх}$ , тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$ , тис.грн	$V_{зх}$ , тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	21182,65
	301-303	12,8		13,12	5804,286		
	303-304	11,2		25,02	7128,134		
1,1	302-304	11,2	26,4	12,84	5797,352	14064,27	14064,27
	2-304	15,2		21,75	8266,916		
						$V_{зх\Sigma}$	35246,92

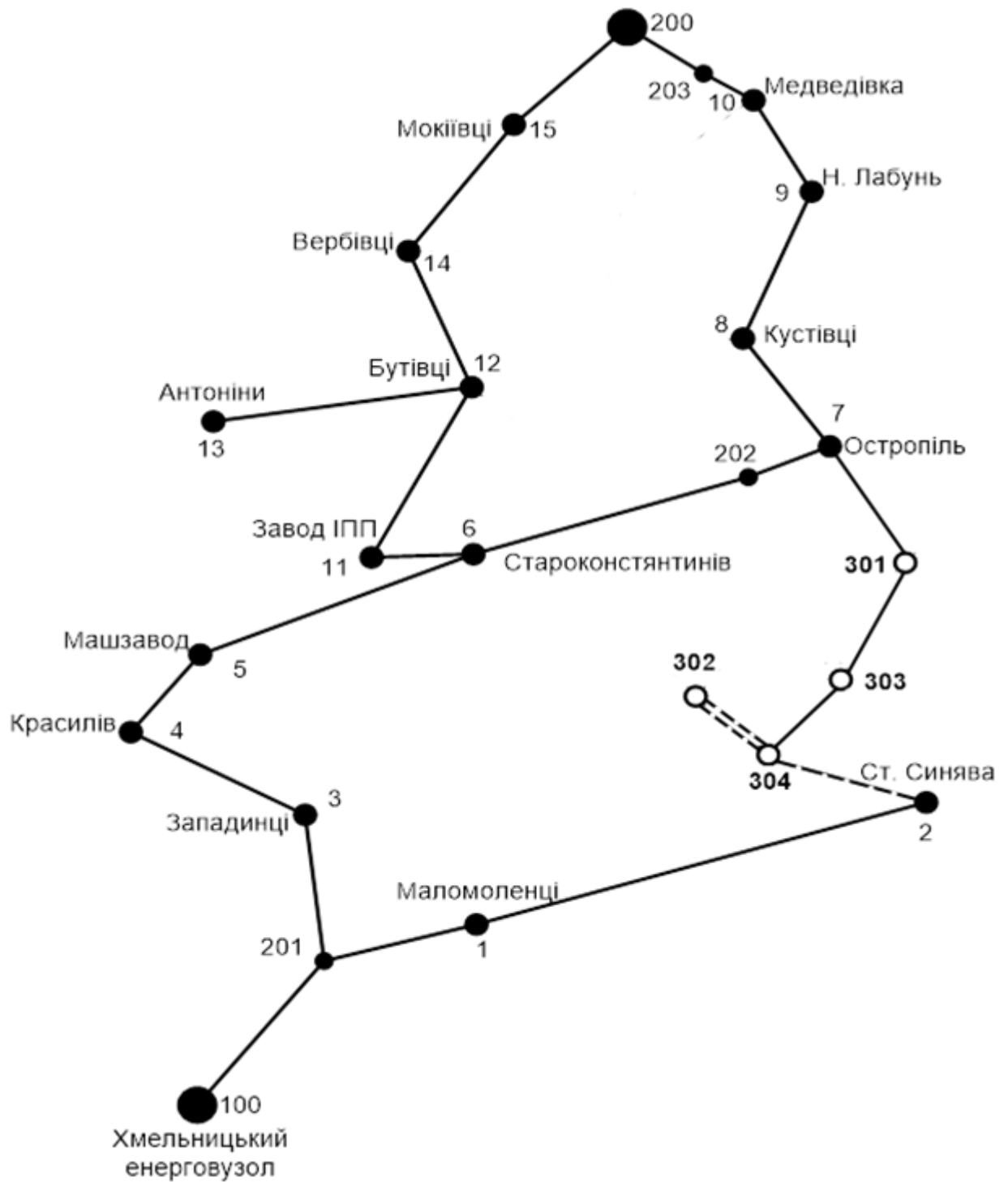


Рисунок 3.1 – Оптимальна послідовність розвитку ЕМ по роках згідно методу динамічного програмування



## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

### 4.1 Вибір трансформаторів

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 303 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{13,2}{2 \cdot 0,7} = 9,42 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{\text{за}} = \frac{S_{\text{нав}}}{S_{\text{ТН}} \cdot (n_m - 1)} \leq 1,4 \quad (4.2)$$

де  $S_{\text{ТН}}$  – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 303 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{\text{за}} = \frac{13,2}{10 \cdot (2 - 1)} = 1,32 \leq 1,4$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

У вузлах 301, 302 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
301	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	4.38	139	70
302	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
303	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

304	ТМН- 1000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	14.7	139	70
-----	------------------	----	-----------------------	-----	----	------	----	----	-----	------	-----	----

4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_n|}{n_n} ; \quad (4.2)$$

Час найбільших навантажень  $T_{нб} = 6100$ (год). Отже  $\alpha_T = 1,3$ , оскільки  $4000 < T_{нб} < 6000$  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;

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}$ , А	$I_E$ , А	Марка проводу
7-301	10,15(СЕС)	109,2	400	АС-240/39
301-303	25,02	207,48	400	АС-240/39
303-304	13,12	107,83	400	АС-240/39
304-302	12,6	109,2	125	АС-120/19
304-2	11,78	106,47	400	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволанцюгових лініях 2-304, а також пошкодження найбільш навантажених віток 7-301, 301-303 та 2-304. Були показані струми у нових вітках

після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19 та АС-240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	7-301	301-303	304-302 (один ланцюг)	2-304	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
7-301	0	81	80	165	165	605	АС-240/39
301-303	89	0	152	238	238	605	АС-240/39
303-304	37	82	79	162	162	605	АС-240/39
304-302	85	89	80	83	89	390	АС-120/19
2-304	167	254	78	0	254	605	АС-240/39

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 та АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 304-302, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для після аварійного, а провід АС-240/39 використати для контуру 7-301-303-304-2 тому, що економічний і після аварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ 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.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами 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. 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». Значну частину у вартості підстанції складає

вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301, 302, 303 та 2 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

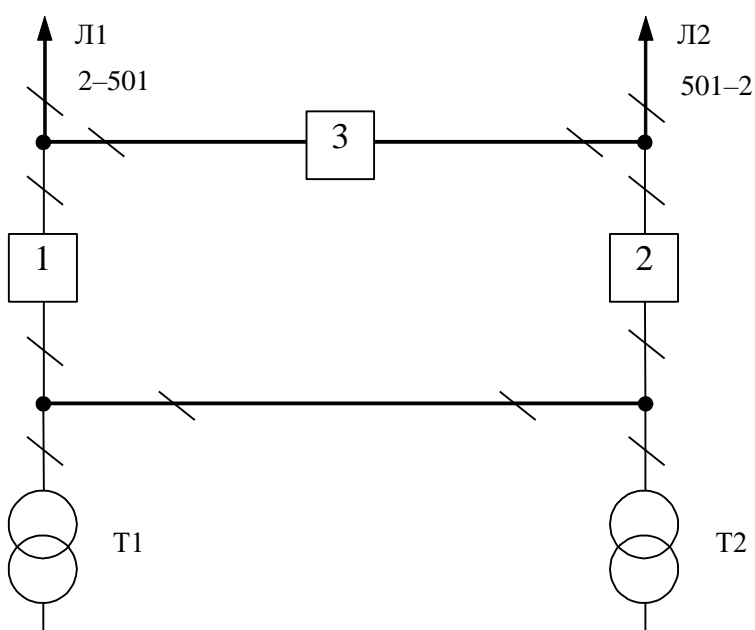


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 301, 302, 303 та 2

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальних підстанцій Остропіль (вузол 7) пропонується здійснити реконструкцію теперішніх схем: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

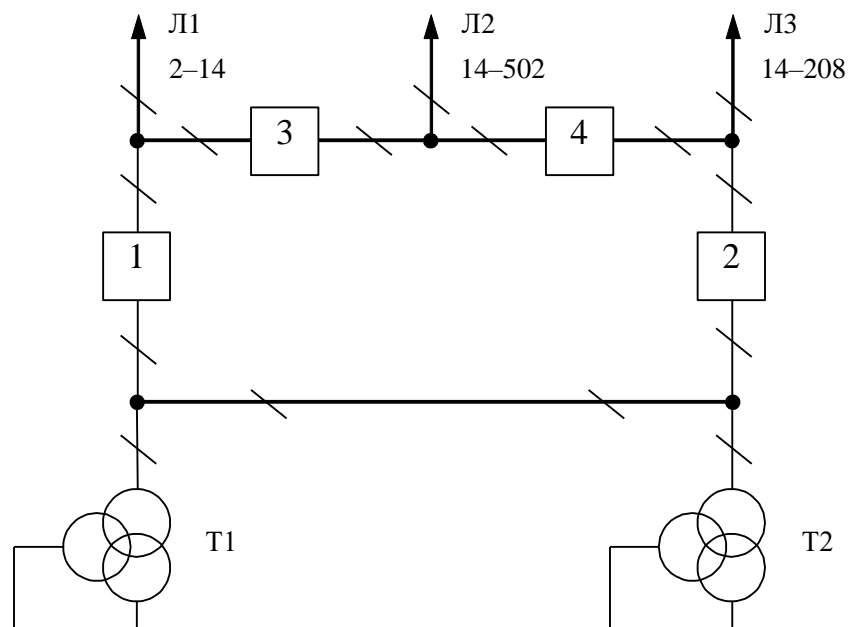


Рисунок 5.2– Схема вузлових підстанцій (вузол 7) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) необхідно здійснити підключення дволанцюгової ЛЕП, підключення кожного приєднання на різні секції робочих шин та встановити два вимикача.

### 5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 304 підходить чотири нових лінії, то для цього вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в

колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

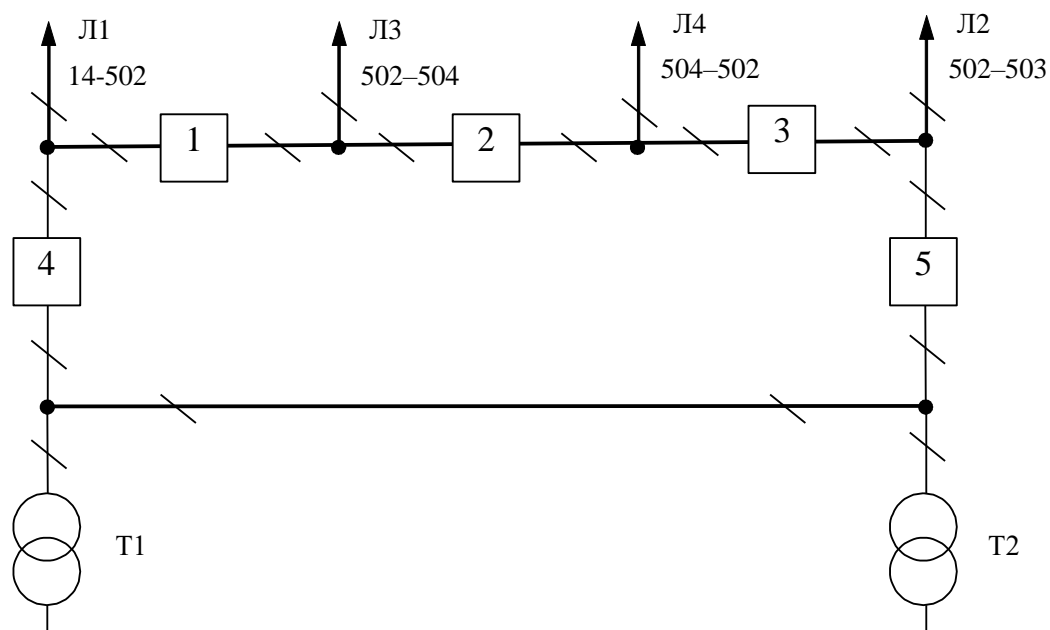


Рисунок 5.3 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

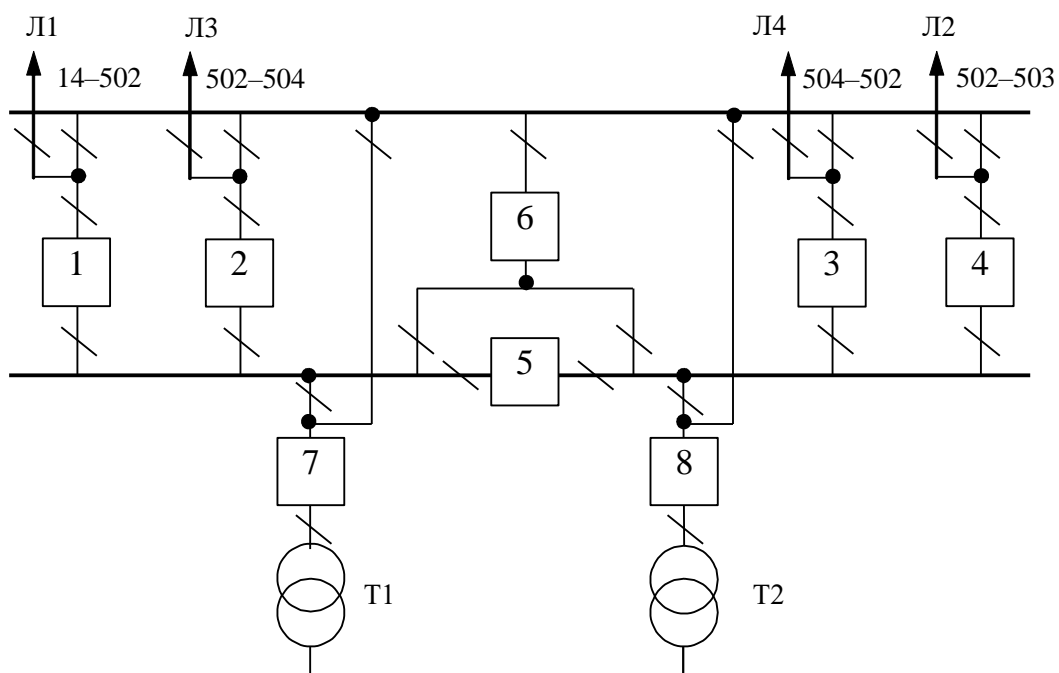




Рисунок 5.4 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

#### 5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + V_{\text{АРО}} + Z_{\text{б}} \quad (5.1)$$

де  $K$  – капіталовкладення на спорудження підстанції;

$V$  – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

$Z_{\text{б}}$  – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де  $n_B$  – кількість вузлів у схемі підстанції;

$C_0$  – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;

- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.5.4 – 5.5) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де  $P_a$ ,  $P_o$  – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ:  $P_a = 18\%$ ,  $P_o = 3\%$ ).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 502:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

## 5.5 Оцінювання надійності схем вузлової 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.

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

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 502) (рис.5.4 – 5.5).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ , які в даному випадку знаходяться як  $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$  (відн.од.).

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:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення  $i, j$  оцінюється наслідки відмов  $i$ -го елемента у  $j$ -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Наприклад:  $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$  1/рік.

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

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

де  $T_{PI} = 500$  год;

$$\text{Тоді } T_{B2PI} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_b = \sum T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де  $y_0$  – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ( $y_0 = 155$  грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$  – час максимальних навантажень ( $T_{н.б.} = 6100$  год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Z_{BI} = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 155 = 234,81 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{BII} = 0,087 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	5,2	1		2		0,000100
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			2		0,004410
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			1		0,002205
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			2		0,004410
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			1		0,002205
Л3,Л4,Т2; Т1	1	11,96			1		0,005072
Л4,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Л2,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л2,Л3	187,5	5,2			2		0,826956
Т1,Т2	187,5	11,96			2		1,901999
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,762574
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							234,818797

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	17,16		1		7	0,001021045
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,001021045
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,086789

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$З_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$З_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 502) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 301, 302, 303, 304 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 36,75 + 0,05 \cdot 36,75 = 34,91 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\Gamma}$  – 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

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{34,91}{0,95} = 36,75 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{36,75^2 - 34,91^2} = 11,475 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 18,49 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 18,49 = 1,849 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{ЛЕП7-301} = 103,49^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,4) = 0,317 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,317 + 0,385 + 0,33 + 0,452 + 0,656 = 2,143 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 18,49 + 1,849 - 11,475 - 2,143 = 6,72 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,49 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,475 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6,75 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 302.



## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

### 7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

У відповідних полях необхідно увести “N вузла”, “Назва вузла”, “ $U_n$ , кВ”, “ $P_n$ , МВт”, “ $Q_n$ , МВАр”.

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

У поля “Nпочат” та “Nкінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Ун/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

## 7.2 Виконання розрахунків усталених режимів ЕМ

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок

режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

### 7.3 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ

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.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

### 7.4. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів

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.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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
301	109,07	109,32	118,41
302	107,91	109,2	107,24
303	108,33	109,17	107
304	108,1	109,17	107,43

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
301	10,44	10,47	11,34
302	10,25	10,69	10,18
303	9,92	10,3	9,79
304	9,89	10,3	9,82

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

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:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

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 – 11 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Тд}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

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

$$\Delta U_{Т301} = \frac{(15 \cdot (7,95/2))}{109,07} = 0,405 \text{кВт}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т301б} = \frac{109,07 - 0,547}{10,5} = 10,33$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{Т301д} = 10,298$ , що відповідає десятій відпайці.

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

$$U_{НН301д} = \frac{109,07 - 0,547}{10,298} = 10,54$$

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
К <sub>Тб</sub>	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 трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,547	10,33	10,53	10	10,298	0,097
302	0,202	10,25	10,45	10	10,298	0,097
303	4,126	9,92	10,60	13	9,827	0,101
304	4,276	9,88	10,56	13	9,827	0,101

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304(додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

## 8 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:

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0.16$  – 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  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

де  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – 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:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (5400 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 7-301, 301-303, 303-304;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 301, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 7.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 2-304 та 304-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 302.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 186769,2 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.4. Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 62780,3 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.5, 8.6.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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

2.5	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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
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	2 од.	77,232	843,442	22,728	24,848	2	970,248	13,8
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
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
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>926,784</b>	<b>7365,593</b>	<b>213,372</b>	<b>226,86</b>	<b>24</b>	<b>8756,607</b>	<b>160,8</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

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	
<b>Всього</b>			<b>27,244</b>	<b>503,94</b>	<b>23,946</b>	<b>14,496</b>	<b>2</b>	<b>571,626</b>	<b>32</b>	
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0	
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0	

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51328,273</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,7	3,723	9384,072	615
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>846,883</b>	<b>15605,798</b>	<b>712,494</b>	<b>447,837</b>	<b>10,14</b>	<b>17623,149</b>	<b>1211</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>17623,149</b>						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
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	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	10 од.	386,16	3449,77	93,14	104,52	10	4043,59	69
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
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>772,32</b>	<b>5908,941</b>	<b>174,066</b>	<b>183,08</b>	<b>20</b>	<b>7058,406</b>	<b>133,2</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
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	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0

(ШОТ)									
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 – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51458,612</b>						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0



	трансформатора напруги 110 кВ									
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0	
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>1265,189</b>	<b>26098,062</b>	<b>1164,062</b>	<b>741,626</b>	<b>15,926</b>	<b>29285,443</b>	<b>1868,0</b>	
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>									
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9	
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11	4447,949	75,9	
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	
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>810,936</b>	<b>6253,918</b>	<b>183,38</b>	<b>193,532</b>	<b>21</b>	<b>7462,765</b>	<b>140,1</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84</b>	
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	

	трансформатора (чотири панелі)									
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>66359,251</b>						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>449,456</b>	<b>7534,626</b>	<b>347,322</b>	<b>218,020</b>	<b>4,570</b>	<b>8553,996</b>	<b>554,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>8553,996</b>						

Таблиця 8.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302):

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

	вбудованими трансформаторами струму									
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	
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>	
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 В:</b>									
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9	
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308	82,8	
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8	
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	
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>849,552</b>	<b>6598,895</b>	<b>192,694</b>	<b>203,984</b>	<b>22</b>	<b>7867,124</b>	<b>147</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0	
4.2.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52	
4.2.3	Установка компенсації реактивної потужності з	1 компл						1959,1		

	автоматичним регулюванням 6,75 МВАр										
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>4359,266</b>	<b>84</b>		
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>										
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		
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	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)										
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264</b>		
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>54226,43</b>								

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 34,4 = 49710,374 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 15,2 + 2072,336 \cdot 11,2 = 45175,212 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 186769,285 + 49710,374 = 236479,659 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 62780,426 + 45175,212 = 107955,638 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{п} = (K_{п/ст} \cdot R_{п\%})/100; \quad (8.10)$$

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

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

$$V_{л1} = (49710,374 \cdot 0,3)/100 = 149,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (45175,212 \cdot 0,3)/100 = 135,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (186769,285 \cdot 3)/100 = 5603,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (62780,426 \cdot 3)/100 = 1883,4 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7–301, 301-303,303-304 П/ст:7,301,303,304	1,42	2,15	3570
2	ЛЕП:2–304,304–302 П/ст:2,302	1,93	3,08	5010



Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 149,1 + 5603,1 + 3570 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5758,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 135,5 + 1883,4 + 5010,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2027,2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (11,88 + 12,28) \cdot 6100 = 147376 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_{1\text{сес}} = 15 \cdot 1200 = 18000 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_2 = (12,59) \cdot 6100 = 76799 \text{ МВт}\times\text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 18000 + 1,65 \cdot 0,12 \cdot 147376 - 5758,1 = 34654,3 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 76799 - 2027,2 = 13179 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{34654,3/(1 + 0.16) + 13179/(1 + 0.16)^2}{236479,659/(1 + 0.16) + 107955,638/(1 + 0.16)^2} = 0,139$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки  $E_a$  більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,139 = 7,2 \text{ року.}$$

## 9 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.

Діагностика електрообладнання займає все більш важливе місце в сучасній електроенергетичній галузі України та Росії, що диктується, насамперед, необхідністю продовження терміну служби або інтервалу часу безаварійної роботи силового електрообладнання. Знос основних фондів електроенергетики давно вже перевалив за 50%. В даний час галузь не має ні фінансовими, ані технічними можливостями в найкоротші терміни замінити обладнання, яке вичерпало свій нормативний ресурс. Щорічний приріст парку електрообладнання з наднормативним терміном служби значно перевищує приріст знову вводиться обладнання, зважаючи на це використання системи планово-попереджувальних ремонтів для підтримки необхідної експлуатаційної готовності обладнання стає все більш складним. До переходу до ремонту в залежності від фактичного стану підштовхує бурхливий розвиток засобів і методів технічної діагностики.

В електроенергетичній галузі назріла проблема створення системи технічної діагностики, яка дозволила б вирішити проблему організації ремонтів електрообладнання відповідно до його станом. Крім того, необхідність підвищення експлуатаційної безвідмовності працюючого електроустаткування, в умовах, що склалися, за рахунок виявлення дефектів, прогнозування їх розвитку, представляється актуальним завданням [1].

В якості фундаменту для побудови ефективної системи діагностування повинні застосовуватися такі засоби і методи діагностики, які мають досить високою інформативністю, технічним і нормативним забезпеченням, а також мають гнучку методологічну базу прийняття рішень. Поряд з традиційними методами контролю, за останнє десятиліття, знайшли застосування сучасні високоефективні способи діагностики, що забезпечують виявлення дефектів електрообладнання на ранній стадії їх розвитку і дозволяють контролювати досить широкий перелік параметрів.

### 9.1. Завдання технічного діагностування

В даний час на сучасних вітчизняних і зарубіжних електростанціях, підстанціях і в електричних мережах експлуатується значна кількість зношеного електрообладнання. Наприклад, в США за станом на 1997р. близько 65% силових трансформаторів відпрацювали більше 25 років, в Росії знос основних фондів електроенергетики становить близько 50%[\[2,3\]](#). Станом на кінець 2005 р. середній термін експлуатації електрообладнання України вже перевищує половину проектного, що призводить до зниження надійності його функціонування, зростанню аварійності.

Існуюча у вітчизняній електроенергетиці система планово-попереджувальних ремонтів електрообладнання [\[2,3\]](#) не завжди виправдана, оскільки вона не враховує його реальне технічний стан, і часто вимагає виведення з роботи працездатного обладнання.

Тому виникає необхідність розробки нових технологій і практичних методів, що забезпечують ефективне технічне обслуговування та ремонт електрообладнання за технічним станом. Це в свою чергу зумовлює розвиток існуючих методів і засобів контролю для отримання діагностичної інформації, розробки математичних моделей і алгоритмів оцінки технічного стану електрообладнання, що становлять основу експертної системи прийняття рішень [\[2,4\]](#).

У загальному випадку експертна система оцінки технічного стану електрообладнання визначає наступне: чи знаходиться обладнання в нормальному стані, що не вимагає будь-якого втручання; чи потрібно додаткову увагу з боку персоналу або прискорений контроль параметрів обладнання; чи необхідно виконання додаткових вимірювань, випробувань та інших профілактичних заходів з відключенням і без відключення; чи потрібно проведення ремонтів, модернізації, полегшення режимів роботи або висновок електрообладнання з роботи.

Для оцінки технічного стану електрообладнання можна використовувати автоматичний класифікатор, побудований на основі нечітких алгоритмів і

дозволяє на основі параметрів стану віднести об'єкт діагностування до одного з класів технічного стану [4].

Стан силового електрообладнання характеризується великою кількістю параметрів стану (ознак), значення яких можна отримати використовуючи штатні засоби вимірювання або ж шляхом проведення додаткових випробувань на працюючому або відключеному обладнанні. При великому числі параметрів стану, побудова нечіткої бази знань експертної системи стає важкоздійснюваним завданням.

## 9.2. Функції та параметри діагностування

Діагностика технічного стану електрообладнання може здійснюватися як спеціальними приладами, якими виробляються прямі вимірювання електричних параметрів контрольованих об'єктів традиційними методами, так і приладами для вимірювання непрямих характеристик електрообладнання, наприклад температури поверхні, на безконтактному вимірюванні який заснований теплової неруйнівний контроль – тепловизионная діагностика, але всі процеси діагностування технічних об'єктів включає в себе наступні функції:

- оцінка технічного стану об'єкта;
- виявлення і визначення місця локалізації несправностей;
- прогнозування залишкового ресурсу об'єкта;
- моніторинг технічного стану об'єкта.

Під діагностичними параметрами розуміють репрезентативні параметри, за якими можна судити про стан об'єкта Розрізняють прямі і непрямі діагностичні параметри. Перші безпосередньо характеризують стан об'єкта, а другі пов'язані з прямими параметрами функціональною залежністю [4].

При функціональній діагностики об'єкта в процесі його роботи – поряд з окремо розглянутими параметрами – можуть використовуватися також як ознака стану функціональні зв'язки (функціональні залежності) параметрів.

## 9.3. Методи діагностування

Залежно від технічних засобів і діагностичних параметрів, які використовують при проведенні діагностування, можна скласти наступний неповний список методів діагностування:

- органолептичні методи діагностування;
- вібраційні методи діагностування;
- акустичні методи діагностування;
- теплові методи;
- трібодіагностика;
- діагностика на основі аналізу продуктів зносу в продуктах згоряння;
- метод акустичної емісії;
- радіографія;
- магнітопорошковий метод;
- вихрострумний метод;
- ультразвуковий контроль;
- капілярний контроль;
- методи параметричної діагностики;
- електродіагностичний контроль.

Сфера застосування – електродвигуни, електромагнітні клапани, котушки, кабелі, трансформатори. Розрізняють статичні і динамічні випробування електроагрегатів;

специфічні методи для кожної з областей техніки (наприклад, при діагностуванні гідроприводу широко застосовується статопараметричний метод, заснований на аналізі задроселірованого потоку рідини; в електротехніці застосовують методи, засновані на аналізі параметрів електричних сигналів, в складних багатокомпонентних системах застосовують методи діагностування по стохастичним відхиленням параметрів від їх усереднених значень і т. д.).

Розглянемо більш докладно всі методи діагностування.

#### 9.4 Органолептичний метод діагностування

Органолептичні методи діагностування засновані на використанні органів чуття людини.

Візуальний огляд, контроль температури і візуалізація механічних коливань входять в список органолептичних методів діагностування та контролю роботи обладнання. Вони є досить ефективними і не вимагають матеріальних витрат, так як в ролі діагностичного «приладу» в даному випадку виступає людина.

Контроль температури є важливим аспектом оцінки технічного стану механічного обладнання. До 95% всіх форм енергії, створюваної і переданої машинами прямо або частково, перетворюється на теплову енергію. Параметром теплового діагностування є температура, що відображає перебіг робочого процесу і розвиток цілого ряду несправностей.

Температура нагріву корпусів механізмів як діагностичний параметр має дві особливості: поява деяких видів несправностей викликає підвищення температури корпусу механізму; інерційність нагріву металевих деталей, корпусів і опор не дозволяє використовувати даний параметр для визначення раптових відмов і зароджуються пошкоджень. Правила технічної експлуатації регламентують граничну температуру корпусів підшипників, яка не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більше ніж на 40°C і бути не вище 60-80°C. Для деяких механізмів, що мають циркуляційних систем мастила або охолодження, оцінюють різницю температур масла або води на виході і вході. Це дозволяє контролювати теплові процеси, загальний стан обладнання, а також ступінь його погіршення. Зазвичай різниця температур на виході і вході не повинна перевищувати 5-10°C.

#### 9.5 Вібраційний метод діагностування

Вібраційні методи діагностування засновані на аналізі параметрів вібрацій технічних об'єктів.

Вібраційна діагностика – метод діагностування технічних систем і устаткування, заснований на аналізі параметрів вібрації, або створюваної

працюючим обладнанням, або є вторинною вібрацією, зумовленої структурою досліджуваного об'єкта.

Вібраційна діагностика, як і інші методи технічної діагностики, вирішує завдання пошуку несправностей та оцінки технічного стану досліджуваного об'єкта.

При вібраційній діагностиці як правило досліджуються тимчасові сигнали або спектр вібрації того чи іншого обладнання. Також застосовується кепстральний аналіз (кепстра – анаграма слова спектр).

При вібраційній діагностиці аналізуються віброшвидкість, вібропереміщення, віброприскорення [6].

В якості діагностичних параметрів можуть виступати наступні:

ПМК – максимальне значення сигналу на даному інтервалі часу;

СКЗ – середнє квадратичне значення (діюче значення) сигналу для розглянутої смуги частот;

ПМК-фактор – ставлення параметра ПМК до СКЗ;

ПМК-ПМК – (Розмах) різниця між максимальним і мінімальним значенням сигналу на даному інтервалі часу;

SPM – метод ударних імпульсів, заснований на використанні спеціального датчика з резонансною частотою 32 кГц і алгоритму обробки ударних хвиль малої енергії, що генеруються підшипниками кочення внаслідок зіткнень і змін тиску в зоні кочення цих підшипників (Едвін Сєхль, SPM Instrument, Швеція, 1968р.);

EVAM – Абревіатура EVAM є скороченням від "Evaluated Vibration Analysis Method", що в перекладі означає "Метод аналізу вібрації з оцінкою стану". Метод EVAM® об'єднує в собі різні загально визнані методики аналізу вібросигналів разом з програмними засобами практичної оцінки стану обладнання на основі результатів такого аналізу. Підтримується програмно і апаратно, як і метод SPM, обладнанням і ПО виробництва фірми SPM Instrument AB (Швеція);

SPM-M: пік-фактор на резонансній частоті акселерометра (ТОВ біфорії) (1980р.);



RPF: пік-фактор вищих частот вібрації механізмів (1982р.);

VCC – контроль ступеня кондиції мастила (1995р.);

ARP: розподіл амплітуд імпульсів сухого тертя у вузлах машин (2001р.);

Entropy – вібраційно-ентропійна оцінка стану вузлів машин (2002р.).

З датчиків вібрації найбільш часто застосовуються акселерометри (віброперетворювачі прискорення) п'єзоелектричні датчики.

Найбільшого розвитку метод отримав при діагностуванні підшипників кочення. Також вібраційний метод успішно застосовується при вібровипробування виробів та діагностиці колісно-редукторних блоків на залізничному транспорті.

Заслужують на увагу віброакустичні методи пошуку витоків газу і в гідрообладнанні. Суть цих методів полягає в наступному. Рідина або газ, дроселюючи через щілини і зазори, створює турбулентність, що супроводжується пульсаціями тиску, і, як наслідок, в спектрі вібрацій і шуму з'являються гармоніки відповідних частот. Аналізуючи амплітуду цих гармонік, можна судити про наявність (відсутність) течей [7].

Інтенсивний розвиток методу в останні роки пов'язано із здешевленням електронних обчислювальних засобів і спрощенням аналізу вібраційних сигналів [8].

Переваги методу:

метод дозволяє знаходити приховані дефекти;

метод, як правило, не вимагає складання-розбирання обладнання;

малий час діагностування;

можливість виявлення несправностей на етапі їх зародження;

зниження очікуваного ризику виникнення аварійної ситуації при експлуатації обладнання.

Недоліки:

особливі вимоги до способу кріплення датчика вібрації;

залежність параметрів вібрації від великої кількості факторів і складність виділення вібраційного сигналу обумовленого наявністю несправності, що вимагає глибокого застосування методів кореляційного і регресійного аналізу;

точність діагностування в більшості випадків залежить від числа згладжених (усереднених) параметрів, наприклад, числа оцінок SPM.

#### 9.6 Акустичний метод діагностування

З датчиків сигналів (часткових розрядів) ЧР (електричні, електромагнітні, акустичні) велике застосування отримали акустичні. Акустичний метод діагностування, заснований на аналізі параметрів звукових хвиль, що генеруються технічними об'єктами та їх складовими частинами.

Електричні датчики здатні дати наближену локалізацію джерела сигналів ЧР, засновану тільки на порівнянні інтенсивностей сигналів в різних точках обладнання (трансформатора). Для локалізації дефекту зазвичай використовують акустичні датчики, які хоч і мають значно меншу чутливість, але, завдяки порівняно низькій швидкості поширення акустичних сигналів (час проходження звукової хвилі значно більше, ніж тривалість електричного імпульсу), дозволяють провести досить точну локалізацію джерела сигналів усередині трансформатора (в просторі). Акустичні датчики практично не схильні зовнішніх перешкод на підстанції. Вимірювання сигналів ЧР в реальних умовах експлуатації хоча і стикається з певними труднощами, але є цілком розв'язуваною завданням. В даний час успішно випробувана на силовому обладнанні підстанцій практично всіх класів напруг і потужностей система СКІ-2. Вона використовувалася як при одноразових вимірюваннях, так і в режимі безперервного автоматичного моніторингу. Апаратура надійно реєструє сигнали ЧР з рівнями 50-500 пКл навіть в умовах дуже сильних перешкод високої інтенсивності з амплітудою, що досягає 15 пКл. У Росії освоєний комплект для акустичного визначення рівня часткових розрядів на базі акустичного приймача LDA 5 / S компанії «Intereng Messtechnik». За допомогою його визначаються місця часткових розрядів в трансформаторах,

вимикачах, перетворювачах струму і напруги. Кращі результати діагностування можна отримати при використанні методу ЧР і дефектоскопа «Філін-6».

### 9.7 Тепловий метод

Метод інфрачервоної термографії. Втрати електричної енергії на нагрів елементів і вузлів електрообладнання в процесі експлуатації залежать від їх технічного стану. До теплового методу так само відноситься метод діагностування, заснований на використанні тепловізорів.

Вимірюючи інфрачервоне випромінювання, обумовлене нагріванням, можна зробити висновки про технічний стан електрообладнання. Невидиме інфрачервоне випромінювання за допомогою тепловізорів перетвориться у видиме людиною сигнал. Даний метод дистанційний, чутливий, що дозволяє реєструвати зміни температури в частки градуса. Тому його показання сильно схильні впливає факторам, наприклад, відбиває здатності об'єкта вимірювання, температурі і станом навколишнього середовища, так як запиленість і вологість поглинають інфрачервоне випромінювання, та інші.

### 9.8 Трібодіагностическій метод

Трібодіагностика – аналіз складу масла (продуктів зносу, окислення і забруднення сторонніми речовинами). Це один з найефективніших методів діагностики стану тертьових деталей механізмів. Трібодіагностика стосовно до машинного обладнання являє собою оцінку його технічного стану за складом і концентрації продуктів зносу в робочому маслі за допомогою спеціальних приладів та обладнання (аналізаторів масла, атомно-емісійних та ІЧ спектрометрів, рентгено-флюорисцентних аналізаторів і т.д.). Аналіз проб масла на даному обладнанні дозволяє визначити концентрацію в ньому того чи іншого елемента, з якого зроблені деталі механізму, що піддаються тертю. Знаючи цю величину, визначають усереднений знос відповідної деталі і роблять висновок про необхідність проведення ремонтних робіт.

Трібодіагностика – це перспективний превентивний метод оцінки стану машинного обладнання, що дає достовірні дані про його робочому стані і ступеня

зносу. Однак на сьогоднішній день даний метод не отримав широкого розповсюдження у промисловості. Трібодіагностика в якості повсякденної практики поки використовується тільки для обслуговування газотурбінних двигунів. Але перспективно її застосування для оцінки працездатності підшипників кочення і інших вузлів машин.

#### 9.9 Діагностика на основі аналізу продуктів зносу в продуктах згоряння

Відомо, що руйнування деталей проточної частини ГПА, що викликається перегрівом, газовою корозією, абразивним зносом, супроводжується виносом з ГПА разом з газовим потоком найдрібніших частинок металу. Початок руйнування і його характер, можна визначити, реєструючи наявність продуктів зносу та їх склад. Звідси розглянутий метод аналогічний методу діагностики з аналізу продуктів зносу в маслі. Вирішення цього завдання базується на застосуванні імпульсного методу з лазерним джерелом для визначення концентрації в газовому турбулентному потоці. Експериментально показано, що метод дозволяє проводити миттєві (протягом 10-14 с) і одночасні вимірювання локальних концентрацій у сумішах в багатоатомних газах. Визначення складу та концентрації продуктів зносу проводять в процесі аналізу складу проб продуктів згоряння, взятих з вихлопного тракту ГПА. Недолік даного методу пов'язаний з його трудомісткістю і дискретністю контролю технічного стану. Перспективність ж його пов'язана з тим, що цей метод є досить ефективним для діагностування такого важливого вузла, як камера згоряння ГПА, в даний час найменш охопленого діагностуванням.

#### 9.10 Метод акустичної емісії

Для контролю широко застосовуються всі види і діапазони випромінювання. Метод акустичної емісії працює в звуковому діапазоні. Відомий метод контролю оптичного випромінювання ПР за допомогою електронно-оптичного дефектоскопа. Він заснований на реєстрації просторово часового розподілу яскравості світіння і визначенні за її характером дефектних ізоляторів. Для цих же цілей з різною ефективністю застосовують радіотехнічний і ультразвуковий

методи, а також метод контролю ультрафіолетового випромінювання за допомогою електронно-оптичного дефектоскопа «Філін».

#### 9.11 Радіографічний метод

Контроль заснований на проникненні гамма і рентгенівських променів крізь матеріали, метод широко застосовується в неруйнівному контролі. Використовується для визначення внутрішніх дефектів в металі і обладнанні.

За допомогою радіографічних методів перевірки розподільного пристрою на наявність зносу і дефектів компанія АВВ заощадила американському замовнику 38 днів простою, потрібних на профілактичне обслуговування 26 автоматичних вимикачів, причому витрати на цю перевірку склали менше половини звичайної вартості подібного техобслуговування. Наприклад, при перевірці автоматів на напругу 35-145 кВ звичайним методом потрібно два дні, а радіографіческая дефектоскопія дозволяє виконати цю роботу за дві години. Якщо ж взяти автоматичний вимикач на 550 кВ, то буде потрібно відповідно п'ять днів і чотири години. Основною перевагою радіографії є можливість залишити елегаз в розподільчому пристрої, а не відкачувати його, як це має місце при звичайній перевірці.

#### 9.12 Магнітопорошковий метод контролю

Магнітопорошковий метод – один з найпоширеніших, надійних і продуктивних методів неруйнівного контролю поверхонь виробів з феромагнітних матеріалів в їх виробництві та експлуатації.

МПК – один з чотирьох класичних методів неруйнівного контролю, а також один з найбільш старих методів НК, пов'язаних із застосуванням приладів і дефектоскопічних матеріалів для НК. Перші дослідження описали феномен полів магнітного розсіювання і пояснили їх значення. Згодом були зроблені спроби знайти застосування цьому явищу і ввести його в технічну практику. У 1868 році англієць Саксбі застосував компас для визначення дефектів в гарматних стовбурах. У 1917 році американець Хок застосував залізні ошурки для виявлення тріщин в сталевих деталях.

Суть методу така: магнітний потік в бездефектній частині виробу не змінює свого напрямку; якщо ж на шляху його зустрічаються ділянки зі зниженою магнітною проникністю, наприклад, дефекти у вигляді розриву суцільності металу (тріщини, неметалеві включення і т.д.), то частина силових ліній магнітного поля виходить з деталі назовні і входить в неї назад, при цьому виникають місцеві магнітні полюси (N і S) і, як наслідок, магнітне поле над дефектом. Так як магнітне поле над дефектом неоднорідне, то на магнітні частинки, що потрапили в це поле, діє сила, яка прагне затягнути частинки в місце найбільшої концентрації магнітних силових ліній, тобто до дефекту. Частинки в області поля дефекту намагнічуються і притягуються один до одного як магнітні диполі під дією сили так, що утворюють ланцюгові структури, орієнтовані по магнітним силовим лініям поля.

Метод магнітопорошкового контролю призначений для виявлення тонких поверхневих і підповерхневих порушень суцільності металу – дефектів, що поширюються вглиб виробів. Такими дефектами можуть бути тріщини, волосовини надриви, флок, непровари, пори. Найбільша вірогідність виявлення дефектів досягається у випадку, коли площина дефекту становить кут  $90^\circ$  з напрямком намагнічує поле (магнітного потоку). Зі зменшенням цього кута чутливість знижується і при кутах, істотно менших  $90^\circ$  дефекти можуть бути не виявлені.

### 9.13 Вихрострумний метод діагностування

Вихрострумний метод заснований на аналізі взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, що наводяться збудливою котушкою в електропровідному об'єкті контролю. Вихрострумний метод дозволяє виявляти дефекти типу несплошностей, що виходять на поверхню або залягають на невеликій глибині, а також тріщини, розшарування, неметалеві включення і т.д.

Вихрострумний контроль знаходить застосування для аналізу електропровідних матеріалів: метали, напівпровідники, графіт, сплави, а також

неферромагнетікі. Застосовується, в основному, для пошуку тріщин і корозійного розтріскування під напругою (КРН) на газонафтопроводів.

#### 9.14 Ультразвуковий метод діагностування

Ультразвуковий контроль також найбільш поширений метод, цей метод можна розділити на ультразвукову дефектоскопію (УЗД) та ультразвукове товщинометрії (УЗТ). Ультразвукова дефектоскопія використовується, як правило, для контролю зварних швів і основного металу обладнання з метою пошуку різних дефектів як підповерхневих, так і внутрішніх. Використовувана частота 2,5 або 5 МГц. Ультразвукова товщинометрія використовується для вимірювання товщини феромагнітних матеріалів за допомогою ультразвукових хвиль. Існує також метод довгохвильової хвилі, але він діє на обмеженій дистанції і широкого застосування не має.

#### 9.15 Капілярний метод діагностування

Капілярні методи контролю призначені для виявлення поверхневих дефектів в об'єктах контролю. Вони засновані на капілярному проникненні індикаторних рідин (пенетрантів) в порожнині дефектів матеріалу об'єкта контролю та реєстрації утворюються індикаторних малюнків.

Капілярний метод заснований на штучному підвищенні світло-і кольороконтрастної дефектів щодо неушкодженого ділянки. Методи капілярної дефектоскопії дозволяють виявляти неозброєним оком тонкі поверхневі тріщини та інші несплошності матеріалу, що утворюються при виготовленні та експлуатації різних об'єктів.

4. Діагностика стану електрообладнання електростанцій і підстанцій за допомогою засобів інфрачервоної техніки на практиці

Оцінка фактичного стану силового електрообладнання за результатами діагностичних вимірів – дуже складна і актуальне завдання. Значна частина електричного обладнання станцій, підстанцій, системи передачі і розподілу електроенергії виробила свій ресурс, але продовжує експлуатуватися, оскільки на

його заміну потрібні великі фінансові кошти. У зв'язку з цим з кожним роком зростають витрати на проведення комплексних обстежень та діагностики.

В останні десятиліття великого поширення отримують методи контролю параметрів силових трансформаторів під робочою напругою. До методів безперервного контролю і вимірюваним «on-line» параметрам силових трансформаторів, які можуть бути реалізовані в системах моніторингу, можна віднести контроль величини  $\tan\delta$  ізоляції вводів; вимірювання температури верхніх шарів масла, струму навантаження, напруги з ПН вводів, тиску масла у введенні, вологовмісту масла, вмісту розчинених у маслі газів за допомогою спеціальних датчиків; вимір рівня ві Брацило з метою оцінки стану запресовування обмоток, стану муздраттеатру, системи охолодження; моніторинг рівня часткових розрядів (ЧР) в ізоляції вводів і обмоток та ін. Перераховані вище методи мають різну ступінь достовірності та інформативності.

Метод тепловізійного контролю за допомогою засобів інфрачервоної діагностики та хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі (ХАРГ), що виконуються у відповідності з керівними документами «Обсяг і норми випробувань електроустановки» (ОНІЕ), дозволяють виявити цілий ряд різних дефектів високовольтного електроустановки (ЕО). Про тепловидення і його застосуванні для контролю стану електрообладнання відомо кілька десятків років [11,12]. Тепловізійний контроль є одним з основних напрямків розвитку високоефективної системи технічної діагностики, яка забезпечує можливість контролю теплового стану обладнання та споруд без виведення їх з роботи, виявлення дефектів на ранній стадії розвитку, скорочення витрат на технічне обстеження за рахунок прогнозування термінів і обсягу ремонтних робіт [13]. Тепловізійний контроль проводиться для з'ясування теплового стану роз'єднувачів, трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), розрядників і обмежувачів перенапруги (ОПН), конденсаторів зв'язку, масляних і повітряних вимикачів, ошиновки розподільних пристроїв (РУ), якості пайки обмоток статора турбогенераторів при ремонтних



роботах, високовольтних вводів силових трансформаторів, систем охолодження трансформаторів, електродвигунів, генераторів тощо. Ведеться також контроль стану димових труб і газоходів на теплових електростанціях, виявлення місць присосов холодного повітря і т.д. В енергосистемі «Самараенерго» тепловізійний контроль проводився за допомогою засобів інфрачервоної техніки типу «INFRAMETRIKS-740» і «ІРТІС». В [13] торкнулися питання застосування тепловізійних приймачів для виявлення дефектних пайок з'єднувальних голівок стрижнів обмотки статора турбогенераторів (ТГ) в процесі експлуатації. В даному розділі розглянуті питання використання тепловізійних приймачів як засоби контролю якості пайки з'єднувальних голівок стрижнів статорних обмоток ТГ із застосуванням твердих припоїв при їх ремонтах. Тепловізійний контроль проводиться при відкритих лобових частинах обмотки статора з виведеним ротором і попереднім нагріванням від джерела постійного струму (наприклад, резервного збудника) струмом величиною порядку 1000 А. При цьому, необхідною умовою ефективності обстеження головок стрижнів обмотки статора є наявність перевищення температури обмотки генератора над температурою довкілля турбінного цеху.

Слід зазначити наступний важливий момент: для забезпечення можливості зіставлення результатів вимірювань величини надлишкової температури  $T$ , виконаних на ТГ різних типів і потужностей, необхідно виконання вимоги щодо забезпечення однакової щільності струму в прогрівається обмотці. Однак у розглянутих у статті випадках ремонту ТГ цей параметр не контролювався. При подальших ремонтах ТГ це передбачається робити. Крім тепловізійного контролю, існує і застосовується для контролю пайок гідрогенераторів (сотні головок) струмовихровий метод, але в даній статті він не розглядається.

Максимальна відміна величини опору постійному струму між гілками обмотки статора ТГ не повинно перевищувати 5%, а відхилення від паспортного значення не більше 2% [11]. Турбогенератор ТГ-6 Тольяттінської ТЕЦ типу ТВФ-60-2, (рік випуску 1967, капремонт з повною перемоткою обмоток 1991)

перебував у тривалому резерві. Результати вимірювання опору постійному струму обмоток статора показали, що максимальне відміну  $\Delta R_{\max}$  міжветвями склало 6,8% (між гілками A1 і A2 фази A). Таким чином,  $\Delta R_{\max}$  між гілками A1 і A2 фази A перевищував допустимий ОНІЕ рівень в 5%. Тепловізійне обстеження лобових частин обмотки статора 17.03.2000 р показало підвищений нагрів місць пайок в семи точках з надмірною температурою  $\Delta T$  в діапазоні від 4,1 до 6,6°C в порівнянні з сусідніми «холодними» (реперними) точками (рис. 1, 2). Із семи точок дві точки припадають на гілку A2 фази A, яка має підвищений омичний опір  $\Delta R_{\max} = 6,8\%$  (між гілками) (рис. 9.1).

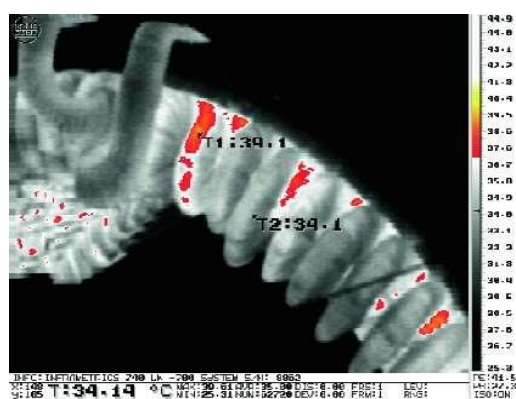


Рисунок 9.1 – Термограма 17.03.2000 р. Генератора 6 ГТ Те ТЕЦ. Вид з боку збудника в районі 1-ї години (до 1-й перепайки),  $\Delta T = 5^{\circ}\text{C}$  ( $\Delta R_{\max} = 6,8\%$  між гілками A1 і A2 фази A)

На підставі цих результатів проведена перепайка стрижнів гілки A2 фази A обмотки статора ТГ в точках, зазначених на рис. 1 і 2.  $\Delta R_{\max}$  між гілками A1 і A2 фази A склало 5,07%. Після 1-й перепайки відзначено зниження омичного опору  $\Delta R$  на фазі A на 1,8%.  $\Delta R_{\max}$  між гілками A1 і A2 фази A раніше перевищував допустимий ОНІЕ рівень в 5%.

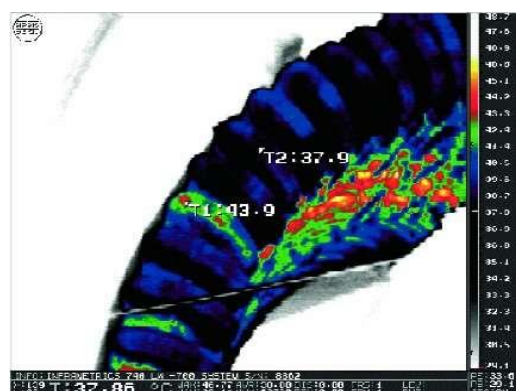


Рисунок 9.2 – Термограма 17.03.2000 р. Генератора 6 ГТ Те ТЕЦ. Вид з боку турбіни в районі 11-ти годин (до 1-й перепайки),  $\Delta T = 6$  оС ( $\Delta R_{\max} = 6,8\%$  між гілками A1 і A2 фази А)

Повторне тепловізійне обстеження 30.03.2000 р. показало підвищений нагрів двох головок в гілці A2, що має максимальне відхилення  $\Delta R_{\max}$ . Надлишкова температура  $\Delta T$  в районі цих двох точок склала від 5 до 7,6°С (рис. 3, 4). Тобто, було виявлено, що тепловий стан головки гілки A2 на рис. 3 (до 1-й пайки на рис. 1), а відповідно і якість її пайки, погіршився.



Рисунок 9.3 – Термограма 30.03.2000 р. Генератора 6 ГТ Те ТЕЦ. Вид з боку збудника в районі 1-ї години (після 1-й перепайки),  $\Delta T = 7,6$ °С ( $\Delta R_{\max} = 5,07\%$  між гілками A1 і A2 фази А)

Тому 3.04.2000 р. проведена перепайка двох з'єднувальних головок в гілці A2 фази А (див. Рис.9. 3, 9.4). Виявлений дефект пайки головки гілки A2 (див. Рис. 3). Далі  $\Delta R_{\max}$  між гілками A1 і A2 зменшилася і склала 4,4%, що відповідає допустимим нормам по ОНІЕ [11].

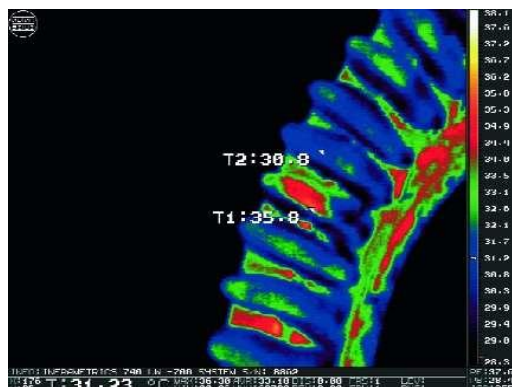


Рисунок 9.4 – Термограма 30.03.2000 р. Генератора 6 ГТ Те ТЕЦ. Вид з боку турбіни в районі 10-ти годин (після 1-й перепайки),  $\Delta T = 5^{\circ}\text{C}$  ( $\Delta R_{\text{max}} = 5,07\%$  між гілками A1 і A2 фази A)

Турбогенератор ТГ-4 ТЕЦ ВАЗ типу ТВФ-120-2 (рік випуску 1970) відключився від мережі дією поперечної диференціальної захисту генератора. Причиною спрацювання захисту стало порушення пайки сполучної голівки гілки С2 фази С обмотки статора (обрив гілки). Попереднє вимірювання опору постійному струму обмоток статора показало, що максимальне відміну  $\Delta R_{\text{max}}$  між гілками становить 3,49%. Максимальне відхилення від заводських даних становило 2,2% на гілки С2. Після перепайки обмотки статора 3.03.2000 р було проведено тепловізійне обстеження стану якості пайок головок стрижнів обмотки статора. Результати вимірювань вказали на підвищений нагрів місць пайок на гілки С2 в точках  $\Delta T$  в діапазоні від 3,6 до 3,9 $^{\circ}\text{C}$  (рис. 5, 6). Після перепайки максимальне відміну  $\Delta R_{\text{max}}$  між гілками склало 3,1%, від заводських даних – 1,8% на гілки С1, що відповідає допустимим нормам по ОНІЕ [11]. За результатами тепловізійного обстеження ТГ6 ТоТЕЦ, ТГ-4 ТЕЦ ВАЗ і ТГ-2 Сизранський ТЕЦ була побудована залежність максимального відмінності по опору постійному струму обмоток статора  $\Delta R_{\text{max}}$  (між гілками у%) від величини надлишкової температури  $\Delta T$  (рис. 9.7) . На рис. 9.7 виділена також порогова межа в 5% для відхилення  $\Delta R_{\text{max}}$  по ОНІЕ. Розгляд цієї залежності  $\Delta R_{\text{max}}$  від  $\Delta T$  дозволило зробити висновок про величину порогового значення  $\Delta T = 4-5^{\circ}\text{C}$ , при перевищенні якого можлива наявність дефекту в пайку сполучних головок стрижнів обмотки статора турбогенераторів (ТГ) в процесі експлуатації. Однак цей графік носить приблизний характер і потребує подальшого уточнення в міру нагромадження досвіду тепловізійного контролю та статистичних даних вимірювань. Пороговий критерій  $\Delta T = 4-5^{\circ}\text{C}$  не є остаточним і буде уточнюватися.

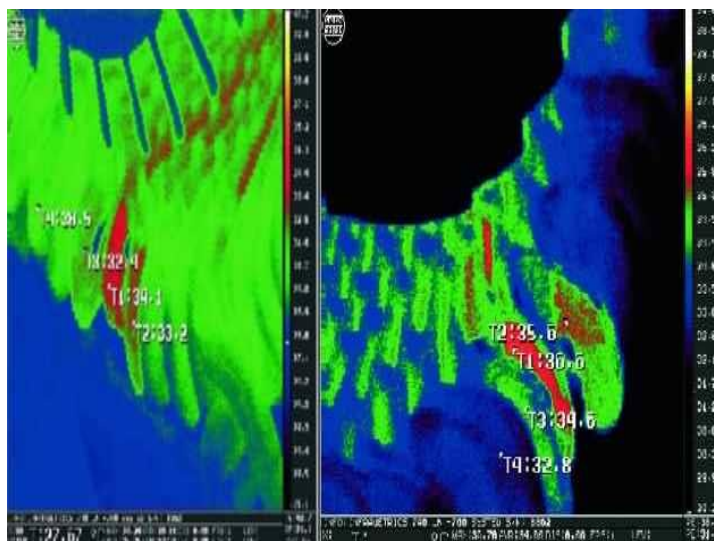


Рисунок 9.5, 6 – Термограми 3.03.2000 р. генератора ТГ-4 ТЕЦ ВАЗа. Лобова частина з боку збудника  $T = 3,6-3,9^{\circ}\text{C}$  ( $\Delta R_{\text{max}} = 3,1\%$  між гілками)

Турбогенератор ТГ2-25-2 Сизранський ТЕЦ (рік випуску 1956) обстежувався під час капітального ремонту за допомогою тепловізійного контролю при відкритих лобових частинах обмотки статора з виведеним ротором і попереднім нагріванням від резервного збудника постійним струмом величиною порядку 600 А. У ході капітального ремонту проводилася повна перемотування обмотки статора турбогенератора; перепайка дефектних з'єднувальних голівок стрижнів проводилася з використанням цирконієвого припою марки ПМФОЦр 6-4-0,03.

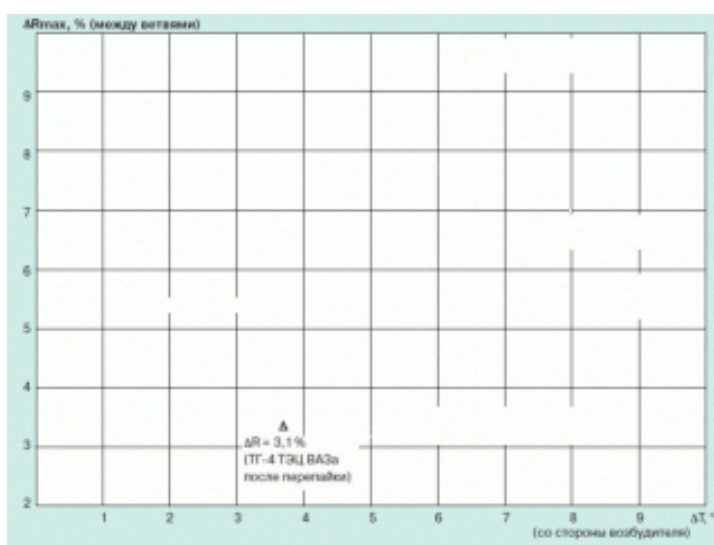


Рисунок 9.7 – Залежність максимального відмінності по опору постійному струму обмоток статора  $\Delta R_{\text{max}}$  (між гілками, у%) від величини надлишкової

температури  $T$  (у порівнянні з сусідніми «холодними» (реперними) точками. Вид з боку збудника, ТГ ТЕЦ ВАЗа, ТоТЕЦ, СТЕЦ)(анімація: 6 кадрів, 8 циклів повторення, 351 кілобайт)

При первинному тепловізійному обстеженні 27.10.2004 р. на термограмме з боку збудника виявлено перевищення температури дефектних головок стрижнів (точки №№ 1-7, 10) над температурою сусідніх "холодних" точок  $\Delta T =$  від  $3,1^{\circ}\text{C}$  до  $6,2^{\circ}\text{C}$  при різниці величини омичного опору  $\Delta R_{\text{max}} = 15\%$  між фазами, що значно перевищує норму, зазначену в ОНІЕ (рис. 8). Після серії послідовних перепайок дефектних головок стрижнів обмотки статора турбогенератора 27.10, 28.10 і 29.10.2004 р. різниця величин провідникові  $\Delta R_{\text{оміч.}}$  між фазами знизилася спочатку з  $\Delta R_{\text{max}} = 15\%$  до  $7,6\%$ , а потім до  $4,2\%$ .

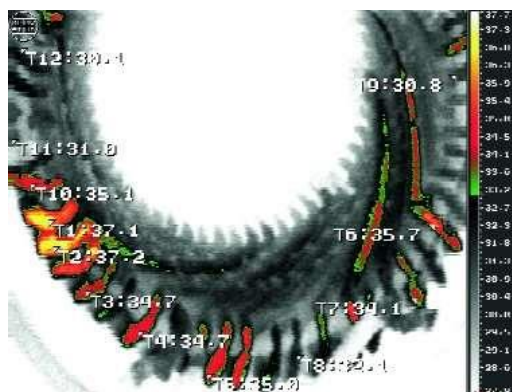
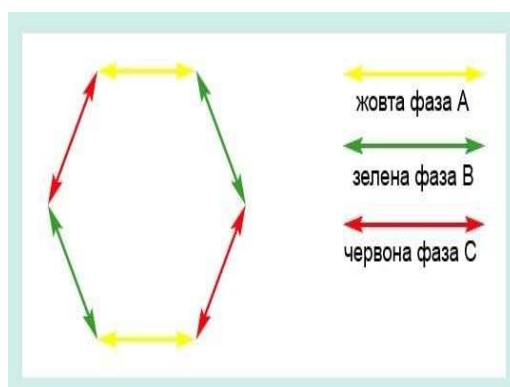


Рисунок 9.8 – Термограма 27.10.2004 р. турбогенератора типу ТГ2-25-2 Сизранський ТЕЦ, рік випуску 1956. Вид з боку збудника, дефектні пайки головок стрижнів – точки № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, №6, № 7, №10 ( $\Delta T$  від  $3,1^{\circ}\text{C}$  до  $6,2^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta R_{\text{оміч.}} = 15\%$ )

Електрична схема розташування фаз в обмотці статора турбогенератора (вид з боку збудника) показана на рис. 9.9.



### Рисунок 9.9 – Розташування фаз в обмотці статора

Тепловізійне обстеження 29.10.2004 р після чергової перепайки показало, що на термограмме, вид з боку збудника, кількість дефектних пайок головок стрижнів зменшилася з 8 до 2 – точки № 1, № 5 і  $\Delta T$  склала від  $3,3^{\circ}\text{C}$  до  $5,5^{\circ}\text{C}$  при  $\Delta R_{\text{оміч.}} = 3,2\%$  (рис. 9.10). Це демонструє ефективність застосування тепловізійного контролю якості пайки з'єднувальних голівок стрижнів статорних обмоток турбогенераторів як інструмент послідовної оцінки якості пайок [14-16].

Теплобачення дозволяє виявляти аварійні дефекти технічного електрообладнання (ЕО) підстанцій з сильному нагріванні і значними перепадами температур у порівнянні з температурою навколишнього середовища (максимальна в даній статті  $\Delta T = 116^{\circ}\text{C}$ ). Крім аварійних, в ході тепловізійного обстеження виявляються нагриви болтових з'єднань шинних і лінійних роз'єднувачів, які можуть усуватися по мірі можливості відключень.

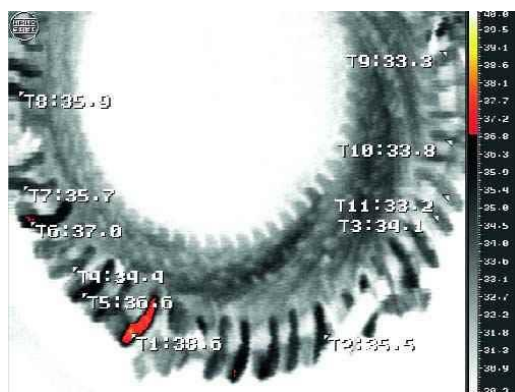


Рисунок 9.10 – Термограмма 29.10.04 г. турбогенератора типа ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ, год выпуска 1956. Вид со стороны возбуждителя, дефектные пайки головок стержней – точки № 1, № 5 ( $\Delta T$  от  $3,3^{\circ}\text{C}$  до  $5,5^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta R_{\text{оміч.}} = 3,2\%$ )

На рис. 11 представлена термограмма опорного ізолятора роз'єднувача 110 кВ підстанції «Новоспаська-1». Можлива причина нагріву – зволоження внутрішньої поверхні порцеляни, збільшення струму витoku по внутрішній поверхні ( $\Delta T = 1,4^{\circ}\text{C}$ ). На рис. 9.12 – нагрів болтового з'єднання апаратного затиску роз'єднувача 220 кВ у бік лінії «Просвіт-2» підстанція «Томиловская» (губки ножа роз'єднувача, фаза «В» ( $\Delta T = 48^{\circ}\text{C}$ )). На рис. 13 – нагрів болтового

з'єднання гнучкого зв'язку шинного роз'єднувача 110 кВ в сторону масляного вимикача підстанції «Чапаєвська» (фаза «С») ( $\Delta T = 116^{\circ}\text{C}$ ).

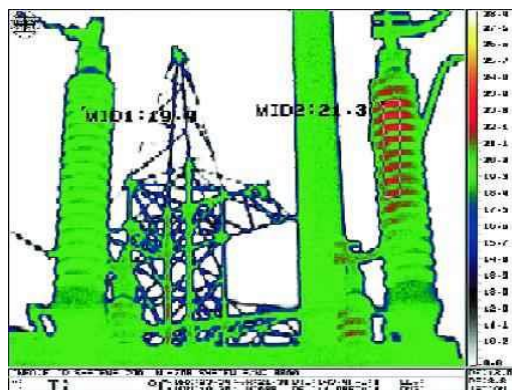


Рисунок 9.11 – Опорний ізолятор роз'єднувача ШР-110 кВ підстанції «Новоспаська-1» в сторону ЛР. Фаза «А». Імовірно зволоження внутрішньої поверхні порцеляни, збільшення струму витoku по внутрішній поверхні ( $\Delta T = 1,4^{\circ}\text{C}$ )

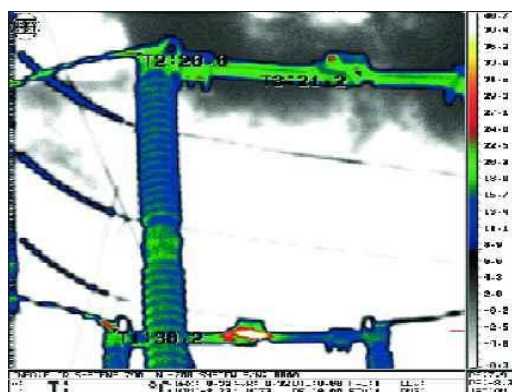


Рисунок 9.12 – ЛР-220 кВ лінії «Просвіт-2» підстанція «Томиловская». Нагрівання болтового з'єднання апаратного затиску роз'єднувача в сторону ЛЕП. Губки ножа роз'єднувача, фаза «В» ( $\Delta T = 48^{\circ}\text{C}$ )

Дефекти болтових з'єднань роз'єднувачів не єдині виявляються тепловізорами. Можливо також виявлення локальних нагрівів на стінках бака високовольтного маслonaповненого ЕО, пов'язаних з дефектами обмоток вбудованих ТТ або поганими контактами всередині масляного вимикача, які приховані товщею масла і важко піддаються інтерпретації. На рис. 14 добре видно нагрів фази «А» вбудованого трансформатора струму 110 кВ ( $\Delta T = 5,1^{\circ}\text{C}$ ) підстанція «ЗІМ 110/35/6 кВ». Імовірно можливі дві причини: раскорачивание вторинних затискачів ТТ або виткове замикання в обмотці ТТ. На рис. 15



зображений локальний нагрів на стінці бака масляного вимикача ВМ-35 кВ «Т1Т» типу МКП-35 підстанції «М. Ішуткіна 35/10 кВ », фаза« А »( $\Delta T = 3,7^{\circ}\text{C}$ ), який може бути пов'язаний з поганим контактом в гнучкого зв'язку до струмоведучих стрижня або в контактній групі (розетка дугогасного пристрої) [14-16].

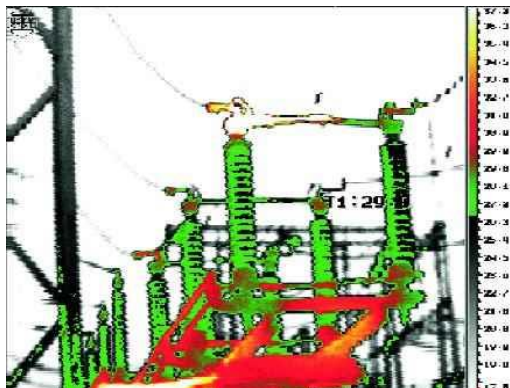


Рисунок 9.13 – ШР-1-110 кВ лінії «Громадянська» підстанції «Чапаєвська». Нагрівання болтового з'єднання гнучкого зв'язку в сторону МВ, фаза «С» ( $\Delta T = 116^{\circ}\text{C}$ )

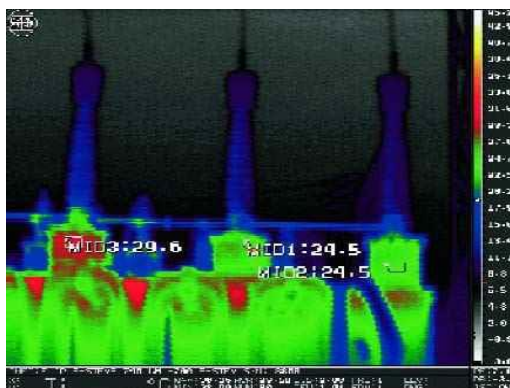


Рисунок 9.14 – Підстанція «ЗІМ 110/35/6 кВ», трансформатор С1Т. Нагрівання фази «А» вбудованого трансформатора струму 110кВ ( $\Delta T = 5,1^{\circ}\text{C}$ )

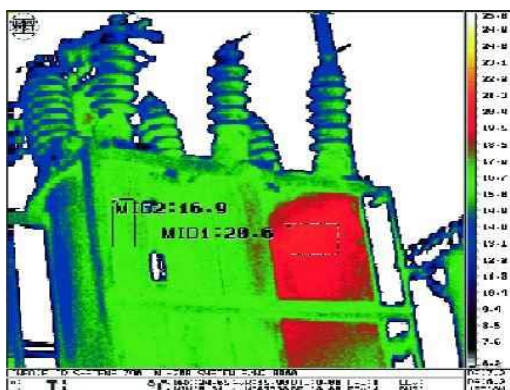


Рисунок 9.15 – Підстанція «М. Ішуткіна 35/10 кВ »ВМ-35 кВ« Т1Т »типу МКП-35. Локальний нагрів на стінці бака масляного вимикача, фаза «А». ( $\Delta T = 3,7^{\circ}\text{C}$ )

#### Проблеми технічної діагностики

Загальною проблемою технічної діагностики є досягнення адекватної оцінки розпізнавання істинного стану об'єкта та класифікації цього стану (нормального або аномального).

При проведенні технічного діагностування для підтвердження нормального стану об'єкта виділяють два основні завдання:

забезпечення отримання достовірної інформації;

забезпечення прийнятною оперативністю отримання інформації.

При проведенні технічного діагностування для виявлення аномалій виділяють дві основні проблеми:

ймовірність пропуску несправності;

вірогідність «помилкової тривоги», то є ймовірність помилкового сигналу про наявність несправності.

Чим вища ймовірність «помилкової тривоги», тим менше ймовірність пропуску несправності, і навпаки. Завдання технічної діагностики несправностей полягає в знаходженні «золотої середини» між цими двома проблемами.

#### Висновки

Діагностика технічного стану електрообладнання може здійснюватися як спеціальними приладами, якими виробляються прямі вимірювання електричних параметрів контрольованих об'єктів традиційними методами, так і приладами для вимірювання непрямих характеристик електрообладнання, наприклад, температури поверхні, на безконтактному вимірюванні який заснований теплової неруйнівний контроль – тепловизійонна діагностика. Метод дозволяє здійснювати високопродуктивний безконтактний контроль електрообладнання в процесі роботи без знеструмлення об'єкту і виявляти багато дефекти на ранній

стадії їх розвитку, попереджаючи виникнення аварій та надзвичайних ситуацій в системах енергопостачання.

Розроблена методика в даний час успішно застосована при натурних обстеженнях більше 50 об'єктів на практиці.

Тепловізійний контроль став важливим інструментом для обстеження стану різного електротехнічного обладнання енергосистеми: трансформаторів струму і напруги, роз'єднувачів, вентильних розрядників, високовольтних введів, силових трансформаторів, масляних вимикачів, якості пайки обмоток статора турбогенераторів при ремонтних роботах електродвигунів, димових труб і газоходів та інші.

Проблема забезпечення використовуваними технологіями якості пайки з'єднувальних голівок статорних обмоток ТГ при проведенні ремонтних робіт на сьогоднішній день досить актуальна. Необхідна перевірка якості пайки за допомогою послідовного тепловізійного контролю та вимірювання опору постійному струму обмоток статора ТГ.

Для об'єктивного визначення технічного стану обладнання електротехнічних комплексів пропонується використовувати програмно-інформаційну діагностичну систему, яка дозволяє здійснювати збір та обробку первинної інформації на працюючому електрообладнанні за допомогою сучасних, високоефективних діагностичних засобів, видачу результатів обробки цієї інформації в зручній формі, передачу цієї інформації в архів; звернення до довідково-інформаційний масив; постановку попереднього діагнозу; прийняття рішення про подальші діагностичних операціях. Діагностична система включає переліки контрольованих вузлів різних типів електроустановок, що виявляються дефектів, методи контролю та параметри, що характеризують експлуатаційний стан. Враховано метрологічна забезпеченість, необхідний рівень автоматизації і сумісність засобів вимірювання з ПЕОМ, зручність і наочність вихідної інформації.

Діагностична система показала високу ефективність при вирішенні завдань раннього виявлення дефектів високовольтного обладнання; прогнозування розвитку дефектів, оцінки їх небезпеки; визначення обсягу ремонтно-відновлювальних робіт; оптимізації ремонтно-технічного обслуговування обладнання.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 10.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 10000 МВА

У даному розділі наводиться перелік шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлюється питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на підстанціях. Велика кількість факторів на ПС негативно впливають на організм персоналу і можуть стати небезпечними. Тому, на мою думку, важливо розглянути питання охорони праці, для виявлення небезпечних та шкідливих факторів, які можуть негативно впливати на організм людини, розроблення заходів по їх зниженню.

З урахуванням того, що для мінімізації ризику професійного захворювання та виникнення травм у персоналу ПС при обслуговуванні силових трансформаторів необхідне рішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу обмежений, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням силових трансформаторів підстанції, яка працює в складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [25].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування силових трансформаторів. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів кваліфікаційної роботи:

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 [25] при роботі з обслуговування силових трансформаторів на персонал діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

## **10.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць**

Проаналізувавши [24 – 26] задля безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту силових трансформаторів слід вживати певні організаційні заходи. Під час експлуатації трансформаторів, їхніх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми. Розпорядження - це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи

При роботі по наряді бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи,

забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим - відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряду прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин.

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Спостерігачу забороняється суміщати нагляд з виробництвом якої-небудь роботи і залишати бригаду без нагляду під час її виконання. Вирішується короткочасна відсутність одного або декількох членів бригади. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, бригада виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.



Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання. Оперативний персонал оглядає устаткування і місце роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск [27].

### **10.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Однією з основних задач охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-виробничого персоналу при обслуговуванні і ремонті трансформаторів, за якої виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів [27].

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши запобіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Силові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи:

- ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силові ланцюги і ланцюги оперативного струму;
- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конфігурації замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги. На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях - «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі [27].

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх –

«Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом.

Для включення на паралельну роботу трансформаторів необхідне їх попереднє фазування, тобто визначення однойменних фаз, що підлягають з'єднанню. Фазування проводять на відключених роз'єднувачах, вимикачах або кабелях, від'єднаних від лінійних роз'єднувачів. На цій роботі повинні бути зайняте не менше двох осіб, що мають III і IV групи.

Оперативний персонал (або працівники електролабораторії під його спостереженням) проводить фазування по розпорядженню. Без участі оперативного персоналу фазування проводять по наряду.

Під час експлуатації і випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

Забороняється знаходження на кришці бака і підйом інструментів і інших предметів на кришку бака під час роботи трансформатора.

Огляд газового реле слід здійснювати із спеціального майданчика стаціонарних сходів трансформатора.

Забороняється наближатися до трансформатора, що знаходиться під напругою з явними ознаками пошкодження: сторонні шуми, розряди на ізоляторах, сильна (струменем) тіч масла і ін.

Забороняється перемикати рукояткою пристрій РПН трансформатора, що знаходиться під напругою.

На працюючому трансформаторі затиски вторинних обмоток вбудованих трансформаторів струму повинні бути замкнуті накоротко за допомогою спеціальних перемичок в шафі затисків або приєднаннями вторинних ланцюгів

захисту, електроавтоматики, і вимірювань. При цьому забороняється розривати ланцюги, підключені до вторинних обмоток трансформаторів струму без попереднього закорочування обмоток перемичкою.

Зварювальні роботи на непрацюючому трансформаторі, при необхідності, слід виконувати тільки після заповнення його маслом до рівня 200 - 250 мм вище за місце зварювання щоб уникнути займання пари масла.

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення течі масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення течі масла в місці зварки.

Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продути бак трансформатора сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. В процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, що знаходяться усередині бака трансформатора.

Необхідно уникати попадання і тривалої дії трансформаторного масла на шкіру.

Під час заповнення трансформатора маслом або під час зливу масла бак трансформатора і виводи його обмоток повинні бути заземлені, щоб виключити появу електростатичних розрядів.

#### **10.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ**

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (60 \times 72) = 4320 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість

нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення:  $t = 0,6 \text{ м}$ ;

- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;

- число вертикальних заземлювачів:  $n_b = 28 \text{ шт}$ ;

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 10.1).

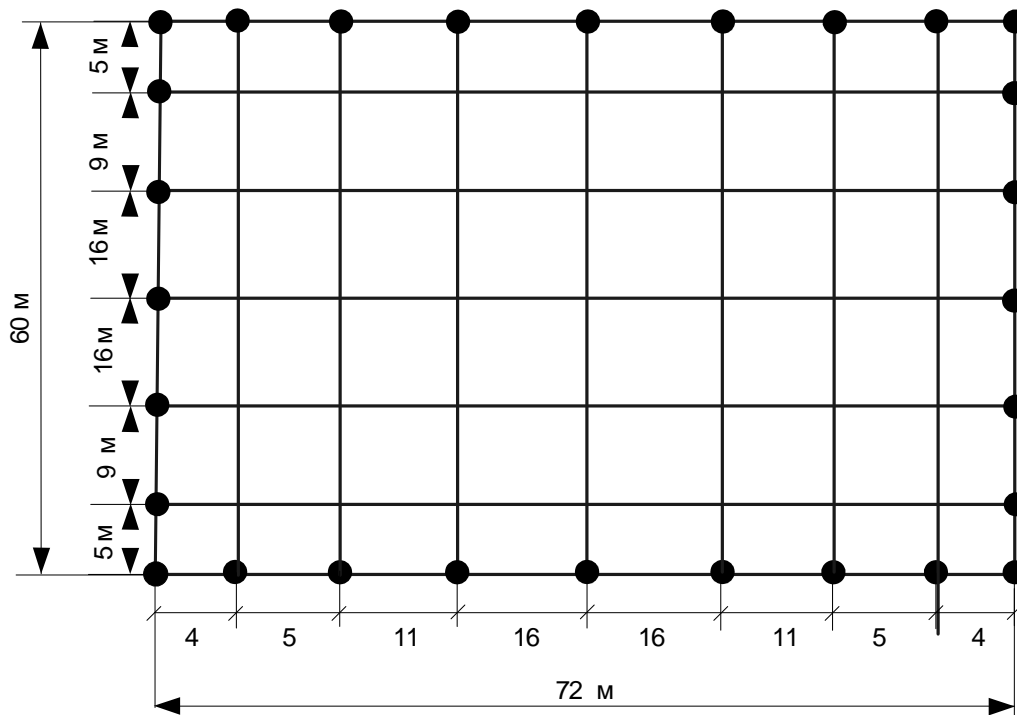


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (60 + 72) / 28 = 9,4 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 9,4 / 4,5 = 2,08;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4320} = 65,7 \text{ (м).}$$

Опір заземлюючого пристрою [32]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (10.1)$$

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

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

$L_{\text{Г}}$ ,  $L_{\text{В}}$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (10.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (10.3)$$

$$\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,6}{65,7} = 0,077 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,077 = 0,379;$$

$$\frac{h - t}{l_{\text{В}}} = \frac{2 - 0,6}{4,5} = 0,31.$$

$$L_{\text{Г}} + L_{\text{В}} = (60 \cdot 9 + 72 \cdot 9) + 28 \cdot 4,5 = 1314 \text{ м.}$$

З [32] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,48$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,48 \cdot 160 = 236,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{\text{ш}} = 0,379 \cdot 236,8 / 65,7 + 236,8 / 1314 = 1,55 \text{ Ом} > R_{\text{з, доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо ЗП до природних заземлювачів:

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

– фундаменти опор  $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$ .

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

$$R'_3 = \frac{1,55 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,55 \cdot 1,1 + 1,55 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,41 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Таким чином, розрахований заземлюваний пристрій відповідає вимогам правил улаштування електроустановок та може використовуватись для ВРУ 110 кВ ПС Сосонка-Тяга.

## 10.5 Пожежна безпека

Приміщення релейного захисту підстанцій відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами П-І, де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху більше 61 °С.

Будівля підстанції характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеню вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для покриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимога по межах огнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 10.1.

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику - межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 10.1 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Вогнестійкість	Стіни	Коло ни	Салк и, косо ури,	люва чем), несу ці	Елементи покрить
----------------	-------	------------	----------------------------	-----------------------------	---------------------

	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, прогони	настили,	Балки, ферми, рами	арки,
III	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25		0,25/0	

В таблиці 10.2 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 10.2 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Номер п/п	Протипожежна перешкода	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальні межі вогнестійкості протипожежних перешкод або їх елементів, год
1	Протипожежні стіни	1 2	2,5 0,75
2	Протипожежні перегородки	1 2	0,75 0,25
3	Протипожежні перекриття	1 2 3	2,5 1 0,75
4	Протипожежні вікна і двері	1 2 3	1,2 0,6 0,25

В таблиці 10.3 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 10.3 – Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних)	Допустима кількість	Ступінь вог-	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м <sup>2</sup> , будівель	
			Одноповер	багатоповерхових



відсіків)	поверхів	нестійкості будівлі	хових	2 поверхи	3 поверхи і більше
Д	1	III	не обмежується		
			5200	-	-

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Площа щита управління підстанції становить 50 м<sup>2</sup>, необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території вітростанції розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники ВП-5 – 3шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 1,0 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

#### Висновки:

Виконаний аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці, а також відповідні розрахунки дозволили розв'язати всі поставлені задачі:

- проведено аналіз умов праці при обслуговуванні силових трансформаторів на ПС, які працюють в складі електроенергетичної системи України;

- проведено аналіз організаційних рішень щодо безпечної експлуатації робочих місць персоналом ПС;

- проведено аналіз технічних рішень щодо безпечної експлуатації робочих місць персоналом ПС;
- запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ, які відповідають нормам діючих вимог, для облаштування досліджуваної ПС;
- проведено аналіз правил пожежної безпеки задля попередження виникнення та мінімізації негативних наслідків пожеж на досліджуваних ПС;

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання персоналу при виконанні робіт під час експлуатації силового обладнання ВРУ-110кВ.

## ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №302, 303 та 304) та СЕС(вузол №301). Було задано, що до пунктів 302, 303, 304 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, а до 301 під'єднані споживачі 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 304) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для діючих підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 2,7) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 301, 302 та 303 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та

перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,9 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,7 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 344435,3 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E < E_a'$ , та швидкий термін окупності 7,2 роки.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
4. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
5. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
8. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Косолапов А.Б. Система технической диагностики электротехнических комплексов // Успехи современного естествознания. – 2005. – № 2
11. Алексеев Б.Л. Контроль состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 216с.

12. Назарычев А.Н. Основные принципы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию // Надежность либерализованных систем энергетики / Под ред. Н.И. Воропая, А.Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004. – с.173-189.

13. Структура экспертно-диагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования /Давиденко И.В., Голубев В.П., Комаров В.И., Осотов В.Н. // Электрические станции. 1997. №6. – с.25-27.

14. Ротштейн А.П. Медицинская диагностика на нечеткой логике. – Винница: Континент-ПРИМ, 1996. – 132с.

15. Пархоменко П. П. О технической диагностике. М: Знание, 1969 – 90 с.

16. Приборы и системы для измерения вибрации шума и удара. Справ. в 2 кн. под ред. В.В. Ключева. М: машиностроение, 1978 – 844 с.

17. Вибрации в технике. Т. 5. Ред. совет: В. Н. Челомей и др. М: Машиностроение, 1981 – 496 с.

18. Технические средства диагностирования: Справочник / В.В.Ключев, П.П.Пархоменко, В.Е.Абрамчук и др.; под общ. Ред. В.В.Ключева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.

19. Костюков А. В., Костюков В. Н. Повышение операционной эффективности предприятий на основе мониторинга в реальном времени. – М.: Машиностроение, 2009. – 192 с.

20. Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-51.300 – 97 с.

21. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. – Л.: 1990.

22. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. ИТФ Энергопрогресс, Приложение к журналу Энергетик. – М.: 2000.

23. Григорьев А.В., Осотов В.Н. О совершенствовании и расширении методов контроля теплового состояния турбогенераторов. – Электрические станции, 1999, № 11.

24. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов. – Электрические станции, № 8, 2001.

25. Хренников А.Ю., Петров А.С., Цыгикало Г.В., Щербаков В.В., Языков С.А. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО САМАРАЭНЕРГО. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика.

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

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

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

29. 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.

30. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: изд. центр «Академия», 2007. – 448 с

## Додаток А

### ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

#### ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідження методів технічної діагностики електрообладнання

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)

Науковий керівник к.т.н., доцент Лесько В.О.

(прізвище, ініціали, посада)

#### Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	80,2
Схожість	19,8

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 (додається)

Автор

(підпис)

Томашевський Є.С.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерська кваліфікаційна робота допускається до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Гриник В.А.

(прізвище, ініціали)

Керіник роботи

(підпис)

Лесько В.О.

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)



**Додаток Б**  
**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯ  
МЕТОДІВ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

08-13.МКР.008.00.007 ТЗ

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

\_\_\_\_\_ Лесько В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-20м

\_\_\_\_\_ Томашевський Є. С.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

## 1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

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

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

## 3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. – №1. – 2002. – С.14-20.

2. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С. С. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

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

6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

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

## 4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

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

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

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

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

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій Сосонка тяга 110, Кожухів 110.

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

### 5. Економічні показники

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

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
3	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	розділ 1-7 ПЗ
4	Дослідження методів технічної діагностики електрообладнання	06.10.21	30.10.21	розділ 9
5	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	розділ 10
7	Економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 8
9	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

### 7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

### 8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

### 9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

### 11. Вихідні дані для розроблення МКР

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 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 155 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця Б1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	-15,0	12,4	11,7	12,1
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,9
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця Б2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	90	90	90	90	92	95	96	97	100

Таблиця Б3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

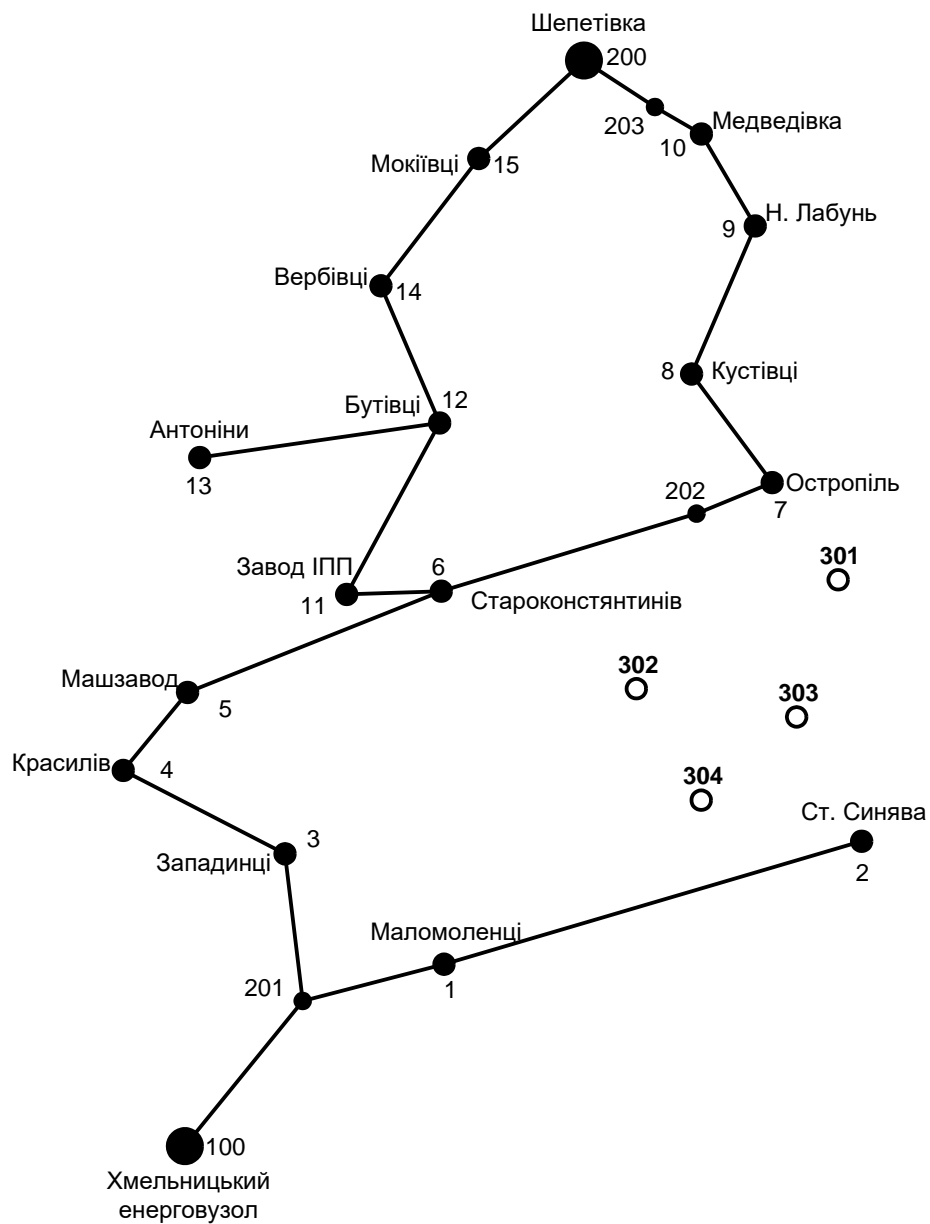


Рисунок Б1 – Схема існуючої електричної мережі

## ДОДАТОКИ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.528 МВт / 829.429 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 813.278 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.503 МВт / 4.405 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.278 МВт / 2.754 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.781 МВт / 7.159 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.688 МВт / 16.151 млн.кВт\*г (1.9%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-24.291	-11.171	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.196	-0.54
1	Маломоленці	0.000	0.000	112.850	-0.68
2	Ст. Синява	0.000	0.000	112.197	-0.93
3	Западинці	0.000	0.000	112.386	-0.77
4	Красилів	0.000	0.000	111.393	-1.04
5	Машзавод	0.000	0.000	110.881	-1.20
6	Староконстянтині	0.000	0.000	110.882	-1.19
202	202	0.000	0.000	111.517	-1.07
7	Остропіль	0.000	0.000	111.638	-1.04
8	Кустівці	0.000	0.000	112.355	-0.82
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	112.873	-0.66
10	Медведівка	0.000	0.000	113.862	-0.36
203	203	0.000	0.000	113.936	-0.33
200	Шепетівка	-44.498	-23.691	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	110.960	-1.15
12	Бутівці	0.000	0.000	111.614	-0.95
13	Антоніни	0.000	0.000	111.209	-1.05
14	Вербівці	0.000	0.000	112.369	-0.73
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.473	-0.42
1110		3.150	1.790	10.390	-3.81
2110		0.000	0.000	108.684	-3.93
235		0.000	0.000	36.386	-3.93
210		4.570	2.210	10.205	-5.74
310		3.150	1.700	10.362	-3.92
61101		0.000	0.000	108.440	-3.08
6351		0.000	0.000	36.274	-3.06
6101		8.320	4.940	10.302	-3.47
61102		0.000	0.000	107.903	-3.53
6352		0.000	0.000	36.274	-3.06
6102		0.000	0.000	10.303	-3.48
7110		0.000	0.000	107.786	-3.92
735		0.000	0.000	36.085	-3.92
710		2.740	1.550	10.099	-5.67
8110		0.000	0.000	107.675	-4.38
835		0.000	0.000	36.048	-4.38
810		5.380	2.900	10.047	-6.55
9110		3.350	1.720	10.401	-3.99
10110		3.150	1.870	10.475	-3.42
12110		2.740	1.550	10.325	-3.72
131101		0.000	0.000	108.052	-3.79
13351		0.000	0.000	36.174	-3.79
13101		5.180	2.510	10.162	-5.43
131102		0.000	0.000	108.052	-3.79
13352		0.000	0.000	36.174	-3.79
13102		0.000	0.000	10.162	-5.44



14110	0.000	0.000	108.211	-3.58
1435	0.000	0.000	36.227	-3.58
1410	2.740	1.700	10.122	-5.30
15110	3.150	1.610	10.488	-3.51
4101	8.120	4.390	10.346	-3.65
4102	0.000	0.000	10.347	-3.65
5101	4.870	2.500	10.451	-2.59
5102	0.000	0.000	10.452	-2.60
11101	6.290	3.400	10.377	-3.17
11102	0.000	0.000	10.377	-3.17

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131102	13102	2.595	1.349	2.589	1.253	0.006	0.096	0.016	2.045
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.163	0.000
131101	13101	2.594	1.352	2.588	1.255	0.006	0.096	0.016	2.048
100	201	24.291	11.171	24.013	10.769	0.277	0.401	0.134	1.809
201	3	16.194	8.201	16.110	8.080	0.084	0.121	0.092	0.815
5	6	-0.239	0.153	-0.239	0.153	0.000	0.000	-0.001	-0.002
6	11	-3.926	-1.110	-3.928	-1.113	0.002	0.003	-0.021	-0.080
11	12	-10.259	-4.638	-10.303	-4.702	0.044	0.063	-0.058	-0.661
12	14	-18.306	-8.672	-18.396	-8.802	0.090	0.130	-0.105	-0.762
14	15	-21.163	-10.519	-21.314	-10.737	0.150	0.217	-0.121	-1.110
15	200	-24.488	-12.161	-24.726	-12.507	0.237	0.344	-0.139	-1.530
11	11101	3.151	1.851	3.142	1.700	0.008	0.150	0.019	2.612
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.198	-0.000
11	11102	3.152	1.848	3.144	1.698	0.008	0.150	0.019	2.609
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
6352	6351	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
6101	6102	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
61102	6102	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
6	61102	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
6	61101	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
3	4	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
4	5	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
6	202	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
202	7	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122
7	8	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8	9	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
9	10	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
10	203	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
203	200	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
5	5102	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
5102	5101	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
5	5101	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
4	4101	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
4	4102	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
1	2	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
7	7110	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
2	2110	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
8	8110	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
10	10110	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
2110	210	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
1	1110	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
9	9110	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	12110	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
12	13	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408
14	14110	2.754	2.030	2.746	1.821	0.008	0.209	0.018	4.360
15	15110	3.163	1.838	3.148	1.609	0.015	0.228	0.019	4.025

14110	1410	2.746	1.821	2.738	1.699	0.008	0.121	0.018	2.623
3	310	3.164	1.939	3.148	1.699	0.016	0.240	0.019	4.299

## ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.874 МВт / 949.410 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.384 МВт / 3.362 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.587 МВт / 5.822 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.184 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.224 МВт / 41.436 млн.кВт\*г (4.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-37.398	-22.863	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.857	-0.72
1	Маломоленці	0.000	0.000	110.737	-1.02
2	Ст. Синява	0.000	0.000	107.740	-1.81
3	Западинці	0.000	0.000	110.987	-0.94
4	Красилів	0.000	0.000	109.908	-1.21
5	Машзавод	0.000	0.000	109.284	-1.35
6	Староконстянтині	0.000	0.000	109.192	-1.32
202	202	0.000	0.000	109.010	-1.24
7	Остропіль	0.000	0.000	108.955	-1.23
8	Кустівці	0.000	0.000	110.653	-0.93
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.590	-0.75
10	Медведівка	0.000	0.000	113.227	-0.39
203	203	0.000	0.000	113.342	-0.37
200	Шепелівка	-55.438	-37.773	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.430	-1.27
12	Бутівці	0.000	0.000	110.527	-1.03
13	Антоніни	0.000	0.000	110.118	-1.14
14	Вербівці	0.000	0.000	111.570	-0.79
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.036	-0.45
1110		3.150	1.790	10.179	-4.27
2110		0.000	0.000	104.032	-5.07
235		0.000	0.000	34.828	-5.07
210		4.570	2.210	9.750	-7.05
310		3.150	1.700	10.222	-4.17
61101		0.000	0.000	106.707	-3.27
6351		0.000	0.000	35.693	-3.25
6101		8.320	4.940	10.136	-3.68
61102		0.000	0.000	106.161	-3.74
6352		0.000	0.000	35.693	-3.25
6102		0.000	0.000	10.136	-3.68
7110		0.000	0.000	104.979	-4.26
735		0.000	0.000	35.145	-4.26
710		2.740	1.550	9.824	-6.10
8110		0.000	0.000	105.873	-4.61
835		0.000	0.000	35.444	-4.61
810		5.380	2.900	9.870	-6.86
9110		3.350	1.720	10.273	-4.16
10110		3.150	1.870	10.411	-3.50
12110		2.740	1.550	10.217	-3.85
131101		0.000	0.000	106.920	-3.93
13351		0.000	0.000	35.795	-3.93
13101		5.180	2.510	10.052	-5.61
131102		0.000	0.000	106.920	-3.93

13352				0.000	0.000	35.795	-3.93
13102				0.000	0.000	10.052	-5.61
14110				0.000	0.000	107.373	-3.68
1435				0.000	0.000	35.947	-3.68
1410				2.740	1.700	10.040	-5.43
15110				3.150	1.610	10.444	-3.57
4101				8.120	4.390	10.199	-3.88
4102				0.000	0.000	10.200	-3.88
5101				4.870	2.500	10.296	-2.79
5102				0.000	0.000	10.296	-2.79
11101				6.290	3.400	10.227	-3.35
11102				0.000	0.000	10.227	-3.35
301				0.000	0.000	108.346	-1.33
303				0.000	0.000	107.418	-1.82
304				0.000	0.000	107.030	-2.05
302				0.000	0.000	106.686	-2.13
301101				-15.000	0.000	10.373	3.76
301102				0.000	0.000	10.373	3.76
302101				12.590	6.790	9.681	-6.63
302102				0.000	0.000	9.682	-6.63
303101				11.880	5.750	9.833	-5.98
303102				0.000	0.000	9.834	-5.99
304101				12.280	5.950	9.777	-6.40
304102				0.000	0.000	9.777	-6.40

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.098	0.016	2.076
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.354	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.079
100	201	37.398	22.863	36.651	21.781	0.744	1.077	0.220	3.152
201	1	20.181	13.348	20.050	13.107	0.131	0.240	0.125	1.128
1	2	16.875	11.912	16.575	11.364	0.299	0.546	0.108	3.033
2	304	11.963	9.396	11.924	9.284	0.040	0.111	0.081	0.724
304	303	-13.159	-5.335	-13.185	-5.408	0.026	0.072	-0.076	-0.402
303	301	-25.148	-12.075	-25.261	-12.394	0.113	0.317	-0.150	-0.953
301	7	-10.372	-13.508	-10.405	-13.603	0.034	0.094	-0.091	-0.614
7	202	0.123	-2.513	0.122	-2.515	0.001	0.001	0.013	-0.054
12	14	-22.717	-13.467	-22.872	-13.693	0.155	0.225	-0.138	-1.051
14	15	-25.640	-15.420	-25.885	-15.774	0.244	0.353	-0.155	-1.473
15	200	-29.059	-17.204	-29.425	-17.734	0.365	0.529	-0.172	-1.968
11	11101	3.151	1.855	3.142	1.700	0.009	0.155	0.019	2.662
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.853	3.144	1.698	0.009	0.155	0.019	2.659
6	61101	2.863	1.848	2.858	1.710	0.005	0.138	0.018	2.630
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.587	5.478	3.259	0.010	0.327	0.035	3.228
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.180
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.474	0.001
61101	6101	1.027	0.893	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.785
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.735
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.220	-0.000
5	5102	3.491	1.923	3.486	1.807	0.006	0.115	0.021	1.732
4	4101	4.071	2.455	4.057	2.195	0.014	0.259	0.025	3.492
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.261	-0.000
4	4102	4.073	2.452	4.058	2.192	0.014	0.259	0.025	3.488
202	6	0.122	-1.986	0.120	-1.989	0.002	0.003	0.011	-0.179
6	5	-0.013	-1.031	-0.013	-1.032	0.001	0.001	0.005	-0.090
5	4	-4.917	-3.034	-4.937	-3.064	0.020	0.030	-0.030	-0.630
4	3	-13.109	-7.412	-13.202	-7.547	0.093	0.135	-0.079	-1.089
3	201	-16.377	-9.052	-16.470	-9.186	0.093	0.134	-0.097	-0.875
7	8	-13.295	-12.365	-13.438	-12.627	0.142	0.260	-0.096	-1.708
8	9	-18.871	-15.841	-18.978	-16.037	0.107	0.195	-0.128	-0.942
9	10	-22.355	-17.645	-22.572	-18.043	0.217	0.396	-0.147	-1.644
10	203	-25.748	-19.878	-25.765	-19.910	0.017	0.032	-0.166	-0.116
203	200	-25.765	-19.585	-26.013	-20.039	0.247	0.452	-0.165	-1.660
301	301101	-7.459	0.661	-7.495	-0.003	0.037	0.661	-0.040	0.096

301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.416	0.001
301	301102	-7.458	0.667	-7.495	0.003	0.037	0.661	-0.040	0.103
303	303101	5.967	3.447	5.935	2.876	0.031	0.570	0.037	5.120
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.387	-0.001
303	303102	5.969	3.443	5.938	2.871	0.031	0.569	0.037	5.114
304	304101	6.169	3.594	6.135	2.976	0.034	0.616	0.038	5.382
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.402	-0.001
304	304102	6.172	3.589	6.138	2.971	0.034	0.616	0.038	5.376
302	302102	6.331	4.083	6.293	3.390	0.038	0.690	0.041	6.065
302102	302101	6.293	3.390	6.292	3.390	0.000	0.000	0.426	0.001
302	302101	6.328	4.088	6.290	3.395	0.038	0.690	0.041	6.071
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.017	0.248	0.019	4.577
9	9110	3.366	1.990	3.348	1.719	0.018	0.270	0.020	4.458
8	8110	5.414	3.686	5.395	3.188	0.018	0.496	0.034	5.108
8110	835	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.188	5.377	2.898	0.018	0.289	0.034	3.077
14110	1435	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.914	5.228	2.894	0.014	0.020	0.031	0.413
3	310	3.164	1.946	3.148	1.699	0.016	0.246	0.019	4.384
14110	1410	2.746	1.823	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.651
7	7110	2.755	1.884	2.746	1.672	0.008	0.211	0.018	4.242
7110	710	2.746	1.672	2.738	1.549	0.008	0.123	0.018	2.557
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.262	-5.753	-8.276	-5.772	0.013	0.019	-0.053	-0.240
11	12	-14.607	-9.310	-14.714	-9.465	0.107	0.154	-0.091	-1.106
304	302	12.715	8.041	12.686	7.998	0.030	0.043	0.081	0.349
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.191	0.017	3.932
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.048
14	14110	2.755	2.035	2.746	1.823	0.008	0.212	0.018	4.407
2	2110	4.593	2.766	4.580	2.413	0.013	0.351	0.029	4.063
2110	235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2110	210	4.580	2.413	4.567	2.209	0.013	0.204	0.029	2.455
1	1110	3.165	2.044	3.148	1.789	0.017	0.254	0.020	4.598

---

## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 36.988 МВт / 324.404 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 36.270 МВт / 317.725 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.380 МВт / 3.327 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.132 МВт / 1.310 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.512 МВт / 4.638 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.718 МВт / 6.679 млн.кВт\*г (2.1%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-9.100	-4.147	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	109.295	-0.22
1	Маломоленці	0.000	0.000	109.059	-0.29
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.400	-0.40
3	Западинці	0.000	0.000	109.059	-0.30
4	Красилів	0.000	0.000	108.764	-0.39
5	Машзавод	0.000	0.000	108.625	-0.41
6	Староконстянтині	0.000	0.000	108.627	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.777	-0.16
7	Остропіль	0.000	0.000	108.790	-0.12
8	Кустівці	0.000	0.000	109.094	-0.15
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	109.283	-0.14
10	Медведівка	0.000	0.000	109.626	-0.08
203	203	0.000	0.000	109.651	-0.08
200	Шепетівка	-12.876	-7.750	110.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	108.661	-0.35
12	Бутівці	0.000	0.000	108.903	-0.32
13	Антоніни	0.000	0.000	108.771	-0.36
14	Вербівці	0.000	0.000	109.154	-0.25
15	Мокіївці	0.000	0.000	109.513	-0.15
1110		1.100	0.630	10.291	-1.43
2110		0.000	0.000	107.250	-1.50
235		0.000	0.000	35.906	-1.50
210		1.600	0.770	10.193	-2.14
310		1.100	0.590	10.299	-1.44
61101		0.000	0.000	107.789	-1.03
6351		0.000	0.000	36.076	-1.02
6101		2.910	1.730	10.285	-1.17
61102		0.000	0.000	107.602	-1.19
6352		0.000	0.000	36.076	-1.02
6102		0.000	0.000	10.286	-1.17
7110		0.000	0.000	107.533	-1.16
735		0.000	0.000	36.000	-1.16
710		0.960	0.540	10.214	-1.76
8110		0.000	0.000	107.582	-1.43
835		0.000	0.000	36.017	-1.43
810		1.880	1.020	10.205	-2.18
9110		1.170	0.600	10.318	-1.35
10110		1.100	0.650	10.342	-1.21
12110		0.960	0.540	10.296	-1.31
131101		0.000	0.000	107.737	-1.34
13351		0.000	0.000	36.068	-1.34
13101		1.810	0.880	10.246	-1.91
131102		0.000	0.000	107.737	-1.34
13352		0.000	0.000	36.068	-1.34

13102		0.000	0.000	10.246	-1.91
14110		0.000	0.000	107.794	-1.28
1435		0.000	0.000	36.088	-1.28
1410		0.960	0.590	10.233	-1.88
15110		1.100	0.560	10.349	-1.28
4101		2.840	1.530	10.298	-1.32
4102		0.000	0.000	10.298	-1.32
5101		1.710	0.870	10.336	-0.91
5102		0.000	0.000	10.336	-0.91
11101		2.200	1.190	10.312	-1.08
11102		0.000	0.000	10.312	-1.08
301		0.000	0.000	108.683	-0.03
303		0.000	0.000	108.370	-0.27
304		0.000	0.000	108.227	-0.41
302		0.000	0.000	108.117	-0.44
301101		-15.000	0.000	10.406	5.03
301102		0.000	0.000	10.405	5.03
302101		4.410	2.380	10.174	-1.92
302102		0.000	0.000	10.174	-1.92
303101		4.160	2.010	10.223	-1.66
303102		0.000	0.000	10.223	-1.66
304101		4.300	2.080	10.204	-1.85
304102		0.000	0.000	10.204	-1.85

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131101	13351	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131102	13102	0.905	0.451	0.905	0.439	0.001	0.012	0.005	0.647
13102	13101	0.905	0.439	0.905	0.439	0.000	0.000	0.057	0.000
131101	13101	0.905	0.452	0.904	0.440	0.001	0.012	0.005	0.648
100	201	9.100	4.147	9.058	4.086	0.042	0.061	0.052	0.706
201	1	4.159	2.743	4.153	2.732	0.006	0.011	0.026	0.236
1	2	3.042	2.895	3.030	2.872	0.013	0.023	0.022	0.660
2	304	1.409	2.847	1.407	2.843	0.002	0.005	0.017	0.173
304	303	-7.371	-1.115	-7.378	-1.135	0.007	0.020	-0.040	-0.145
303	301	-11.569	-3.047	-11.590	-3.104	0.020	0.057	-0.064	-0.314
301	7	3.300	-4.209	3.297	-4.218	0.003	0.009	0.028	-0.107
7	202	3.226	-1.175	3.225	-1.178	0.001	0.002	0.018	0.013
12	14	-5.615	-3.048	-5.624	-3.062	0.009	0.014	-0.034	-0.252
14	15	-6.598	-3.395	-6.614	-3.418	0.016	0.023	-0.039	-0.360
15	200	-7.725	-3.621	-7.750	-3.657	0.025	0.036	-0.045	-0.487
11	11101	1.100	0.614	1.099	0.595	0.001	0.019	0.007	0.871
11101	11102	-1.100	-0.594	-1.100	-0.594	0.000	0.000	-0.070	-0.000
11	11102	1.101	0.613	1.100	0.594	0.001	0.019	0.007	0.870
6	61101	0.999	0.608	0.998	0.591	0.001	0.016	0.006	0.852
61101	6351	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.004	0.031
6351	6352	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.011	0.000
61102	6352	-0.639	-0.280	-0.639	-0.282	0.000	0.002	-0.004	-0.162
6	61102	1.914	1.180	1.913	1.141	0.001	0.039	0.012	1.046
61102	6102	2.551	1.421	2.549	1.421	0.002	0.000	0.016	0.064
6102	6101	2.549	1.421	2.549	1.421	0.000	0.000	0.164	0.000
61101	6101	0.359	0.309	0.359	0.308	0.000	0.002	0.003	0.260
5	5101	0.485	0.246	0.485	0.240	0.000	0.006	0.003	0.572
5101	5102	-1.224	-0.629	-1.224	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
5	5102	1.225	0.643	1.224	0.629	0.001	0.014	0.007	0.570
4	4101	1.421	0.796	1.419	0.765	0.002	0.031	0.009	1.129
4101	4102	-1.419	-0.764	-1.419	-0.764	0.000	0.000	-0.090	-0.000
4	4102	1.421	0.795	1.419	0.764	0.002	0.031	0.009	1.128
202	6	3.225	-0.651	3.219	-0.661	0.007	0.010	0.017	0.152
6	5	0.836	-0.561	0.835	-0.562	0.001	0.001	0.005	0.002
5	4	-0.902	-0.801	-0.903	-0.803	0.001	0.001	-0.006	-0.139
4	3	-3.772	-1.846	-3.780	-1.857	0.007	0.011	-0.022	-0.296
3	201	-4.891	-2.051	-4.899	-2.062	0.008	0.011	-0.028	-0.236
7	8	-0.903	-3.013	-0.908	-3.021	0.004	0.008	-0.017	-0.303
8	9	-2.809	-3.672	-2.813	-3.679	0.004	0.007	-0.024	-0.189
9	10	-3.995	-3.945	-4.003	-3.961	0.009	0.016	-0.030	-0.343
10	203	-5.115	-4.377	-5.115	-4.378	0.001	0.001	-0.035	-0.025
203	200	-5.115	-4.074	-5.126	-4.093	0.011	0.020	-0.034	-0.349
301	301101	-7.459	0.657	-7.495	-0.003	0.036	0.657	-0.040	0.308
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.415	0.001

301	301102	-7.458	0.662	-7.495	0.003	0.036	0.657	-0.040	0.316
303	303101	2.082	1.070	2.078	1.005	0.004	0.065	0.012	1.532
303101	303102	-2.079	-1.004	-2.079	-1.004	0.000	0.000	-0.130	-0.000
303	303102	2.083	1.068	2.079	1.004	0.004	0.065	0.012	1.529
304	304101	2.152	1.110	2.148	1.040	0.004	0.069	0.013	1.597
304101	304102	-2.149	-1.038	-2.149	-1.038	0.000	0.000	-0.135	-0.000
304	304102	2.153	1.108	2.149	1.038	0.004	0.069	0.013	1.594
302	302102	2.208	1.265	2.204	1.188	0.004	0.077	0.014	1.804
302102	302101	2.204	1.188	2.204	1.188	0.000	0.000	0.142	0.000
302	302101	2.207	1.267	2.203	1.190	0.004	0.077	0.014	1.806
10	10110	1.101	0.680	1.099	0.650	0.002	0.031	0.007	1.519
9	9110	1.171	0.632	1.169	0.600	0.002	0.033	0.007	1.439
8	8110	1.883	1.110	1.881	1.053	0.002	0.057	0.012	1.545
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	1.881	1.053	1.879	1.019	0.002	0.033	0.012	0.936
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	1.838	0.799	1.836	0.796	0.002	0.002	0.011	0.132
3	310	1.101	0.619	1.099	0.590	0.002	0.029	0.007	1.412
14110	1410	0.960	0.604	0.959	0.590	0.001	0.014	0.006	0.838
7	7110	0.961	0.578	0.960	0.554	0.001	0.024	0.006	1.279
7110	710	0.960	0.554	0.959	0.540	0.001	0.014	0.006	0.776
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-0.573	-1.253	-0.574	-1.254	0.000	0.000	-0.007	-0.034
11	12	-2.802	-2.313	-2.806	-2.320	0.005	0.007	-0.019	-0.242
304	302	4.446	2.359	4.443	2.354	0.003	0.005	0.027	0.110
12	12110	0.961	0.563	0.959	0.540	0.002	0.023	0.006	1.279
15	15110	1.101	0.588	1.099	0.560	0.002	0.029	0.007	1.338
14	14110	0.961	0.629	0.960	0.604	0.001	0.025	0.006	1.386
2	2110	1.602	0.832	1.600	0.792	0.001	0.039	0.010	1.184
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	1.600	0.792	1.599	0.770	0.001	0.023	0.010	0.721
1	1110	1.101	0.660	1.099	0.630	0.002	0.030	0.007	1.494



## ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО  
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 109.962 МВт / 970.071 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 3.667 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.552 МВт / 5.475 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.142 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.312 МВт / 62.097 млн.кВт\*г (6.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-57.266	-36.087	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.363	-0.98
1	Маломоленці	0.000	0.000	113.878	-1.67
2	Ст. Синява	0.000	0.000	106.759	-3.79
3	Западинці	0.000	0.000	115.968	-1.08
4	Красилів	0.000	0.000	115.593	-1.17
5	Машзавод	0.000	0.000	115.947	-1.07
6	Староконстянтині	0.000	0.000	116.708	-0.82
202	202	0.000	0.000	117.939	-0.36
7	Остропіль	0.000	0.000	118.172	-0.24
8	Кустівці	0.000	0.000	118.735	-0.31
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	119.171	-0.28
10	Медведівка	0.000	0.000	120.017	-0.16
203	203	0.000	0.000	120.082	-0.15
200	Шепетівка	-37.667	-27.235	121.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	116.824	-0.82
12	Бутівці	0.000	0.000	117.556	-0.71
13	Антоніни	0.000	0.000	117.177	-0.80
14	Вербівці	0.000	0.000	118.338	-0.55
15	Мокіївці	0.000	0.000	119.463	-0.32
1110		3.150	1.790	10.492	-4.74
2110		0.000	0.000	103.004	-7.12
235		0.000	0.000	34.484	-7.12
210		4.570	2.210	9.650	-9.14
310		3.150	1.700	10.718	-4.04
61101		0.000	0.000	114.403	-2.53
6351		0.000	0.000	38.272	-2.51
6101		8.320	4.940	10.877	-2.88
61102		0.000	0.000	113.895	-2.93
6352		0.000	0.000	38.272	-2.51
6102		0.000	0.000	10.877	-2.89
7110		0.000	0.000	114.592	-2.81
735		0.000	0.000	38.364	-2.81
710		2.740	1.550	10.764	-4.35
8110		0.000	0.000	114.393	-3.48
835		0.000	0.000	38.297	-3.48
810		5.380	2.900	10.706	-5.40
9110		3.350	1.720	11.028	-3.25
10110		3.150	1.870	11.088	-2.91
12110		2.740	1.550	10.913	-3.19
131101		0.000	0.000	114.223	-3.26
13351		0.000	0.000	38.240	-3.26
13101		5.180	2.510	10.762	-4.73
131102		0.000	0.000	114.223	-3.26
13352		0.000	0.000	38.240	-3.26
13102		0.000	0.000	10.763	-4.73

14110		0.000	0.000	114.446	-3.11
1435		0.000	0.000	38.315	-3.11
1410		2.740	1.700	10.732	-4.64
15110		3.150	1.610	11.082	-3.10
4101		8.120	4.390	10.761	-3.58
4102		0.000	0.000	10.761	-3.58
5101		4.870	2.500	10.943	-2.34
5102		0.000	0.000	10.943	-2.34
11101		6.290	3.400	10.951	-2.64
11102		0.000	0.000	10.951	-2.64
301		0.000	0.000	118.307	-0.00
303		0.000	0.000	104.432	-4.84
304		0.000	0.000	104.876	-4.63
302		0.000	0.000	104.523	-4.71
301101		-15.000	0.000	11.331	4.26
301102		0.000	0.000	11.331	4.26
302101		12.590	6.790	9.461	-9.42
302102		0.000	0.000	9.462	-9.42
303101		11.880	5.750	9.532	-9.26
303102		0.000	0.000	9.532	-9.26
304101		12.280	5.950	9.559	-9.17
304102		0.000	0.000	9.560	-9.17

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
303	303101	5.969	3.484	5.935	2.876	0.033	0.606	0.038	5.704
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.399	-0.001
303	303102	5.971	3.479	5.938	2.871	0.033	0.606	0.038	5.698
302	302101	6.330	4.121	6.290	3.395	0.040	0.723	0.042	6.589
302101	302102	-6.292	-3.390	-6.293	-3.390	0.000	0.000	-0.435	-0.001
302	302102	6.333	4.116	6.293	3.390	0.040	0.723	0.042	6.583
304	304101	6.171	3.622	6.135	2.976	0.036	0.644	0.039	5.872
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.411	-0.001
304	304102	6.173	3.617	6.138	2.971	0.036	0.644	0.039	5.866
4	4101	4.070	2.429	4.057	2.195	0.013	0.233	0.024	3.286
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.247	-0.000
4	4102	4.071	2.426	4.058	2.192	0.013	0.233	0.024	3.282
5	5101	1.384	0.731	1.381	0.691	0.003	0.040	0.008	1.613
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.207	-0.000
5	5102	3.491	1.910	3.486	1.807	0.005	0.102	0.020	1.610
6	61101	2.862	1.826	2.857	1.706	0.004	0.120	0.017	2.404
61101	6351	1.830	0.815	1.829	0.815	0.002	0.000	0.010	0.083
6351	6352	1.829	0.815	1.829	0.815	0.000	0.000	0.030	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.815	0.001	0.016	-0.010	-0.463
6	61102	5.484	3.544	5.476	3.259	0.008	0.284	0.032	2.950
61102	6102	7.304	4.058	7.289	4.058	0.015	0.000	0.042	0.169
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.442	0.001
61101	6101	1.027	0.891	1.026	0.879	0.001	0.012	0.007	0.722
301	301101	-7.465	0.553	-7.495	-0.003	0.031	0.554	-0.036	0.165
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.381	0.001
301	301102	-7.464	0.559	-7.495	0.003	0.031	0.554	-0.036	0.172
100	201	57.266	36.087	55.657	33.757	1.602	2.320	0.322	4.654
201	3	7.994	4.203	7.974	4.174	0.020	0.028	0.045	0.399
3	4	4.800	2.732	4.789	2.716	0.011	0.016	0.027	0.379
4	5	-3.383	-1.520	-3.390	-1.531	0.008	0.011	-0.018	-0.358
6	202	-13.636	-4.294	-13.745	-4.451	0.108	0.156	-0.071	-1.241
202	7	-13.745	-3.831	-13.764	-3.867	0.019	0.035	-0.070	-0.234
7	8	-1.656	-6.154	-1.671	-6.181	0.015	0.027	-0.031	-0.562
8	9	-7.101	-9.205	-7.122	-9.243	0.021	0.038	-0.056	-0.437
9	10	-10.497	-10.762	-10.550	-10.859	0.053	0.097	-0.073	-0.847
10	203	-13.725	-12.630	-13.730	-12.639	0.005	0.009	-0.090	-0.065
203	200	-13.730	-12.274	-13.801	-12.405	0.071	0.131	-0.088	-0.919
11	11101	3.150	1.836	3.142	1.700	0.007	0.135	0.018	2.442
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.188	-0.000
11	11102	3.151	1.833	3.144	1.698	0.007	0.135	0.018	2.439
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
131102	13102	2.594	1.339	2.589	1.253	0.006	0.085	0.015	1.897
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.154	0.000
131101	13101	2.594	1.341	2.588	1.255	0.006	0.085	0.015	1.899
13	131101	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
13	131102	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
5	6	-8.296	-3.432	-8.336	-3.490	0.040	0.057	-0.045	-0.769



## ДОДАТОК Д

## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.246	-6.76
302102		0.000	0.000	10.246	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	9.885	-6.55
304102		0.000	0.000	9.886	-6.56
303101		11.880	5.750	9.925	-6.13
303102		0.000	0.000	9.925	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.443	3.49
301102		0.000	0.000	10.443	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.071	-1.52

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.354	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.398	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.383	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.414	0.001
304	304102	6.171	3.575	6.138	2.971	0.033	0.602	0.038	5.337
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.976	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.085
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.876	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246

303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

## ДОДАТОК Е

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

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)  
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

## ДОДАТОК Є

## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.513 МВт / 945.830 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.388 МВт / 3.395 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.558 МВт / 5.531 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.945 МВт / 8.926 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.863 МВт / 37.856 млн.кВт\*г (4.0%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, градус
100	Хмельницький енерговузол	-37.134	-19.140	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.111	-0.79
1	Маломоленці	0.000	0.000	111.151	-1.13
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
3	Западинці	0.000	0.000	111.258	-1.02
4	Красилів	0.000	0.000	110.202	-1.29
5	Машзавод	0.000	0.000	109.609	-1.44
6	Староконстантині	0.000	0.000	109.544	-1.42
202	202	0.000	0.000	109.542	-1.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
8	Кустівці	0.000	0.000	111.015	-1.04
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.862	-0.82
10	Медведівка	0.000	0.000	113.361	-0.43
203	203	0.000	0.000	113.468	-0.40
200	Шепетівка	-55.340	-33.537	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.748	-1.36
12	Бутівці	0.000	0.000	110.752	-1.10
13	Антоніни	0.000	0.000	110.344	-1.20
14	Вербівці	0.000	0.000	111.735	-0.83
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.126	-0.48
1110		3.150	1.790	10.220	-4.36
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
310		3.150	1.700	10.249	-4.23
61101		0.000	0.000	107.068	-3.36
6351		0.000	0.000	35.814	-3.34
6101		8.320	4.940	10.170	-3.76
61102		0.000	0.000	106.524	-3.82
6352		0.000	0.000	35.814	-3.34
6102		0.000	0.000	10.171	-3.77
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
8110		0.000	0.000	106.257	-4.69
835		0.000	0.000	35.573	-4.69
810		5.380	2.900	9.908	-6.92
9110		3.350	1.720	10.300	-4.22
10110		3.150	1.870	10.425	-3.53
12110		2.740	1.550	10.239	-3.91
131101		0.000	0.000	107.154	-3.98
13351		0.000	0.000	35.874	-3.98
13101		5.180	2.510	10.075	-5.65
131102		0.000	0.000	107.154	-3.98
13352		0.000	0.000	35.874	-3.98
13102		0.000	0.000	10.075	-5.65
14110		0.000	0.000	107.546	-3.71
1435		0.000	0.000	36.005	-3.71
1410		2.740	1.700	10.057	-5.46

15110		3.150	1.610	10.453	-3.59
4101		8.120	4.390	10.229	-3.95
4102		0.000	0.000	10.229	-3.95
5101		4.870	2.500	10.328	-2.87
5102		0.000	0.000	10.328	-2.87
11101		6.290	3.400	10.258	-3.42
11102		0.000	0.000	10.259	-3.42
301		0.000	0.000	109.072	-1.52
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.55

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
13	131101	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.097	0.016	2.074
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.353	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.077
100	201	37.134	19.140	36.456	18.157	0.676	0.979	0.209	2.899
201	1	20.011	10.038	19.899	9.833	0.112	0.204	0.115	0.971
1	2	16.724	8.646	16.476	8.194	0.246	0.450	0.098	2.555
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464
7	202	0.235	-0.714	0.235	-0.714	0.000	0.000	0.004	-0.013
12	14	-22.607	-11.910	-22.753	-12.121	0.145	0.210	-0.133	-0.992
14	15	-25.520	-13.845	-25.750	-14.178	0.229	0.332	-0.150	-1.398
15	200	-28.924	-15.607	-29.270	-16.108	0.345	0.500	-0.167	-1.878
11	11101	3.151	1.854	3.142	1.700	0.008	0.154	0.019	2.659
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.852	3.144	1.698	0.008	0.154	0.019	2.656
6	61101	2.863	1.847	2.858	1.710	0.005	0.137	0.018	2.626
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.585	5.478	3.259	0.010	0.324	0.034	3.223
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.179
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.473	0.001
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.783
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.734
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.219	-0.000
5	5102	3.491	1.922	3.486	1.807	0.006	0.114	0.021	1.730
4	4101	4.071	2.454	4.057	2.195	0.014	0.257	0.025	3.488
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.260	-0.000
4	4102	4.073	2.450	4.058	2.192	0.014	0.257	0.025	3.484
202	6	0.235	-0.180	0.235	-0.180	0.000	0.000	0.002	-0.001
6	5	0.006	-0.743	0.006	-0.744	0.000	0.000	0.004	-0.064
5	4	-4.898	-2.741	-4.917	-2.769	0.019	0.028	-0.030	-0.599
4	3	-13.089	-7.111	-13.180	-7.242	0.090	0.131	-0.078	-1.067
3	201	-16.354	-8.744	-16.445	-8.875	0.090	0.131	-0.096	-0.860
7	8	-13.433	-9.918	-13.553	-10.137	0.119	0.218	-0.088	-1.500
8	9	-18.986	-13.342	-19.080	-13.515	0.094	0.172	-0.120	-0.853
9	10	-22.456	-15.120	-22.652	-15.477	0.195	0.356	-0.139	-1.507
10	203	-25.827	-17.312	-25.843	-17.341	0.016	0.029	-0.158	-0.107
203	200	-25.843	-17.015	-26.070	-17.429	0.226	0.413	-0.157	-1.535
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086



304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.016	0.248	0.019	4.574
9	9110	3.366	1.988	3.348	1.719	0.018	0.268	0.020	4.453
8	8110	5.413	3.680	5.395	3.186	0.018	0.493	0.034	5.096
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.186	5.377	2.898	0.018	0.286	0.034	3.069
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.911	5.228	2.891	0.014	0.020	0.031	0.412
3	310	3.164	1.945	3.148	1.699	0.016	0.245	0.019	4.378
14110	1410	2.746	1.822	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.648
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.166	-4.224	-8.177	-4.240	0.011	0.016	-0.048	-0.207
11	12	-14.508	-7.776	-14.604	-7.915	0.096	0.138	-0.086	-1.014
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.190	0.017	3.928
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.046
14	14110	2.755	2.034	2.746	1.822	0.008	0.211	0.018	4.403
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
1	1110	3.165	2.042	3.148	1.789	0.017	0.252	0.020	4.588

---

## ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ  
1РІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 27.260 МВт / 239.215 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 26.900 МВт / 235.644 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.001 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.145 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.146 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт\*г (1.5%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

## 2РІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464