

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей  
експлуатації кабельних ліній.»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Сурсаєв А.Ю.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« 05 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 05 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.  
20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ  
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ  
Сурсасву Антону Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 100 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел  
Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язків креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподілу ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

#### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

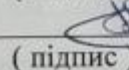
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Промітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	б
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	б
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	б
4	Дослідження особливостей експлуатації КЛЕП	06.04.23	30.04.23	б
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	б
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	б
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	б
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	б

Студент

  
( підпис )

Сурсаєв

Керівник роботи

  
( підпис )

Нетребський

## АНОТАЦІЯ

Сурсаєв Антон Юрійович «Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 100 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проаналізовано особливості експлуатації кабельних ліній. Розглянуті методи та засоби пошуку пошкоджень.

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

## ANNOTATION

Sursaev Anton «Development of a fragment of electrical networks with an analysis of the features of the operation of cable lines». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 100 p. fig. 21, table 19, bibl. 16

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

The peculiarities of the operation of cable lines are analyzed. The methods and means of searching for damage are considered.

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

## ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 .....	11
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
РОЗДІЛ 2 .....	16
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	16
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	19
РОЗДІЛ 3 .....	25
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	25
3.1 Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	25
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	28
РОЗДІЛ 4 .....	31
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦЯХ ТА ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ.....	31
4.1 Вибір силових трансформаторів.....	31
4.2 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	33
РОЗДІЛ 5 .....	35
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	35
5.1 Вибір схеми для прохідних підстанцій нових споживачів .....	36
5.2 Вибір схеми відгалуджувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга.....	36
5.3 Оцінювання надійності схем відгалужувальної підстанції Сигнал.....	38
РОЗДІЛ 6 .....	42
РОЗРАХУНОК БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ .....	42
РОЗДІЛ 7 .....	45
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків .....	45
7.2 Регулювання напруги у електромережі .....	46
РОЗДІЛ 8.....	50
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	50
РОЗДІЛ 9 .....	69
ТЕХНІЧНИЙ НАГЛЯД ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ.....	69
РОЗДІЛ 10 .....	73
ЗАСОБИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ .....	73
РОЗДІЛ 11 .....	81
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	81
ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	100
Додаток А.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Показники звіту подібності Unichек .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ДОДАТОК А2 .....	110
ДОДАТОК В .....	118
ДОДАТОК Г .....	122
ДОДАТОК Е .....	126

## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.



## ВСТУП

Забезпечення надійної роботи систем електропостачання на сучасному етапі є пріоритетним завданням тому, що це гарантує безперебійне електропостачання і створення безпечних умов роботи споживачів. Розв'язання цієї задачі можливо за рахунок використання результатів теоретичних і прикладних досліджень у галузі створення кабельної продукції, що відповідає вимогам світових стандартів і враховує особливості роботи, характерні для вітчизняної енергосистеми. Вибір кабельно-провідникової продукції як вітчизняного, так і іноземного виробництва повинен здійснюватися на підставі аналізу їх параметрів з урахуванням реальних умов експлуатації. Вивчення різноманітних конструкцій силових кабелів, їх характеристик і впливу на режими роботи силових кабелів різних факторів та методи пошуку і усунення пошкоджень спричинених цими факторами є важливою гілкою електроенергетики [1].

Використання діагностування дозволяє проводити ремонтно-відновлювальні роботи кабельних ліній із урахуванням їх технічного стану, тобто в тих випадках, коли порушення будь-якого елемента конструктивного виконання лінії сягає значень, при яких подальша робота може призвести до відмови будь-якого елемента.

Метою діагностування є забезпечення найбільш економічної експлуатації кабельних ліній, як одного з основних елементів розподільних мереж, при заданому рівні надійності та скорочення до мінімуму витрат на технічний ремонт та обслуговування. Ця мета досягається визначенням технічного стану, що дозволяє своєчасно попередити відмови, зменшити термін простою через пошкодження, проводити комплекс заходів із підтримки функціонування кабельних ліній [1,2].

**Отже, дослідження кабельних ліній, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є актуальною науково-прикладною задачею.**

**Метою** цієї роботи є вибір най оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та особливості експлуатації кабельних ліній.

**Задачі роботи.** Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз особливостей експлуатації кабельних ліній;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

**Об'єктом** дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

**Предметом** дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

**Методи дослідження.** Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [ ].

**Наукова новизна** полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих методів експлуатації кабельних ліній.

**Особистий внесок.** Усі результати, що присутні у основному змісту роботи отримані автором самостійно.

## РОЗДІЛ 1

### ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз що до залежності найбільшої потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично - задану функцію  $P_{\max}(T)$  виразом  $P'_{\max}(T)$ :

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

де  $a'$ ,  $b'$  – числові значення коефіцієнтів;  $T$  – часовий період прогнозу.

Визначення слушних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється завдяки мінімізації виразу який записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії  $a'$  та  $b'$  у наступному вигляді:

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

Після запису вхідних значень з таблиці 1 отриманого завдання в систему вона (1.3) буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 926, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1865522. \end{cases}$$

звідки  $a' = 1,4424$ ,  $b' = -2812,6$ , таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 0,9818 \cdot T - 1883,3.$$

Застосувавши табличний редактор «Excel» отримаємо апроксиматичну характеристику та її коефіцієнти (див. рис 1.1).

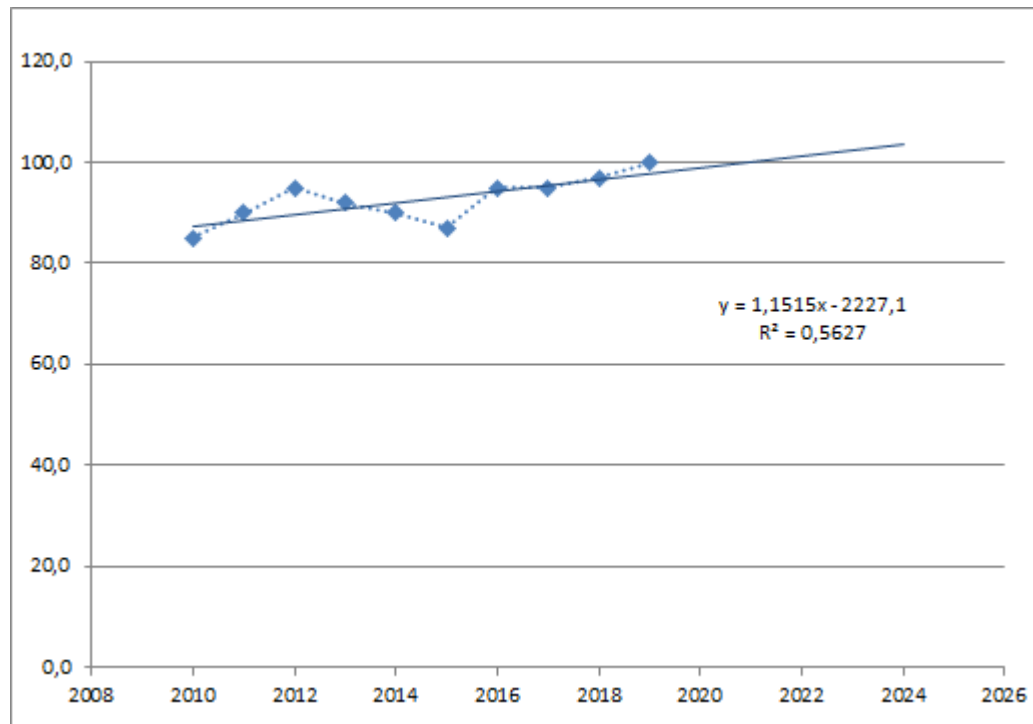


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  функції та регресійної  $P'_{\max}(T)$  функції найбільшого навантаження від часу  $T$

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,9 %, що врахується при виконанні проекту. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) враховуючи прогнозу показують, що

напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та силових трансформаторів, маємо висновок - основне електрообладнання експлуатується у достатньо економічних режимах, або ж близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Вітки	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-409
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	450	450	450	450
Розрах.струм, А	129	13	126	153	169	211

У районі, де планується розвиток електромереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускною здатністю та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	11	12	13	14
Напруга вузла,кВ	107,77	107,72	107,93	109,67

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень робимо наступні висновки. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, якщо порівняти із тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість транспортування додатково електричної енергії до нових споживачів без конструктивних змін у існуючих електромережах.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому, визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

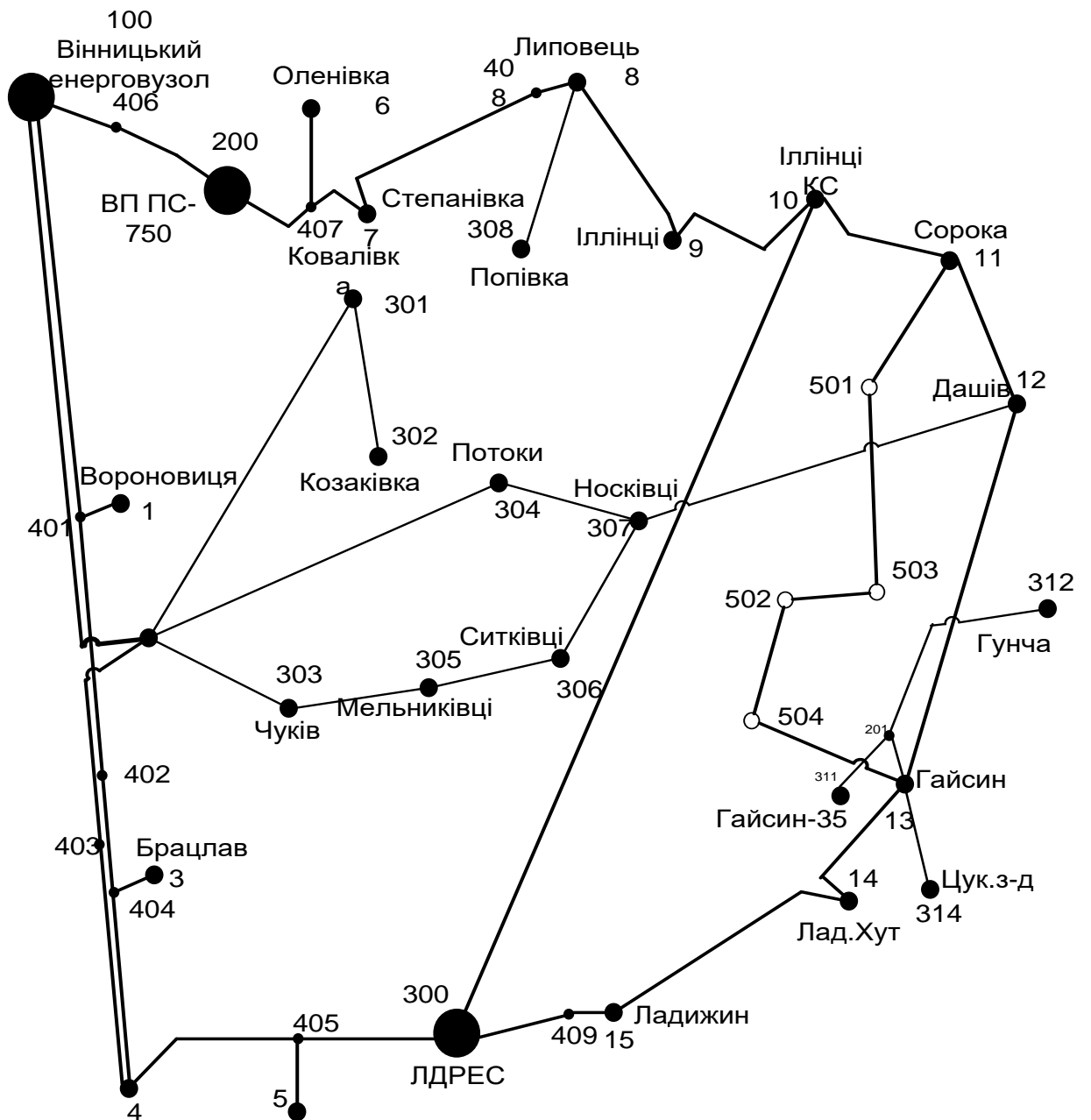


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому, визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

## РОЗДІЛ 2

### ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити потрібну якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування.

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

#### 2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі  $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$ , а оптимізованими змінними приймемо потужності  $P_i$ , які протікають дільницями мережі.

У загальному випадку залежності  $B_i = f(P_i)$  нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні  $P_i$ . У випадку



застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної  $i$ -тої лінії дисконтовані витрати  $V_i$  записують у вигляді:

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

де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на  $i$ -тій ділянці лінії;  $E$  - коефіцієнт дисконту ( $E=0,2$ );  $\alpha$  - коефіцієнт нормативних відрахувань;  $b_i$  - питомі витрати, що враховують втрати електричної енергії та залежні від  $P_i^2$ ;  $l_i$  - довжина  $i$ -ї лінії в км;  $P_i$  - потужність  $i$ -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де  $a_i'$  - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації;  $b_i'$  - питомі затрати, що залежать від потоку потужності  $P_i$  в лініях.

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

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

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

де  $U_n$  - номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9);  $\tau$  - час максимальних втрат (3633 годин/рік для  $T_{нб} = 5400$  годин/рік);  $C_0$  - вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 1,65 гривень/кВт·год;  $r_{0i}$  - активний опір, що залежить від перерізу провoda (зокрема

для проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти що до 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
11-501	18	4582,6	0,775	4660,1
12-501	18	5287,6	0,894	5477,0
13-504	18	4935,1	0,835	5018,5
14-504	18	7050,1	1,192	7169,3
501-502	18	7402,6	1,252	7527,8
501-503	18	4582,6	0,775	4660,1
503-502	18	2467,5	0,417	3509,3
502-504	18	4582,6	0,775	4660,1

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i$  зросли.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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
11-501	4833,7	4582,6	13,952	4833,7
12-501	5577,3	5287,6	16,099	5577,3
13-504	5205,5	4935,1	15,025	5105,5
14-504	7436,5	7050,1	21,465	7436,5
501-502	7808,3	7402,6	22,538	7808,3
501-503	4833,7	4582,6	13,952	4833,7
503-502	2602,8	2467,5	7,513	2602,8
502-504	4833,7	4582,6	13,952	4833,7



Задачі лінійного програмування (2.3) при умовах (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується за наступними етапами:

- I-ий етап виглядає у приведенні системи обмежувальних рівнянь та цільової функції до визначеного канонічного вигляду;
- II-ий етап виглядає в оптимізації цільової функції, яка отримана в результаті попереднього етапу, використовуючи Симплекс-алгоритму (СА).

Застосування СМ що до розв'язку задачі вибору най оптимальної схеми ЕМ має певні особливості:

1. Змінними  $x_i$ , які оптимізуються, є потужності в ділянках мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) приймаються потужності навантажень, які завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від'ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		11-501	12-501	13-504	14-504	501-502	502-501	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0			
	501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	18,80	18,80
	502	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	12,67	12,67
	503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,32	3,32
	504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	-2,60	-2,60
	Коефіцієнти цільової функції	575,543	664,089	619,816	885,451	929,724	929,724	575,543	575,543	309,908	309,908	575,543	575,543	0,000	0,000			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
	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
		Дисконтровані 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 Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці, що показана на рисунку 2.3.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		11-501	12-501	13-504	14-504	501-502	502-501	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0			
	501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00
	502	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	12,67	0,00
	503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,32	0,00
	504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	-2,60	0,00
	Коефіцієнти цільової функції	575,543	664,089	619,816	885,451	929,724	929,724	575,543	575,543	309,908	309,908	575,543	575,543	0,000	0,000			28182,927
	Потужності ЛЕП	22,12286	0	10,07473	0	0	0	3,323622	0	0	0	0	12,67131	0	0			
	Постійні складові витрат	4582,557	0,000	4935,061	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000			18682,731
	Змінні складові витрат	379,358	0,000	84,726	0,000	0,000	0,000	8,562	0,000	0,000	0,000	0,000	124,454	0,000	0,000			597,101
	Дисконтовані витрати, тис. грн																	19279,831

Рисунок 2.3 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по дільницям, тому скоригуємо вартісні коефіцієнти і проведемо повторний обрахунок (рис. 2.4).

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0			
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	0,00
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,84	0,00
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	5,90	0,00
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0	12,63	0,00
	Коефіцієнти цільової функції	742,432	1004,467	471,696	389,381	785,929	524,070	786,105	786,105	17548,464	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000			20926,518
	Потужності ЛЕП	0	0	12,332944	12,838464	6,2	0	0	0	0,298448	0	0	0	0	0			
	Постійні складові витрат	0,000	0,000	5640,070	4834,345	4834,345	0,000	0,000	0,000	5237,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			20545,968
	Змінні складові витрат	0,000	0,000	177,328	164,712	38,413	0,000	0,000	0,000	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			380,550
	Дисконтовані витрати, тис. грн																	20926,518

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів внаслідок зміни перетоків потужності по дільницях ліній (при другій ітерації)

Після кінцевого уточнення маємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	11-501	12-501	13-504	14-504	501-502	502-501	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	12,67	0,00	
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	3,32	0,00	
504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	-2,60	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	258,334	664,089	379,518	885,451	929,724	929,724	575,543	575,543	309,908	743,809	575,543	298,898	0,000	0,000		15238,959	
Потужності ЛЕП	22,12286	0	10,07473	0	0	0	3,323622	0	0	0	0	12,67131	0	0			
Постійні складові витрат	4582,557	0,000	4935,061	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000		18682,731	
Змінні складові витрат	379,358	0,000	84,726	0,000	0,000	0,000	8,562	0,000	0,000	0,000	0,000	124,454	0,000	0,000		597,101	
Дисконтовані витрати, тис. грн																19279,831	

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

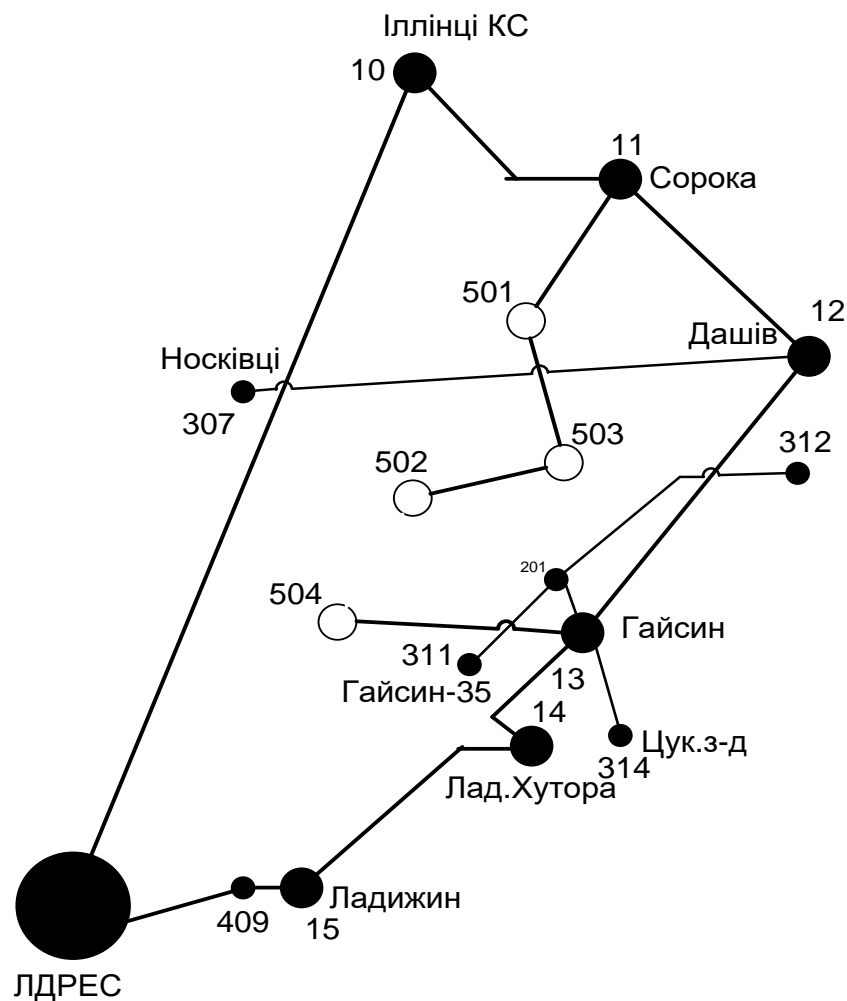


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати дволанцюгову лінію на відрізьку 12-302 та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 301-10, забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел.

Додаткові витрати, що пов'язані з забезпеченням надійності було обраховано за допомогою електронної таблиці (рис. 2.8). Розрахункова вартість ліній ЕМ зросла на 9485,79 тис. грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку симплекс-методом.

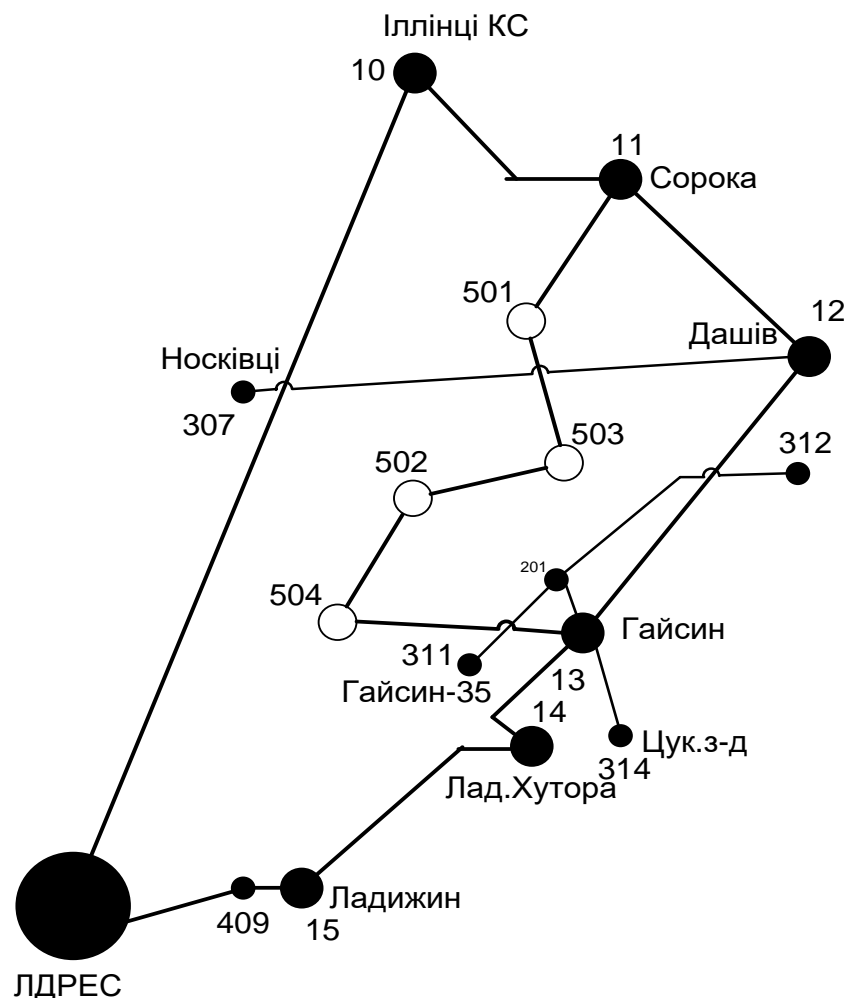


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		11-501	12-501	13-504	14-504	501-502	502-501	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
	501	1	1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00	
	502	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	12,67	0,00	
	503	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,32	0,00	
	504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	-2,60	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		224,289	664,089	498,255	885,451	929,724	929,724	1381,360	575,543	309,908	309,908	575,543	371,470	0,000	0,000			17863,916	
Потужності ЛЕП		18,79924	0	13,39835	0	0	0	0	0	0	3,323622	0	15,99493	0	0				
Постійні складові витрат		4582,557	0,000	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2467,530	0,000	4582,557	0,000	0,000			16567,705	
Змінні складові витрат		273,935	0,000	149,849	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,610	0,000	198,304	0,000	0,000			626,698	
Дисконтвані витрати, тис. грн																			17194,403

Рисунок 2.8 – Розрахунок вартості схеми приєднання з урахуванням забезпечення надійності споживачів



## РОЗДІЛ 3

### ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

Динамічне програмування належить до ряду методів нелінійного програмування. За допомогою нього оптимізують багатокроковий процес для функції багатьох змінних. Якщо використовувати цей метод, то операція розбивається на певну послідовність кроків. В кожному з них проходить оптимізація функції однієї змінної.

3.1 Вибір методу визначення 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 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 12, 10 та 8 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;  $E_{н.п}$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ( $E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$ );  $T$  – тривалість будівництва (в роках).

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беруться з табл. 2.1. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 35$  км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 35 км ліній, то очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох або 3 споживачів, а під час другого року – до інших трьох або двох, і завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 1 до вузла 501, далі 501 і 503. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 18,2 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. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 503-502, 502-504 та 13-504. 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	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн	$V_t$ , тис.грн
1	11-501	9,1	18,2	22,12	4951,76	9552,86	11081,3
	501-503	9,1		3,32	4591,1		
2	13-504	9,8	18,9	2,5	4940,28	9796,75	12182,5
	11-501	9,1		18,8	4856,47		
3	13-504	9,8	18,9	15,17	5127,22	9834,19	13232,9
	502-504	9,1		12,67	4706,97		
4	11-501	9,1	23,1	34,79	5520,57	12835,8	17271,8
	501-503	9,1		15,99	4780,71		
	503-502	4,9		12,67	2534,37		

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	$V_t$ , тис.грн
1,1	13-504	9,8	23,8	18,49	5220,53	12473,4	12473,4
	502-504	9,1		15,99	4780,71		
	503-502	4,9		3,32	2472,13		
1,2	501-503	9,1	23,1	18,49	4847,51	11998,4	16145,1
	503-502	4,9		15,17	2563,49		
	502-504	9,1		2,5	4587,4		
1,3	11-501	9,1	23,1	34,79	5520,57	12834	17269,5
	501-503	9,1		15,92	4778,98		
	503-502	4,9		12,67	2534,47		
1,4	13-504	9,8	18,9	15,17	5127,22	9834,19	13232,9
	502-504	9,1		12,67	4706,97		

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної 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 розраховані програмним комплексом «Втрати 110» (додаток Б).

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 23197,1 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	11-501	9,1	18,2	18,35	4843,52	9426,53	10934,8
	501-503	9,1		0,77	4583,02		
1,2	13-504	9,8	23,8	14,58	5112,56	12262,3	12262,3
	502-504	9,1		10,93	46,75,14		
	503-502	4,9		4,13	2474,64		
						$V_{зх\Sigma}$	23197,1

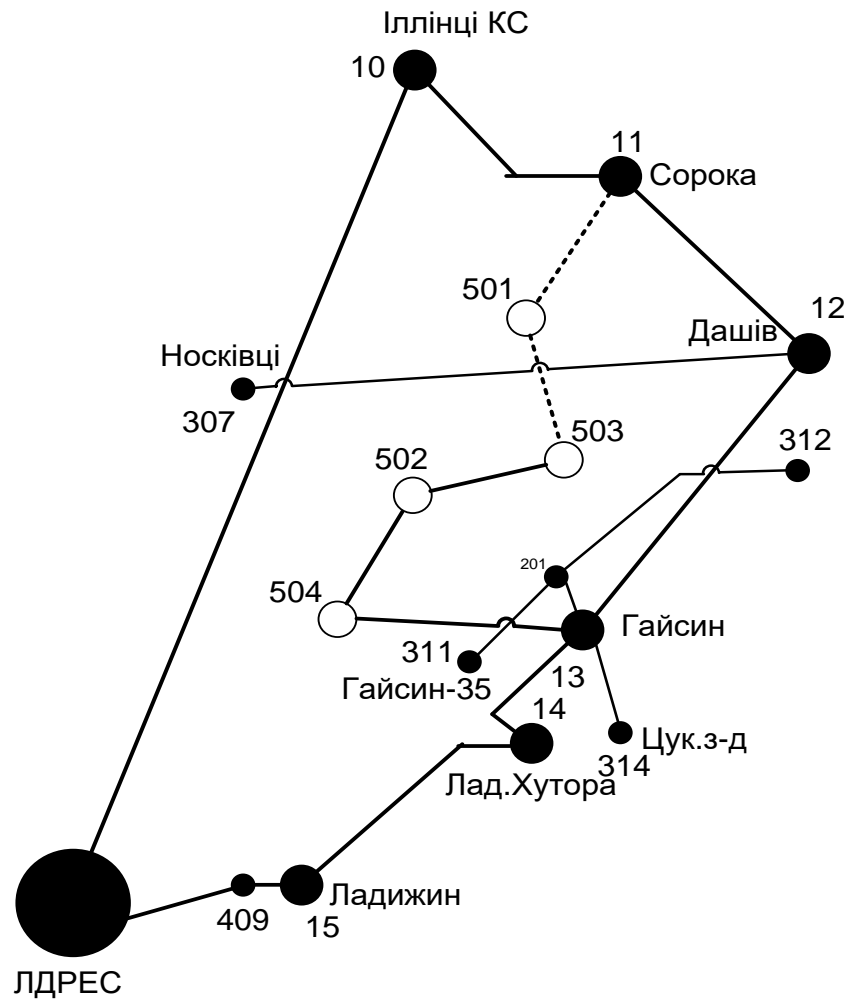


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ

#### 4.1 Вибір силових трансформаторів

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше 6 годин за добу протягом не більше 5 діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів I категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II та III категорій, дозволяється встановлення одного силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де  $n_T$  - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{21,36}{2 \cdot 0,7} = 15,25 \text{ МВА.}$$

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

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

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

$S_{ТН}$  – номінальна потужність трансформатора;

Для вузла 501 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{зна} = \frac{21,36}{16 \cdot (2 - 1)} = 1,33 \leq 1,4$$

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔРк кВт	ΔРх кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
503	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10.5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
504	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10.5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5



## 4.2 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх дільницях відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (4.2) :

$$I_{\text{розр}} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (4.2)$$

$$I_{\text{розр}11-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{11-501}}{n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{116}{1} = 121,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{11}{1} = 11,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1.05 \cdot 11 \cdot \frac{22}{1} = 23,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{96}{1} = 100,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}13-504} = 1.05 \cdot 11 \cdot \frac{83}{1} = 87,1 \text{ (A)};$$

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

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

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

Таблиця 4.2 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$ , А	$I_E$ , А	Марка проводу
11-501	18,21	121,8	400	АС-240/39
501-503	0,71	11,5	400	АС-240/39
503-502	4,1	23,1	400	АС-240/39
502-504	16,90	108,8	400	АС-240/39
13-504	14,45	87,1	400	АС-240/39

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

Були проведені розрахунки з використанням програми «Втрати-110» режиму максимальних навантажень та після аварійних режимів (Додаток Г) з можливим виходом з ладу одного кола лінії 11-501, а також пошкодження найбільш завантажених ліній 502-504 та 13-504, а також 14-504. Були показані струми у нових вітках для після аварійного режиму та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	11-501	503-502	502- 504	13-504	$I_{па,мак}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
11-501	0	139	217	205	205	605	АС-240/39
13-504	201	65	14	0	201	605	АС-240/39
504-502	214	78	0	13	214	605	АС-240/39

Після порівняння отриманих значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимими, було прийняте рішення використати провід АС-240/39 для контуру 11-501-503-502-504-12 тому, що максимальний і післяаварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

## РОЗДІЛ 5

### ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах, що відповідає категоріям по надійності електропостачання електроспоживачів із урахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та після аварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

### 5.1 Вибір схеми для прохідних підстанцій нових споживачів

Виходячи з того, що на нових підстанціях 501, 502, 503 та 504 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

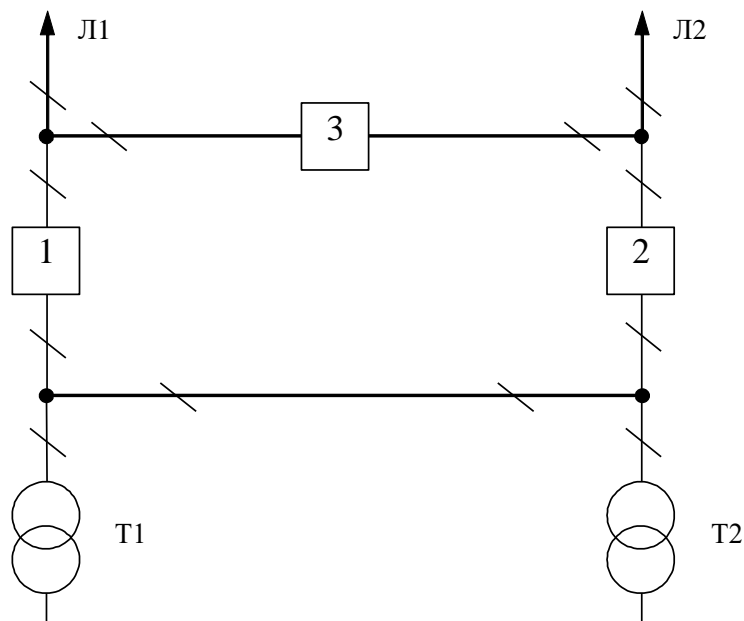


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальних підстанцій Турбів та Сосонка-Тяга

Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Сорока (вузол 11) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження,

варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора (рис 5.2).

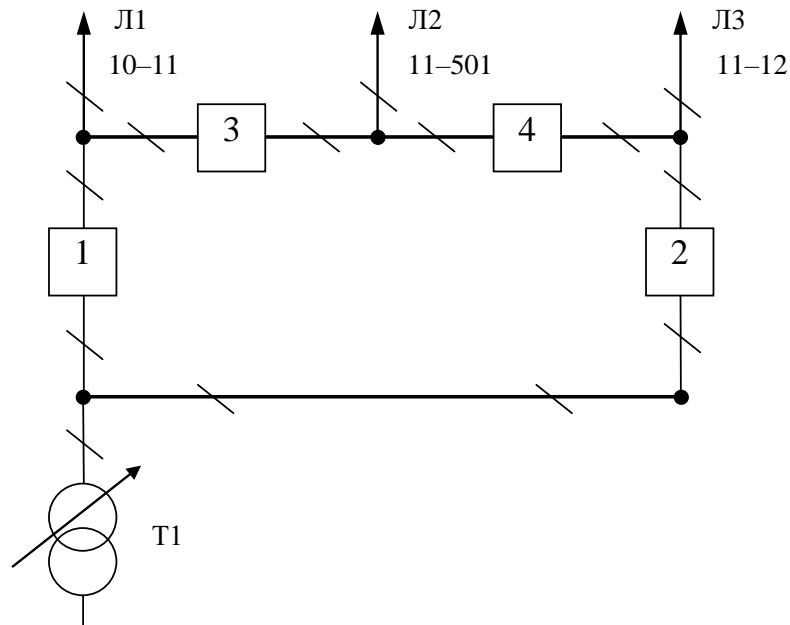


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції (вузол 11) – розширений місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів

Для високовольтного розподільчого пристрою на підстанції Гайсин (вузол 13) потрібно провести розширення дійсної схеми на розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора

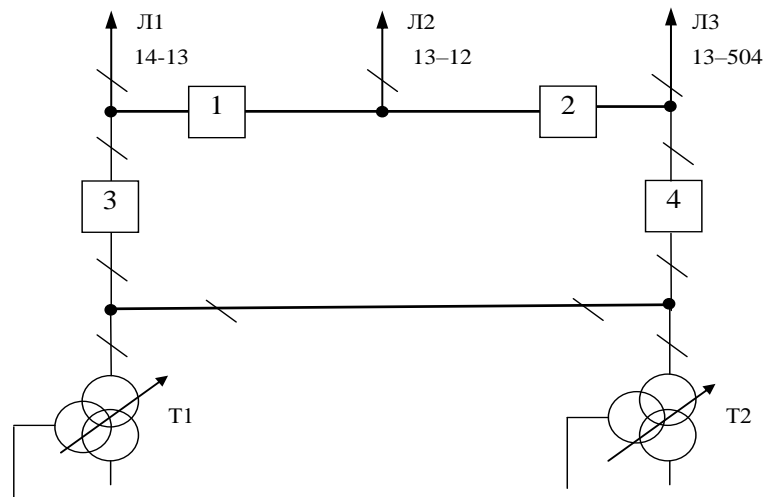


Рисунок 5.3 – Схема вузлової підстанції (вузол 13)

### 5.3 Оцінювання надійності схем відгалужувальної підстанції Сигнал

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП.

Показники надійності будуть визначатись формалізованим методом, який має назву табличного методу Тарівердієва. Вихідними даними що до розрахунку будуть параметри потоку раптових відмов високовольтних вимикачів РП і елементів, що комутуються в РП,  $\omega_i$  (1/рік), час поновлення високовольтних вимикачів  $T_B$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік), та тривалість планових ремонтів  $T_P$  (год.), а також час, необхідний для виявлення високовольтного вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_P$  (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 12) (рис.5.4 – 5.5).

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

Для нормального режиму роботи розподільчого пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо::

$$K_0 = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.863.$$

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

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де  $T_{\Pi1} = 500$  год.

$$\text{Тоді } T_{B2\Pi1} = 250 - (250)^2/2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \sum T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де  $y_0$  – питомий збиток, який пов'язаний з недовідпущенням електроенергії споживачем ( $y_0 = 165$  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:

$$Z_6 = 2,5 \cdot 100 \cdot (1 \cdot 0,9486 \cdot 0,025 \cdot 1 + 1 \cdot 0,0171 \cdot 0,025 \cdot 4 + 187,5 \cdot 0,0171 \cdot 0,025 \cdot 2) = 46,5 \text{ (тис. грн.)}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є незначним.

Результати розрахунків									
Випищак що відмовив	Параметр потоку відмов $w_i$	Відпочиваючі елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відпочиваючих елементів							
		Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтні випищакі							
		$K_B=0,9486$	Q3-л	Q1-л	Q2-л				
Q3-л	0,0250	T2, T1, W2, W1-Тб		T2, T1, W2, W1-Тб	T2, T1, W2, W1-Тб				
		D(W1,T1), D(W2,T2)-Тб		T1, W1, D(W2,T2)-Тб	T2, W2, D(W1,T1)-Тб				
Q1-л	0,0250	T1, W1, D(W2,T2)-Тб	T1, W1, D(W2,T2)-Тб		T2, T1, W2, W1-Тб				
		T1-Тб	T1, W1, D(W2,T2)-Тб		T2, T1, W2, W1-Тб				
Q2-л	0,0250	T2, W2, D(W1,T1)-Тб	T2, W2, D(W1,T1)-Тб	T2, T1, W2, W1-Тб					
		T2-Тб	T2, W2, D(W1,T1)-Тб	T2, T1, D(W1,W2)-Тб					

Рисунок 5.4 – Результати оцінювання наслідків відмов обладнання підстанції 504



Результати розрахунків

Результат

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			$\omega_{\text{лв}}$	$\omega_{\text{гв}}$	$\omega_{\text{лв}}$	$\omega_{\text{гв}}$
T2, T1, W2, W1	2,5	1	1	0	4	0
T1, W1, D(W2,T2)	0	1	1	0	1	0
T2, W2, D(W1,T1)	0	1	1	0	1	0
D(W1,T1), D(W2,T2)	0	187,5	1	0	0	0
T1	0	187,5	1	0	0	0
T2	0	187,5	1	0	0	0
T1, W1, D(W2,T2)	0	187,5	0	0	2	0
T2, W2, D(W1,T1)	0	187,5	0	0	2	0
T2, T1, D(W1,W2)	2,5	187,5	0	0	2	0

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,465$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 46,526$$

Рисунок 5.5 – Результати оцінювання надійності РП 110 кВ підстанції 504

## РОЗДІЛ 6

### РОЗРАХУНОК БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті  $f=f_{\text{ном}}$  для нових вузлів 701, 703, 704 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 34,79 + 0,05 \cdot 34,79 = 33,05 \text{ (МВт)},$$

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, що генерується:

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

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

$$S_{\Gamma} = \frac{33,05}{0,95} = 34,79 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

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

$$Q_r = \sqrt{34,79^2 - 33,05^2} = 10,865 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, що споживається по району в цілому знаходиться як сума відповідних навантажень в окремих пунктах із врахуванням коеф. одночасності для реактивних навантажень бривблизно рівного 0.95.

$$Q_{СП} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 17,594 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в силових трансформаторах.

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

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 17,594 = 1,75 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями електропередачі:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності ділянки ЛЕП 8–304.

$$Q_{ЛЕП1-501} = 106,4^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,1) = 0,294 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обрарховано аналогічно. Загальна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,294 + 0,294 + 0,158 + 0,294 + 0,316 = 1,356 \text{ (МВАр)}.$$

Обрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 17,594 + 1,75 - 10,865 - 1,356 = 7,119 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживача 17,594 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 10,865 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-7200-450 УЗ на 7,2 МВАр на низькій стороні підстанції 503.

## РОЗДІЛ 7

### РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного режиму для електромережі 110/35/10 кВ.

#### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

- Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі  $\pm 10\%U_{ном.}$

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

## 7.2 Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових споживачів на стороні 110кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	107,24	103,87	110,66
502	107,3	103,82	111,23
503	107,27	103,84	111,48
504	107,6	104,3	112,31

Таблиця 7.2 – Напруги у вузлах нових споживачів на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	9,78	9,44	10,12
502	9,76	9,41	10,19
503	11,79	9,79	12,15
504	10,79	10,46	11,26

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 ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після 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 силових трансформаторах, що 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  $U_{\text{ВН}}$  – обрахована величина робочої напруги у вузлі;  $P_{\text{Н}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електростанції бажаної напруги  $U_{\text{ННб}}$

(приймаємо що  $U_{\text{НН6}}$  дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

- Надалі будемо визначати дійсний коефіцієнт трансформації силового трансформатора та номер відпайки, спираючись на межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних нами нових трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в електромережі, мають напругу ВН 115 кВ, а НН – 10,5 кВ, та однакові межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Визначення дійсного коефіцієнта трансформації виконаємо так:

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

Урахувавши межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступній відпайці, буде дорівнювати добутку розрахованого коеф. трансформації  $K_{\text{Tд}}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, це відповідає номерам відпайок.

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{\text{T501}} = \frac{(18,89 \cdot 4,38 + 6,01 \cdot 86,7)}{107,23} = 5,63 \text{ кВ.}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{T501}} = \frac{107,24 - 5,63}{10,5} = 9,67$$



Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T501д} = 9.67$ , що відповідає восьмій відпайці. Дійсний рівень напруги в першому вузлі визначемо за формулою (7.1).

$$U_{HH501д} = \frac{107,24 - 5,63}{9,67} = 10,507 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{T6}$	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 зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи 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
501	5,63	9,67	10,55	14	10,50	0,094
502	6,02	9,67	10,51	14	10,47	0,097
503	9,5	11,239	10,55	4	10,39	0,097
504	0,49	10,298	10,67	10	10,49	0,097

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі. При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

## РОЗДІЛ 8

### ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тисяч гривень;  $E = E_{ан} = 0,2$  – банківський відсоток по вкладах (у в. о.);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку для наступного  $t+1$  року при порівнянні із попереднім  $t$ , тисяч гривень.

Значення  $\Pi_t$  що до кожного року визначимо як:

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

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі,  $C_T = 1,65$  гривень/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0,12$  [2]);  $W_t$  –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт×годин;  $V$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де  $K_t$  – капітальні вкладення, тисяч гривень;  $c$  – вартість 1 кВт·годин втраченої потужності;  $\Delta W_t$  – втрати електричної енергії в електромережі, кВт·годин:

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

де  $P_i$  – активна потужність, яка передається по  $i$ -ій ділянці ЛЕП, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга електромережі,  $U_H = 110$  кВ;  $r_{0i}$  – питомий опір проводу для  $i$ -ої лінії, Ом/км;  $\tau$  – час макс. втрат (6100 годин);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо  $\Delta W_t$ .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

$K_{ЛЕП}$  – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з варіантом розвитку електричної мережі протягом одного року планується будівництво наступних енергетичних об'єктів:

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 8-304, 304-303, 12-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 302, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пунктів 8 та 12.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 10-301 та 301-303;
- спорудження підстанції 110/10 кВ у пункті 301.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 1.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 242926,711 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.5.

Таблиця 8.1 – 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, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
<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 трансфор- маторами 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 трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора 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 трансфор- матора 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	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11,000	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>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</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 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>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>57368,467</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 8):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 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 трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>224,73</b>	<b>3767,313</b>	<b>173,661</b>	<b>109,01</b>	<b>2,285</b>	<b>4276,998</b>	<b>227</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1,	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	1од.	38,616	344,977	9,314	10,452	1,000	404,359	6,9
4.2	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 2,7 МВАр	1 КОМПЛ						1057,200	





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	2,000	970,248	13,8
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,000	2021,795	34,5
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>617,856</b>	<b>4605,777</b>	<b>138,86</b>	<b>143,244</b>	<b>16,000</b>	<b>5521,735</b>	<b>105,6</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
<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>32,0</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)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0

	110 кВ)										
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0		
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0		
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0		
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0		
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)										
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</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>43932,201</b>								

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302):

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>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
<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	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12,000	4852,308	82,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

	кВ									
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
<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	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	
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 3,15 МВАр	1 КОМПЛ						1207,600		
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>3607,766</b>	<b>84,0</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 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>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58980,426</b>						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 12):

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	5 од.	933,27	13726,31	574,84	399,5	6,205	15640	1025
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	5 од.	190,38	5110,255	293,465	145,55	5,22	5744,87	360
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>1242,316</b>	<b>22852</b>	<b>1034,901</b>	<b>655,542</b>	<b>13,71</b>	<b>25799,144</b>	<b>1640</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>25799,144</b>						

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 98052,093 тис. грн. Розрахунок показаний у табл. 8.6–8.7



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	2,000	970,248	13,8
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,000	2021,795	34,5
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>617,856</b>	<b>4605,777</b>	<b>138,86</b>	<b>143,244</b>	<b>16,000</b>	<b>5521,735</b>	<b>105,6</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
<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>32,0</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)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0





2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	749,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,73	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
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>1183,357</b>	<b>23769,896</b>	<b>1050,084</b>	<b>676,311</b>	<b>13,813</b>	<b>26693,457</b>	<b>1666</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>26693,457</b>						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначають наступним чином:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 21,6 + 2072,336 \cdot 9,6 = 51107,916 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 23,2 = 33525,601 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 191818,795 + 51107,916 = 242926,711 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 70625,658 + 33525,601 = 104151,259 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію електромережі обчислюють так:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (8.7)$$

де  $B_{\text{Л}}$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень;  $B_{\text{П}}$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень;  $\Delta W_{\text{т}}$  – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\text{Л}} = (51107,916 \cdot 0,3)/100 = 153,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (33525,601 \cdot 0,3)/100 = 100,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (191818,795 \cdot 3)/100 = 5754,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (64526,492 \cdot 3)/100 = 2118,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:8–304,304-303,12-302 П/ст:8, 304, 303, 12, 302	104	108	2108
2	ЛЕП:10–301,301–303 П/ст:10, 301	125	127	2494

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$V_1 = 153,3 + 2277,7 + 2108 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5911,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 100,6 + 2118,8 + 2494,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2223,5 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електричної енергії в електромережу за рахунок її розвитку визначається як загальне річне електроспоживання додатково приєднаних нових споживачів. Тоді:

$$W_1 = (12,84 + 5,9 + 12,63) \cdot 6100 = 191357 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_{2(\text{СЕС})} = 6,2 \cdot 1100 = 6820 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

Спираючись на (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 191357 - 5911,4 = 31997,3 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 6820,0 - 2223,5 = 2032,2 \text{ тис.грн.}$$

Згідно результатів попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку загалом визначається як (8.1):

$$E'_a = \frac{31977,3 / (1 + 0.16) + 2032,2 / (1 + 0.16)^2}{242926,711 / (1 + 0.16) + 104151,259 / (1 + 0.16)^2} = 0,097$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,097 = 10,3 \text{ роки.}$$

## РОЗДІЛ 9

### ТЕХНІЧНИЙ НАГЛЯД ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ

Пошкодження кабельної лінії пов'язане з перериванням подачі електроенергії, нанесенням збитку не одному господарству і, звичайно, призводить до значних затрат праці та матеріалів на ремонт ліній і відновлення нормального режиму роботи мережі. Діючі конструкції вітчизняних силових кабелів забезпечують високу надійність їх роботи в умовах експлуатації. Електрична міцність ізоляції кабелів настільки велика, що електричний пробій ізоляції при номінальній напрузі виключається.

Не зважаючи на це, рівень пошкодження кабельних ліній все ще залишається дуже високим і в міських мережах складає 10 і більше пошкоджень за рік на кожні 100 км загальної довжини кабельних ліній, які знаходяться в експлуатації, що причиною пошкоджень кабельних ліній в абсолютній своїй більшості випадків є механічні пошкодження, які завдаються кабелям в процесі експлуатації при проведенні земляних робіт на трасах, а також дефекти прокладання та монтажу муфт, допущені в період спорудження кабельної лінії.

Високий рівень пошкодження кабельних ліній вносить стихійність в роботу персоналу і не дає змоги вести планомірну, систематичну роботу із підвищення надійності, забезпечення високої якості і економічності роботи мережі, віддаючи кошти і сили на трудомісткі роботи із ліквідації пошкоджень і виконання аврійно-відновлювальних ремонтів кабельних ліній.

Для виключення можливості механічного пошкодження як діючих, так і тих кабельних ліній, які споруджуються знову, правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж (ПУЕ) [1] радять експлуатаційному персоналу вести технічний нагляд за роботами із прокладанням кабелю і монтажу муфт, які виконуються будівельно-монтажними організаціями при спорудженні нових кабельних ліній. Цими ж правилами також передбачено, що розкопування на

трасах кабельних ліній або земляні роботи поблизу них можуть проводитись тільки з письмового дозволу підприємства електромережі.

Задачею технічного нагляду є забезпечення високої якості скритих робіт, якими є прокладання кабелю і монтаж муфт, корті виконані різними будівельно-монтажними підрядними організаціями, а також нагляд за земляними роботами, які ведуться різними організаціями на трасах діючих кабельних ліній або поблизу них при будівництві, реконструкції і ремонті підземних споруд.

Висока якість, стійка і надійна робота як кабельних ліній, які знову споруджуються після впровадження в експлуатацію, так і діючих кабельних ліній може бути забезпечена при умові точного виконання персоналом будівельно-монтажної організації таких вимог: правил улаштування електроустановок; проектних рішень, прийнятих при розробці траси і споруджень кабельної лінії; технічних умов, заданих при узгодженні проекту; правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж по із здійснення технічного нагляду і організації охорони діючих кабельних ліній для захисту їх від механічних пошкоджень при проведенні земляних робіт. За своїм змістом робота представника експлуатації, який здійснює технічний нагляд за спорудженням кабельної лінії може бути розділена на три періоди: період підготовки до ведення робіт, період виконання робіт (риття траншеї, прокладання кабелю і монтаж муфт) і період завершення робіт (здача, прийом і введення лінії в експлуатацію). Для кожного з вищевказаних періодів проведення робіт представником технічного нагляду розробляються технічні та організаційні заходи, метою яких є:

перевірка якості, об'єму, змісту проекту спорудження кабельної лінії і графічного матеріалу відповідно до вимог інструкції з розробки для промислового будівництва (СН-202-69);

встановлення можливості якісного виконання будівельно-монтажною організацією прийнятих на себе робіт зі спорудження кабельної лінії, наявність в цій організації кваліфікованого персоналу робітників і монтерів-кабельників, які допущені до монтажу муфт і мають спеціальне посвідчення, що дає право

виконувати монтажні роботи, як це передбачено вимогами технічної документації на муфти для силових кабелів з паперовою та пластмасовою ізоляцією до 35 кВ;

забезпечення високої якості будівельних і монтажних робіт при спорудженні кабельної лінії, виконання при цьому вимог гл. II-3 ПУЕ, а також ПТЕ щодо захисту діючих кабельних ліній від механічного пошкодження в процесі виконання розкопувань і споруджень траншей за технологією, організація охорони кабельних ліній;

виконання вимог інструкції із топографічно-геодезичних робіт для міського, селищного і промислового будівництва (СН-212-62) при розбиванні траси лінії, а також зніманні виконаного прокладання кабелів і введення їх до складу мережі для складання виконавчої документації.

Технічний нагляд за покладанням кабелю і монтажем муфт, який здійснюється експлуатаційним персоналом, є найголовнішим протиаварійним заходом, і тому ці роботи повинні плануватися і передбачатися в експлуатаційних планах та графіках разом з іншими роботами із ремонту і експлуатаційного обслуговування мережі. Представники технічного нагляду повинні вибиратися з числа найбільш кваліфікованої і дисциплінованої частини персоналу підприємства електромережі.

В процесі проведення робіт із спорудженню кабельної лінії і до моменту їх закінчення складається технічна документація. За своїм змістом та призначенням технічна документація на кабельну лінію складається з двох частин: виконавчої документації, яка складається будівельно-монтажною організацією (замовником) і передається нею підприємству електромережі при поданні лінії до здачі в експлуатацію, і документації, яка складається експлуатаційним персоналом підприємства електромережі до моменту введення нової лінії в експлуатацію, зміст якої буде розглянутий пізніше.

До першої частини відносяться:

- проект кабельної лінії, який має в своєму складі рішення щодо антикорозійного захисту за всіма узгодженнями і перелік всіх відхилень від проекту із вказівкою, з ким і коли ці відхилення узгоджені;

- звірене із натурою виконавче креслення траси з масштабом 1:500 або 1:200 з усіма прив'язками кабельної лінії та муфт до капітальних споруджень або спеціально встановлених орієнтирів (пікетів), затверджений технічним наглядом підприємства електромережі;

- акти на приховані роботи, якими є огляд кабелю, котрий прокладений в траншеї, пристрої "постелі", підтипів, захисту кабельної лінії від механічних пошкоджень, відповідність габаритів місць взаємного зближення та перетину кабельної лінії, яка споруджується, з трубопроводами та іншими підземними спорудами вимогам ПУЕ, а також на монтаж всіх з поновних на лінії муфт;

- акт перенесення в натуру проекту траси та правильності виконання робіт із розбивання траси;

- акти прийому траншей, блоків, труб та тунелів для монтажу кабелів;

- протокол прогрівання кабелів на барабанах перед прокладанням, якщо роботи проводились при температурі нижче 0°C;

- акт прийому будівельної частини кабельних споруд для проведення монтажних робіт;

- журнал прокладання кабелів і монтажу муфт;

- акт випробування кабельної лінії після прокладання.

Під час приймання кабельної лінії в експлуатацію перед її увімкненням проводиться:

- визначення цілості жил кабелів та фазування жил;

- вимірювання опору заземлення кінцевих муфт;

- перевірка дії встановлених на лінії пристроїв антикорозійного захисту від блукаючих струмів;

- випробування ізоляції лінії підвищеною напругою постійного струму.



## РОЗДІЛ 10

### ЗАСОБИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

В даний час для визначення місця пошкодження силових кабельних ліній використовуються пересувні вимірювальні лабораторії з набором стаціонарно розміщеного устаткування і переносних приладів. Після виконання всіх заходів безпеки при роботах на кабельних лініях приступають до визначення виду пошкодження. За допомогою омметра і мегомметра на розземленому кабелі проводять вимірювання опору ізоляції між жилами; кожною жилою і оболонкою кабелю. Даними приладами виявляються однофазні і міжфазні пошкодження з опором в місці дефекту від нуля до сотень кілоом. При великому опорі часто не вдається визначити вид пошкодження вказаними приладами, тоді використовують високовольтну випробувальну установку. По черзі, випробовуючи всі три жили кабельної лінії випрямленою напругою постійного струму щодо оболонки кабелю, виявляють вид дефекту кабелю. У такий спосіб виявляються пошкодження вигляду: "запливаючий пробій", однофазні і міжфазні, розриви (розтяжки) кабелю, пошкодження в кінцевих воронках [5].

#### 10.1 Пристрій високовольтних випробувань УВИ

Пристрій високовольтних випробувань УВИ призначено для випробування ізоляції силових кабелів і твердих діелектриків випрямленою напругою до 60 кВ, а також для випробування твердих діелектриків синусоїдальною напругою частотою 50Гц величиною до 100 кВ (діюче значення).

УВИ містить у собі наступні пристрої:

- блок високовольтних випробувань БВИ-60/50-М2;
- трансформатор вольтодобавочний ТВ із короткозамикачем високовольтним КЗМК-100;

- короткозамикач високовольтний КЗМК-60 у блоці з конденсатором ИК-100-0,25;

- вимірювач струму високопотенціальний ИТВ-2-4.

При необхідності одержати постійну напругу до 60 кВ використовують блок високовольтних випробувань БВИ-60/50-М2, що у режимі випробування постійною напругою підключається до об'єкта випробувань через блок високовольтних перемикачів і 3-хфазні короткозамикачі високовольтними коаксіальними кабелями. При необхідності одержати змінну напругу до 100 кВ використовують послідовне з'єднання блоку високовольтних випробувань БВИ-60/50-М2 і вольтодобавочного трансформатора ТВ с короткозамикачем КЗМК-100, що підключається до об'єкта випробувань окремим високовольтним проводом.

## 10.2 Блок високовольтних випробувань БВИ-60/50-М2

Блок призначений для випробування ізоляції силових кабелів і твердих діелектриків випрямленим напругою до 60 кВ, а також для випробування твердих діелектриків синусоїдальною напругою частотою 50Гц величиною до 50 кВ (діюче значення). Блок містить у собі високовольтний трансформатор Т1, однонапівперіодичний випрямляч негативної полярності VD1-VD180, вимірювальний дільник постійної напруги R1-R3 і шунт для виміру вихідного струму R4, R5. Випрямляч шунтується нормально замкнутими контактами високовольтного перемикача ДО1. За допомогою перемикача можна одержувати на виході Х3 і змінну, і постійну напруги. На виході БВИ-60/50 використовують вимірювач струму високо потенціальний ИТВ-2-4 , призначений для вимірювання постійного струму витоку ізоляції.

## 10.3 Вимірювач струму ИТВ - 2-4

Вимірювач струму ИТВ-2-4 являє собою чотирьохпридільний міліамперметр постійного струму з двоступінчастою системою захисту від перевантаження по струму.

При невеликих перевантаженнях працює шунтуючий діод VD2 разом з обмежувальним резистором R1, а при струмі, що відповідає спаданню напруги на R1 близько 180-200В спрацьовує шунтуючий розрядник F1. При такій схемі захисту найбільша кратність перевантаження (відношення струму, що протікає через стрілочний прилад при перевантаженні, до струму, що відповідає межі виміру) не перевищує 3,5.

При цьому варто мати на увазі, що для обмеження струму, що протікає через захисного розрядника, зовні ИТВ-2-4 і послідовно з ним варто включати струмообмежувальний резистор ТВО-60 величиною 100-1000 Ом. Варто мати на увазі, що максимальна робоча напруга резистора ТВО-60 дорівнює 25 кВ.

Переключення меж вимірювання виробляється перемикачем S1. У положенні "0" ИТВ-2-4 шунтується перемичкою. Це положення використовується при транспортуванні.

При регулюванні меж вимірювання встановлюються наступними резисторами: 0,1 мА - резистором R10; 0,3 мА - резистором R11; 1 мА - резистором R12; 3 мА - резистором R13.

ИТВ-2-4 поміщений в електростатичний екран, що знаходиться під високим потенціалом, а вихід до об'єкта випробувань виконаний коаксіальним кабелем, оболонка якого з'єднана з екраном.

Внаслідок такої схеми струм витоку високовольтної корони практично не робить впливу на точність виміру вихідного струму.

#### 10.4 Блок пропалювання кабелів БПР-25/8

Блок призначений для пропалювання постійним струмом дефектної ізоляції кабелів, а також зарядки ємнісних накопичувачів при акустичному методі пошуку місць пошкодження.

Блок пропалювання БПР-25/8 містить у собі:

- 1) силовий трансформатор Т1 потужністю 25 кВт із шістьма вторинними обмотками;
- 2) високовольтні (до 5 кВ) мостові випрямлячі А9-А12; А13-А16; А17-А20; А21- А-24, з'єднані послідовно;
- 3) низьковольтний (до 1 кВ) і потужнострумовий (до 80 А) мостові випрямлячі А1- А8, з'єднаний послідовно з високовольтними випрямлячами;
- 4) шунтуючі потужнострумові (до 40 А) діоди А25-А65;
- 5) високовольтні перемикачі ДО1-ДО4;
- 6) високовольтний дільник напруги R1, R2;
- 7) шунт R3, R4.

Блок може працювати в двох режимах: пропалювання і допалювання.

У режимі пропалювання вихідна напруга знімається з виходу Х9 "-20 кВ" щодо загального висновку Х10, що з'єднується з робочим заземленням. Вихідна напруга змінюється ступенями по 5 кВ, шляхом підключення з блоку керування високовольтних обмоток пускачаів ДО1-ДО4. У цьому режимі низьковольтні (440 В) вторинні обмотки пускача ДО2 (див. додаток 1) з'єднані послідовно. Струм у навантаження від потужнострумового випрямляча А1-А8 йде через шунтуючі потужнострумові діоди А25-А65, а не через високовольтні випрямлячі навіть у тому випадку, коли високовольтні випрямлячі відключені від обмоток, тому що прямий опір шунтуючих діодів менше, і спадання напруги на них не вистачає для відмикання діодів високовольтних мостів.

У режимі допалювання вихідна напруга знімається з виходу Х7 "ДОЖИГ".

У цьому режимі низьковольтні (440 В) вторинні обмотки пускачем ДО2 з'єднані паралельно. Струм у навантаження від потужнострумового випрямляча А1-А8 йде безпосередньо, і при цьому забезпечується максимальний струм.

В усіх режимах плавна зміна струму в навантаженні забезпечується за допомогою зміни сіткової напруги тиристорним регулятором, що знаходиться в блоці керування.

## 10.5 Генератор акустики ГАУВ-6-04 (генератор акустичних ударних хвиль)

ГАУВ-6-04 являє собою ємнісний нагрівач з імпульсним розрядом, і призначений для відшукування місць пошкодження кабельних ліній з перехідним опором  $R = 500 \text{ Ом}$  акустичним методом разом із приймачем П-805 з акустичним датчиком.

ГАУВ-6-04 містить:

- ємнісний нагрівач 31, 32 на 20кВ;
- електромеханічний комутатор КФ1 (служить для комутації заряду нагрівача в навантаження);
- захисні розрядники F1 і F2 (служать для захисту ємнісного нагрівача від перенапруження);
- короткозамикач Q1 (служить для замикання нагрівача і навантаження після зняття напруги );
- трансформатор струму захисний ТА1 (для індикації спрацьовування захисних розрядників);
- зарядний резистор R1;
- струмообмежувальні резистори R2- R5;
- трансформатор струму імпульсний ТА2 (видає сигнал вихідного імпульсу струму ГАУВ у рефлектометр "ІСКРА-3").

При подачі керуючих напруг від блоку керування короткозамикач QK 1 розмикає свої контакти, а електромеханічний комутатор КФ1 однократно (у ручному режимі) чи періодично (в автоматичному режимі) комутує заряд накопичувача в навантаження. Заряд ГАУВ-6-04 виробляється від блоку пропалювання. Найбільша робоча напруга при цьому - 18 кВ. Зазор між електродами в захисних розрядниках F1 і F2 відрегульований таким чином, щоб пробій наставав при напрузі 10,5 кВ на кожному конденсаторі. При експлуатації ГАУВ-6-04 варто мати на увазі, що термін служби ємнісного накопичувача різко зменшується при збільшенні напруги понад припустимий.

Рекомендується не перевищувати величину зарядної напруги вище 18кВ. При експлуатації лабораторії в холодний період року при зовнішній температурі нижче  $-10^{\circ}\text{C}$ , зарядна напруга конденсаторів ГАУВ не повинне перевищувати 12 кВ.

#### 10.6 Рефлектометр високовольтний осцилографічний "Іскра-3"

Рефлектометр призначений для визначення відстані до місця ушкодження високовольтних кабелів напругою  $0,4\div 10\text{кВ}$ , довжиною до 12000м імпульсним методом на низькій і високій напрузі (до  $15\div 50\text{кВ}$ ).

Відмінною рисою рефлектометра є те, що він може визначати відстань до місця ушкодження по імпульсах струму генератора акустики, а у випадку "запливаючого" пробою відстань визначається по сигналу з високовольтного імпульсного датчика чи напруги датчика струму пропалювання.

#### 10.7 Генератор звукової частоти ГЗЧ-2500

Генератор служить для визначення траси кабелю і відшукування за допомогою індукційного приймача місця пошкодження силового кабелю. При цьому в місці пошкодження опір ізоляції повинний бути в межах  $0,5\div 100\text{ Ом}$ .

#### 10.8 Приймач П-805

Служить для відшукування місць пошкодження кабелю індукційним методом (при роботі разом з генератором звукової частоти ГЗЧ-2500 і індукційним датчиком) і акустичним методом (при роботі разом з генератором акустики ГАУВ-6-04 і акустичним датчиком).

#### 10.9 Високовольтні перемикачі

Високовольтні перемикачі розташовані в стійці керування, і містять у собі перемикачі вибору фази ( "ФАЗА А", "ФАЗА В" і "ФАЗА С") і перемикач режиму блоку пропалювання "ПРОЖИГ-ЗАРЯД ГАУВ" . Перемикачі вибору фази дозволяють вибрати ту чи іншу фазу силового кабелю, з яким ведеться робота, і заземлити її чи підключити до неї виходи тих чи інших пристроїв, що входять у комплект лабораторії, а саме:

Таблиця 10.1 - Пристрої лабораторії для різних режимів роботи

Положення вимикача	Підключений пристрій
«Дослідження»	Блок високовольтних досліджень БВИ-60/50-М2
«Прожигання», « Дожигання»	Блок проживання БПР-25/8
«Вн.Ізм»	Рефлектометр «ІСКРА-3», генератор ГЗЧ-2500
«Акустика»	Генератор акустики ГАУВ-6-04

Перемикач режиму блоку пропалювання "ПРОЖИГ-ЗАРЯД ГАУВ" переключає вихідну напругу блоку пропалювання або на перемикачі вибору фази, або на заряд конденсаторів генератора акустики ГАУВ-6-04.

#### 10.10 Короткозамикач трифазний

Короткозамикач трифазний забезпечує замикання однієї, двох чи всіх трьох фаз на шину робочого заземлення. Короткозамикач вбудований у стійку керування.

#### 10.11 Комплект барабанів із проводами і кабелями

Цей комплект служить для з'єднання приладів і пристроїв ЕТЛ-35К з мережею електроспоживання, а також приєднання виходів приладів і пристроїв лабораторії до кабелю, на якому ведуться роботи. Барабани містять: барабан 1 - кабель мережевий потужнострумівий (переріз 7,5 мм<sup>2</sup> ); барабан 2 - провід захисного заземлення (перетин 10 мм<sup>2</sup> ); барабан 3 - провід робочого

заземлення (перетин 5 мм<sup>2</sup>); барабани 4,5,6 - по одному високовольтному коаксіальному кабелі.

### Блок керування

Блок керування призначений для оперативного включення і відключення споживачів електролабораторії, а також для керування роботою генератора акустики, блоком проживання і блоком високовольтних досліджень.

У блоці мається тиристорний регулятор напруги для споживання блоку проживання і захист від усіх видів перевантажень по струму.

### Вимірювач діелектричних втрат ИДП-10

ИДП-10 забезпечує вимір ємності й тангенса кута діелектричних втрат електротехнічних об'єктів при напрузі змінного струму частотою 50Гц до 10кВ у межах, забезпечуваних мостом високовольтним СА7100-2 або СА7100-3.

В ИДП-10 забезпечується вимір змінної напруги живлення моста на межі 10кВ із відносною наведеною погрішністю не більше 3%.

### Блок низьковольтних вимірювань БНИ

БНИ призначений для проведення низьковольтних вимірювань (наприклад, коефіцієнта трансформації трансформаторів, опору обмоток трансформаторів і т.п.) за допомогою комплекта приладів ДО-540 і інших, що не входять у комплектацію ЕТЛ-35К. БНИ призначений для проведення низьковольтних вимірювань на змінній напрузі, регульованій від нуля до 380В, і на постійній напрузі 12,6В від акумулятора.

БНИ знаходиться в стійці керування.



## РОЗДІЛ 11

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### 11.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

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

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередач та підстанцій є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт на пункті управління (диспетчерському пункті) за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричних мереж.

11.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;

- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

11.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

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

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

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

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

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

#### 11.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

##### Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ( $1^{\circ}\text{C}$ ) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 11.1

Таблиця 11.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при $27^{\circ}\text{C}$	0,1-0,3

##### Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Таблиця 11.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області.

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою :

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (11.1)$$

де  $e_H$  – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

$m_N$  – коефіцієнт світлового клімату ( $m_N = 0,9$  при орієнтації вікон на північ);

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне:  $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$  ;

суміщене  $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$ .

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній

зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості  $E$  в люксах]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення  $e_{\text{мін}}$  передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі.

Таблиця 11.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 11.4 допустимі рівні вібрації  $m$  постійних робочих місцях.

Таблиця 11.4 – Допустимі рівні вібрації  $m$  постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с  $10^{-2}$ , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

## 12.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 12.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно



заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору  $R_s \leq 0,5$  Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 121.5.

Таблиця 11.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
$l_b$	Довжина вертикального заземлювача, м	3
$L_T$	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
$S$	Площа заземлюючого пристрою, м <sup>2</sup>	1206,5
$\rho_1$	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання $-5^{\circ}\text{C}$ , Ом/м	800
$\rho_2$	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
$M$	Параметр, що залежить від відношення $\rho_1/\rho_2$	0,78
$R_{\text{ч}}$	Опір тіла людини, Ом	1000

Продовження таблиці 11.5

$R_c$	Опір, Ом	1200
$\tau_{\text{рз}}$	Час дії РЗ, с	0,12
$\tau_{\text{вим}}$	Час відключення вимикача, с	0,06
$t$	Глибина закладання полоси, м	0,5
$h_1$	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{\text{кз}}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 11.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 11.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

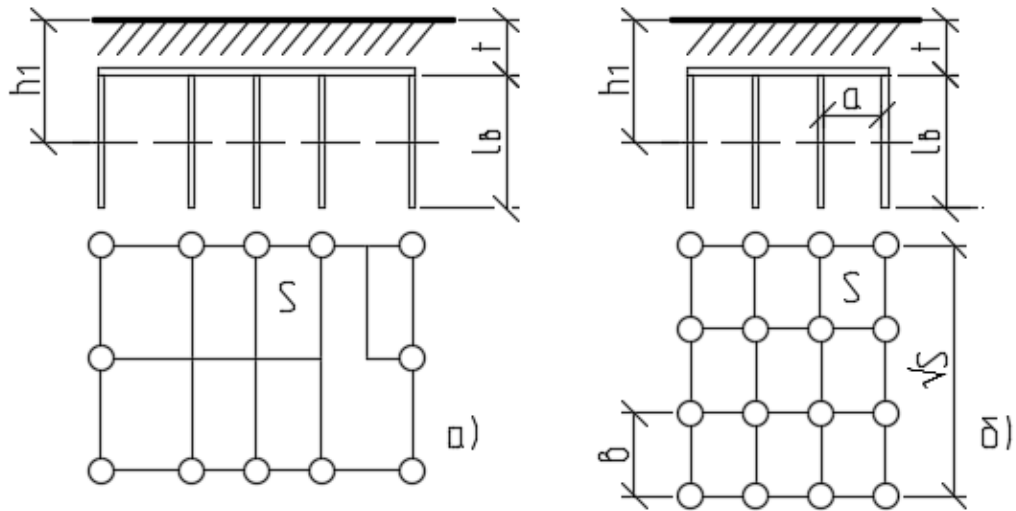


Рисунок 11.1 – Розрахунок складних заземлювачів  
 а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (11.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \text{ (шт.)}$$

Приймаємо  $m = 9$ .

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (11.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (11.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \text{ (м)}.$$

Комірки мають квадратну форму, тому  $b = a$ .

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B}; \quad (11.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \text{ (шт.)}.$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (11.6)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B = 3 \cdot 36 = 108 \text{ (м)}.$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (11.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36.$$

По таблиці 7.6 [15] для відношення  $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$   $\rho_e / \rho_2 = 1,4$ , тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (11.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \text{ (Ом/м)}.$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (11.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \text{ (Ом)}.$$

Для  $\tau_B = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{pz}} = 0,18$  згідно ПУЕ [18] напруга дотику  $U_d$  становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{I_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (11.10)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{3 \cdot 662} = 0,105 \cdot \frac{1}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\text{п}}}; \quad (11.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \text{ (В)}.$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (11.12)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Так як виконується умова  $R_3 < R_{3,\text{доп}}$ , то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опору заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (11.13)$$

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_{\text{з}} = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови  $R_{\text{з}} < R_{\text{з,доп}}$  та  $U_{\text{пр}} < U_{\text{д}}$ , тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно

11.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Залежно від причин, що можуть зумовити виникнення надзвичайної ситуації на території України, розрізняють природного, техногенного, соціально-політичного та воєнного характеру.

Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ

За початковими даними необхідно дослідити стійкість приладів в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- прилади в основному виготовлено з напівпровідникових елементів, мікросхем, інтегральних схем, конденсаторів, резисторів, випрямлячів, магнітних матеріалів;
- висота та довжина незахищених провідників  $l_B = 2,5$  м,  $l_r = 1,6$  м;
- вертикальна складова напруженості електричного поля,  $E_B = 12,73$  кВ/м.
- напруга живлення мікропроцесорного терміналу  $U_{ж} = 220$  В.

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_r = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (11.5)$$

$$E_r = 12,73 \cdot 10^{-3} = 0,0127 \text{ (кВ / м)}$$

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках  $U_r$  та  $U_B$  :

$$U_r = E_B \cdot l_r; \quad (11.6)$$

$$U_B = E_r \cdot l_B; \quad (11.7)$$

$$U_r = 12,73 \cdot 1,6 = 20,37 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0127 \cdot 2,5 = 0,0318 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N; \quad (11.8)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 1 = 222,2 \text{ (В)}$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_r}; \quad (11.9)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B}; \quad (11.10)$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{20,37} = 20,76 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6,b} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{0,0318} = 76,89 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки  $K_{6,r} < 40$  дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (11.11)$$

де  $k = 5,2$  для сталі

$F$  – частота,  $F = 15000$  Гц.

$$t = \frac{40 - 20,37}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,03 \text{ (см)}.$$

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_b = \frac{E_r}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (11.12)$$

$$E_b = \frac{12,73}{10 \cdot 5,2 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{15000} / 20} = 1,333 \text{ (кВ/м)}.$$

$$U_r = 1,333 \cdot 1,6 = 2,133 \text{ (кВ/м)};$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{2,133} = 40,36 \text{ (дБ)}.$$

Для забезпечення коефіцієнта безпеки, що становить 40 дБ із відповідними довжинами струмопровідних частин, необхідно встановити сталевий екран товщиною 0,03 см. Так як мікропроцесорний термінал виконаний в сталевому

корпусі з товщиною стінок 0,3 см та встановлений в панелі, виготовленій із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

### Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління

Приміщення оперативного пункту управління де знаходяться панелі захисту та автоматики відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Будівля, де розташоване приміщення оперативного пункту управління, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступені вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами.

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 11.6.

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

Таблиця 11.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	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



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 загорянні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Площа приміщення оперативного пункту управління в середньому становить 250 м<sup>2</sup>. В даному приміщенні для забезпечення пожежної безпеки необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території енергопідприємства розташувати 1 пожежний щит (стенд), до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на щиті, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт.

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

Отже, проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті;
- провести розрахунок захисного заземлення за допустимою напругою дотику;
- проаналізувати організаційні та технічні заходи, що необхідно провести для безпечного виконання робіт в діючих електроустановках;

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників, а саме пожежну безпеку приміщення оперативного пункту управління на підстанції та безпеку роботи приладів в умовах дії ЕМІ.

## ВИСНОВКИ

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №: 502, 503 та 504) та СЕС(вузол № 501). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується одноланцюговими лініями від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

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

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

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

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,98 МВт при сумарній активній потужності генерування 106,2 МВт.

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

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність оскільки термін окупності 10,3 роки.

Пошкодження кабельної лінії пов'язане з перериванням подачі електроенергії, нанесенням збитку не одному господарству і, звичайно, призводить до значних затрат праці та матеріалів на ремонт ліній і відновлення нормального режиму роботи мережі. Діючі конструкції вітчизняних силових кабелів забезпечують високу надійність їх роботи в умовах експлуатації. Електрична міцність ізоляції кабелів настільки велика, що електричний пробій ізоляції при номінальній напрузі виключається.

Не зважаючи на це, рівень пошкодження кабельних ліній все ще залишається дуже високим і в міських мережах складає 10 і більше пошкоджень за рік на кожні 100 км загальної довжини кабельних ліній, які знаходяться в експлуатації, що причиною пошкоджень кабельних ліній в абсолютній своїй більшості випадків є механічні пошкодження, які завдаються кабелям в процесі експлуатації при проведенні земляних робіт на трасах, а також дефекти прокладання та монтажу муфт, допущені в період спорудження кабельної лінії.

Високий рівень пошкодження кабельних ліній вносить стихійність в роботу персоналу і не дає змоги вести планомірну, систематичну роботу із підвищення надійності, забезпечення високої якості і економічності роботи мережі, віддаючи кошти і сили на трудомісткі роботи із ліквідації пошкоджень і виконання аврійно-відновлювальних ремонтів кабельних ліній.

Задачею технічного нагляду є забезпечення високої якості скритих робіт, якими є прокладання кабелю і монтаж муфт, корті виконані різними будівельно-монтажними підрядними організаціями, а також нагляд за земляними роботами, які ведуться різними організаціями на трасах діючих кабельних ліній або поблизу них при будівництві, реконструкції і ремонті підземних споруд.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
6. Прилади для контролю параметрів кабельних ліній - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://promix.com.ua/uk/catalog/power-uk/diagcablin-uk>
7. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ - ОЕП «ГРІФРЕ», 2005.
8. Головатюк М.О., Леонтєв В.О., Видмиш В.А. Експлуатація кабельних ліній електропередач. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 109 с.
9. Вказівка про заходи безпеки при відшуканні місць пошкодження і випробуваннях кабельних ліній високої напруги 315.00.00.000 СКТБ ВКТ.
10. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування. / Баженов О.Г., Бойко В.О. та інші – К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. – 800 с.
11. Пересувні електротехнічні лабораторії - [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http://www.ker.ua/ru/devices/cable\\_test\\_vans/1](http://www.ker.ua/ru/devices/cable_test_vans/1)
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

14. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

15. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

16. Кочмарук, В.; Сурсаєв, А.; Нетребський, В.. **ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ СИЛОВИХ КАБЕЛІВ НАПРУГОЮ ДО 10 КВ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023.** Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18422/15244>>. Date accessed: 06 Jun. 2023.

**ДОДАТКИ**

## Додаток А

## ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричних мереж з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

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

## Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 80,4 % Схожість 19,6 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

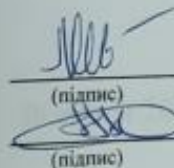
Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Вишневецький С.Я.  
(прізвище, ініціали)

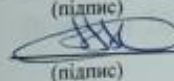
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

  
(підпис)

Сурсаєв А.Ю.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Нетребський В.В.  
(прізвище, ініціали)

**Додаток А1. 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 " 03 2023 р.


**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

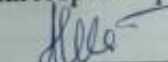
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ**

08-21.МКР.021.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

 Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

 Сурсаєв А.Ю.

Вінниця 2023 р.



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

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

б) наказ № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета даної роботи - є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження особливості експлуатації кабельних ліній;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

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

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	
4	Аналіз особливостей експлуатації КЛЕП	06.04.23	30.04.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	

## **6. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

## **7. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

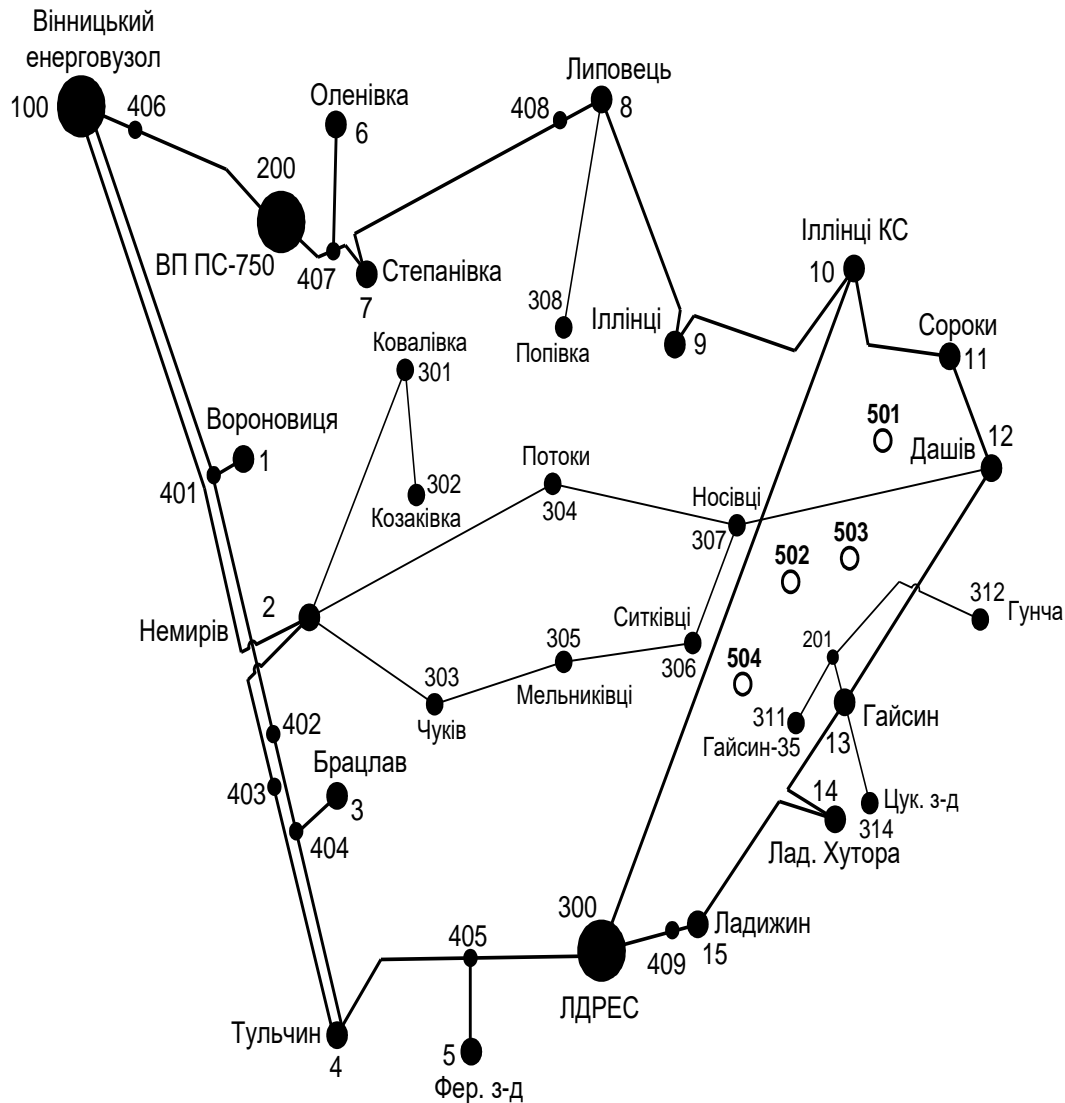
## **8. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2



**Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі**

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 100 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 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	18,1	12,2	3,2	-2,5
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	95	88	90	92	94	95	99	95	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладжинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладжинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладжин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладжин	1,47	АС-150
300	409	Ладжинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120

201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

## ДОДАТОК А2

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 99.511 МВт / 871.715 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 96.540 МВт / 845.690 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.021 МВт / 8.727 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.021 МВт / 8.727 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.605 МВт / 5.296 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.396 МВт / 1.709 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.000 МВт / 7.005 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.642 МВт / 15.731 млн.кВт\*г (1.8%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		0.000	0.000	115.633	-0.51
201		0.000	0.000	114.609	-0.77
1		0.000	0.000	114.409	-0.83
202		0.000	0.000	114.247	-0.88
2		0.000	0.000	113.150	-1.16
203		0.000	0.000	112.381	-1.35
3		0.000	0.000	112.370	-1.36
4		0.000	0.000	111.893	-1.50
204		0.000	0.000	111.816	-1.53
5		0.000	0.000	111.776	-1.54
6		0.000	0.000	111.903	-1.53
7		0.000	0.000	112.715	-1.37
8		0.000	0.000	113.670	-1.10
205		0.000	0.000	114.240	-0.93
9		0.000	0.000	114.548	-0.82
206		0.000	0.000	115.906	-0.43
207		0.000	0.000	116.855	-0.07
300		-57.426	-30.395	117.000	0.00
208		0.000	0.000	116.501	-0.18
10		0.000	0.000	115.562	-0.52
11		0.000	0.000	115.320	-0.62
12		0.000	0.000	115.008	-0.75
13		0.000	0.000	116.501	-0.18
209		0.000	0.000	116.502	-0.18
14		0.000	0.000	114.735	-0.75
15		0.000	0.000	114.476	-0.85
211		0.000	0.000	115.742	-0.47
200		-42.085	-18.037	117.000	0.00
210		0.000	0.000	116.666	-0.11
16		0.000	0.000	115.423	-0.51
301		0.000	0.000	35.562	-6.35
302		0.000	0.000	35.034	-6.44
303		0.000	0.000	35.141	-6.11
401		0.000	0.000	35.585	-5.60
304		0.000	0.000	35.768	-5.35
305		0.000	0.000	36.154	-4.95
306		0.000	0.000	36.165	-4.76
307		0.000	0.000	35.777	-5.05
308		0.000	0.000	35.770	-5.02
309		0.000	0.000	35.935	-4.89
402		0.000	0.000	36.318	-4.60
310		0.000	0.000	36.341	-4.58
311		0.000	0.000	36.844	-4.26
312		0.000	0.000	35.981	-5.46
1001		2.990	1.700	10.567	-3.70
2002		3.420	1.660	10.439	-4.54

3003	5.020	2.710	10.370	-4.47
30031	0.000	0.000	109.876	-3.31
30032	0.000	0.000	36.785	-3.31
30033	0.000	0.000	10.370	-4.47
4001	3.200	1.550	10.342	-4.74
5001	4.380	2.240	10.375	-4.33
6001	0.000	0.000	109.497	-4.19
6002	0.000	0.000	36.386	-5.31
6003	1.920	1.090	10.469	-4.18
7001	2.880	1.560	10.429	-4.22
8001	3.310	1.600	10.506	-4.34
9001	0.000	0.000	110.943	-3.36
9002	0.000	0.000	37.142	-3.36
9003	2.560	1.520	10.413	-4.90
100001	0.000	0.000	114.350	-1.49
100002	0.000	0.000	27.343	-1.49
100003	13.030	7.380	10.865	-2.09
110001	3.950	2.140	10.742	-2.97
1000001	0.000	0.000	114.350	-1.49
1000002	0.000	0.000	27.343	-1.49
130001	0.000	0.000	114.853	-1.49
130003	0.000	0.000	38.451	-1.49
130004	6.840	3.880	10.978	-1.46
130006	0.000	0.000	114.856	-1.49
130007	0.000	0.000	38.451	-1.49
130008	0.000	0.000	10.978	-1.47
140001	0.000	0.000	113.649	-1.67
140002	0.000	0.000	27.176	-1.67
140003	7.690	4.160	10.865	-1.66
140005	0.000	0.000	113.653	-1.67
140006	0.000	0.000	27.176	-1.67
140007	0.000	0.000	10.866	-1.66
15001	0.000	0.000	110.840	-4.06
15002	0.000	0.000	36.955	-4.19
15003	5.980	2.890	10.584	-4.02
15005	0.000	0.000	110.587	-4.24
15006	0.000	0.000	36.955	-4.19
15007	0.000	0.000	10.584	-4.02
16001	0.000	0.000	114.220	-1.46
16002	0.000	0.000	38.223	-1.45
16003	4.590	2.610	10.890	-1.66
16005	0.000	0.000	113.952	-1.68
16006	0.000	0.000	38.223	-1.45
16007	0.000	0.000	10.890	-1.66
3011	1.170	-1.140	11.437	-8.24
3021	2.560	1.390	10.832	-7.75
3022	0.000	0.000	10.832	-7.75
3031	1.710	0.820	10.887	-7.30
3032	0.000	0.000	10.887	-7.30
3041	2.140	1.090	10.958	-7.48
3051	1.280	0.690	11.109	-6.63
3061	2.240	1.270	6.420	-5.83
3062	0.000	0.000	6.420	-5.83
3071	2.460	1.190	11.091	-6.27
3072	0.000	0.000	11.091	-6.27
3081	0.640	0.380	11.024	-6.34
3091	1.280	0.620	11.059	-6.60
3101	1.390	0.790	11.286	-5.47
3102	0.000	0.000	11.286	-5.47
3111	1.070	0.580	11.416	-5.30
3112	0.000	0.000	11.416	-5.30
3121	1.390	0.720	11.039	-7.32
1000003	0.000	0.000	10.866	-2.09
120001	5.450	2.640	10.778	-2.79

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.127	1.886	3.111	1.653	0.015	0.232	0.019	4.248
3003	30033	-1.905	-1.056	-1.905	-1.056	0.000	0.000	-0.121	-0.000
30031	30033	1.909	1.109	1.905	1.056	0.003	0.053	0.012	1.599
3	30031	1.912	1.200	1.909	1.109	0.003	0.091	0.012	2.646
300	207	16.689	7.038	16.676	7.010	0.013	0.028	0.089	0.146
207	206	16.676	7.397	16.587	7.233	0.089	0.163	0.090	0.951
206	9	16.587	7.931	16.445	7.726	0.141	0.204	0.091	1.367
9	205	13.861	6.350	13.836	6.306	0.024	0.045	0.077	0.312
204	4	-3.327	-0.852	-3.329	-0.854	0.002	0.002	-0.018	-0.078





310	3102	0.947	0.576	0.945	0.555	0.002	0.021	0.018	0.475
15002	306	4.785	2.880	4.711	2.771	0.074	0.108	0.087	0.816
306	307	2.451	1.400	2.432	1.372	0.019	0.028	0.045	0.402
307	308	-0.046	0.083	-0.046	0.083	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.692	-0.287	-0.695	-0.290	0.002	0.003	-0.012	-0.172
309	402	-1.986	-0.935	-2.002	-0.955	0.016	0.020	-0.035	-0.397
402	310	-2.002	-0.930	-2.003	-0.932	0.001	0.001	-0.035	-0.023
310	15002	-3.405	-1.789	-3.450	-1.843	0.045	0.054	-0.061	-0.632
307	3071	1.233	0.629	1.229	0.595	0.004	0.034	0.022	0.557
3071	3072	-1.229	-0.594	-1.229	-0.594	0.000	0.000	-0.071	-0.000
307	3072	1.233	0.629	1.229	0.594	0.004	0.034	0.022	0.556
306	3062	1.123	0.664	1.120	0.634	0.003	0.030	0.021	0.555
3062	3061	1.120	0.634	1.120	0.634	0.000	0.000	0.116	0.000
306	3061	1.122	0.665	1.119	0.635	0.003	0.030	0.021	0.556
100	211	-24.232	-11.009	-24.247	-11.037	0.015	0.027	-0.133	-0.110
211	200	-24.247	-10.723	-24.420	-11.041	0.173	0.316	-0.132	-1.262
6001	6003	1.920	1.089	1.919	1.089	0.001	0.000	0.012	0.045
204	5	4.409	2.589	4.407	2.587	0.001	0.001	0.026	0.040
2	2002	3.436	1.926	3.418	1.659	0.018	0.266	0.020	4.329
4	4001	3.214	1.787	3.198	1.549	0.016	0.237	0.019	4.103
1	1001	3.002	1.912	2.988	1.699	0.014	0.213	0.018	4.151
304	3041	2.151	1.198	2.139	1.089	0.012	0.108	0.040	1.041
305	3051	1.287	0.743	1.279	0.690	0.008	0.054	0.024	0.906
301	3011	1.179	-1.075	1.169	-1.139	0.009	0.064	0.026	-0.674
11	110001	3.960	2.361	3.948	2.139	0.012	0.221	0.023	3.158
30031	30032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	5.063	3.217	5.063	3.216	0.000	0.000	0.031	0.011
309	3091	1.287	0.672	1.279	0.620	0.007	0.052	0.023	0.848
308	3081	0.643	0.402	0.640	0.380	0.004	0.022	0.012	0.770
5	5001	4.393	2.524	4.377	2.239	0.016	0.284	0.026	3.580
208	10	22.705	12.908	22.597	12.670	0.107	0.237	0.129	0.943
10	11	9.475	4.669	9.463	4.643	0.012	0.026	0.053	0.244
6002	312	1.416	0.795	1.403	0.783	0.014	0.012	0.026	0.411
312	3121	1.398	0.783	1.389	0.720	0.009	0.063	0.026	0.977
15006	311	1.083	0.604	1.080	0.601	0.003	0.003	0.019	0.114
11	12	5.488	2.686	5.479	2.666	0.009	0.020	0.031	0.315
12	120001	5.459	2.889	5.447	2.638	0.013	0.249	0.031	2.442
7	7001	2.891	1.758	2.878	1.559	0.013	0.198	0.017	3.944
8	8001	3.324	1.846	3.308	1.599	0.016	0.246	0.019	4.129
9	9001	2.571	1.786	2.565	1.617	0.006	0.168	0.016	3.785
9001	9002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9003	2.565	1.617	2.558	1.519	0.006	0.098	0.016	2.281

## ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.345 МВт / 975.380 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 106.680 МВт / 934.517 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.470 МВт / 14.986 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.470 МВт / 14.986 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.622 МВт / 5.451 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.620 МВт / 2.680 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.243 МВт / 8.131 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.352 МВт / 23.117 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		0.000	0.000	115.299	-0.55
201		0.000	0.000	114.014	-0.79
1		0.000	0.000	113.761	-0.85
202		0.000	0.000	113.547	-0.91
2		0.000	0.000	112.117	-1.18
203		0.000	0.000	111.049	-1.37
3		0.000	0.000	111.038	-1.37
4		0.000	0.000	110.210	-1.51
204		0.000	0.000	110.016	-1.54
5		0.000	0.000	109.975	-1.55
6		0.000	0.000	109.903	-1.54
7		0.000	0.000	111.182	-1.39
8		0.000	0.000	112.572	-1.12
205		0.000	0.000	113.343	-0.95
9		0.000	0.000	113.769	-0.83
206		0.000	0.000	115.537	-0.44
207		0.000	0.000	116.802	-0.07
300		-61.595	-36.096	117.000	0.00
208		0.000	0.000	116.473	-0.18
10		0.000	0.000	115.534	-0.52
11		0.000	0.000	115.292	-0.62
12		0.000	0.000	114.980	-0.75
13		0.000	0.000	116.474	-0.18
209		0.000	0.000	116.474	-0.18
14		0.000	0.000	114.372	-0.81
15		0.000	0.000	114.036	-0.94
211		0.000	0.000	115.434	-0.50
200		-47.449	-23.578	117.000	0.00
210		0.000	0.000	116.618	-0.12
16		0.000	0.000	115.198	-0.55
301		0.000	0.000	31.758	-9.99
302		0.000	0.000	31.475	-9.96
303		0.000	0.000	32.558	-8.72
401		0.000	0.000	33.803	-7.54
304		0.000	0.000	34.333	-6.96
305		0.000	0.000	35.080	-6.22
306		0.000	0.000	35.664	-5.57
307		0.000	0.000	35.271	-5.88
308		0.000	0.000	35.263	-5.85
309		0.000	0.000	35.430	-5.71
402		0.000	0.000	35.820	-5.42
310		0.000	0.000	35.843	-5.39
311		0.000	0.000	36.354	-5.06
312		0.000	0.000	32.371	-9.48
1001		2.990	1.700	10.502	-3.76
2002		3.420	1.660	10.336	-4.63
3003		5.020	2.710	10.238	-4.57
30031		0.000	0.000	108.508	-3.38
30032		0.000	0.000	36.327	-3.38
30033		0.000	0.000	10.238	-4.57

4001	3.200	1.550	10.174	-4.85
5001	4.380	2.240	10.196	-4.44
6001	0.000	0.000	101.905	-6.59
6002	0.000	0.000	32.824	-9.31
6003	1.920	1.090	9.742	-6.57
7001	2.880	1.560	10.277	-4.33
8001	3.310	1.600	10.396	-4.43
9001	0.000	0.000	110.133	-3.42
9002	0.000	0.000	36.871	-3.42
9003	2.560	1.520	10.334	-4.97
100001	0.000	0.000	114.321	-1.49
100002	0.000	0.000	27.337	-1.49
100003	13.030	7.380	10.862	-2.09
110001	3.950	2.140	10.739	-2.98
1000001	0.000	0.000	114.321	-1.49
1000002	0.000	0.000	27.337	-1.49
130001	0.000	0.000	114.824	-1.49
130003	0.000	0.000	38.442	-1.49
130004	6.840	3.880	10.975	-1.47
130006	0.000	0.000	114.828	-1.49
130007	0.000	0.000	38.442	-1.49
130008	0.000	0.000	10.975	-1.47
140001	0.000	0.000	113.283	-1.74
140002	0.000	0.000	27.089	-1.74
140003	7.690	4.160	10.830	-1.73
140005	0.000	0.000	113.287	-1.74
140006	0.000	0.000	27.089	-1.74
140007	0.000	0.000	10.831	-1.73
15001	0.000	0.000	109.592	-4.74
15002	0.000	0.000	36.466	-4.99
15003	5.980	2.890	10.463	-4.69
15005	0.000	0.000	109.177	-5.05
15006	0.000	0.000	36.467	-4.99
15007	0.000	0.000	10.463	-4.69
16001	0.000	0.000	113.992	-1.50
16002	0.000	0.000	38.147	-1.49
16003	4.590	2.610	10.868	-1.70
16005	0.000	0.000	113.724	-1.73
16006	0.000	0.000	38.147	-1.49
16007	0.000	0.000	10.868	-1.70
3011	1.170	-1.140	10.269	-12.34
3021	2.560	1.390	9.691	-11.59
3022	0.000	0.000	9.691	-11.59
3031	1.710	0.820	10.062	-10.12
3032	0.000	0.000	10.062	-10.12
3041	2.140	1.090	10.494	-9.27
3051	1.280	0.690	10.763	-8.02
3061	2.240	1.270	6.328	-6.67
3062	0.000	0.000	6.329	-6.67
3071	2.460	1.190	10.930	-7.13
3072	0.000	0.000	10.930	-7.13
3081	0.640	0.380	10.861	-7.20
3091	1.280	0.620	10.897	-7.47
3101	1.390	0.790	11.128	-6.31
3102	0.000	0.000	11.128	-6.31
3111	1.070	0.580	11.259	-6.13
3112	0.000	0.000	11.259	-6.13
3121	1.390	0.720	9.872	-11.79
1000003	0.000	0.000	10.863	-2.10
120001	5.450	2.640	10.776	-2.79
501	0.000	0.000	32.167	-9.66
502	0.000	0.000	31.266	-10.26
503	0.000	0.000	31.356	-10.26
504	СЕС	0.000	32.015	-9.60
501101	0.000	0.000	9.709	-12.57
501102	4.700	2.790	9.709	-12.57
502101	0.000	0.000	9.531	-12.85
502102	2.880	1.310	9.531	-12.85
503101	0.000	0.000	9.571	-12.52
503102	2.560	1.310	9.570	-12.52
504101	-2.300	0.000	10.107	-7.56
504102	0.000	0.000	10.107	-7.56

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.127	1.892	3.111	1.653	0.016	0.238	0.019	4.313





## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.284 МВт / 335.363 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 37.335 МВт / 327.055 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.298 МВт / 1.285 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.298 МВт / 1.285 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.592 МВт / 5.188 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.079 МВт / 0.342 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.672 МВт / 5.531 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.578 МВт / 6.816 млн.кВт\*г (2.0%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		0.000	0.000	109.611	-0.25
201		0.000	0.000	109.277	-0.38
1		0.000	0.000	109.212	-0.41
202		0.000	0.000	109.160	-0.43
2		0.000	0.000	108.787	-0.57
203		0.000	0.000	108.513	-0.67
3		0.000	0.000	108.509	-0.67
4		0.000	0.000	108.322	-0.74
204		0.000	0.000	108.283	-0.75
5		0.000	0.000	108.269	-0.75
6		0.000	0.000	108.288	-0.75
7		0.000	0.000	108.624	-0.68
8		0.000	0.000	108.971	-0.55
205		0.000	0.000	109.165	-0.47
9		0.000	0.000	109.263	-0.41
206		0.000	0.000	109.697	-0.21
207		0.000	0.000	109.963	-0.03
300		-20.757	-6.940	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.836	-0.08
10		0.000	0.000	109.510	-0.22
11		0.000	0.000	109.434	-0.26
12		0.000	0.000	109.330	-0.31
13		0.000	0.000	109.836	-0.08
209		0.000	0.000	109.837	-0.08
14		0.000	0.000	109.268	-0.35
15		0.000	0.000	109.186	-0.39
211		0.000	0.000	109.642	-0.23
200		-15.226	-2.905	110.000	0.00
210		0.000	0.000	109.896	-0.05
16		0.000	0.000	109.490	-0.24
301		0.000	0.000	35.331	-2.97
302		0.000	0.000	35.153	-3.02
303		0.000	0.000	35.288	-2.75
401		0.000	0.000	35.518	-2.46
304		0.000	0.000	35.610	-2.31
305		0.000	0.000	35.773	-2.11
306		0.000	0.000	35.818	-1.94
307		0.000	0.000	35.685	-2.05
308		0.000	0.000	35.686	-2.05
309		0.000	0.000	35.744	-2.00
402		0.000	0.000	35.875	-1.89
310		0.000	0.000	35.882	-1.89
311		0.000	0.000	36.057	-1.76
312		0.000	0.000	35.370	-2.77
1001		1.046	0.594	10.314	-1.49
2002		1.196	0.579	10.274	-1.82
3003		1.757	0.949	10.248	-1.81
30031		0.000	0.000	107.658	-1.39
30032		0.000	0.000	36.042	-1.39
30033		0.000	0.000	10.248	-1.81

4001	1.121	0.542	10.237	-1.92
5001	1.532	0.785	10.246	-1.78
6001	0.000	0.000	106.769	-2.09
6002	0.000	0.000	35.511	-2.71
6003	0.673	0.381	10.211	-2.09
7001	1.009	0.549	10.267	-1.73
8001	1.158	0.560	10.296	-1.75
9001	0.000	0.000	108.043	-1.37
9002	0.000	0.000	36.171	-1.37
9003	0.897	0.530	10.265	-1.93
100001	0.000	0.000	109.075	-0.59
100002	0.000	0.000	26.082	-0.59
100003	4.561	2.583	10.407	-0.82
110001	1.383	0.747	10.365	-1.16
1000001	0.000	0.000	109.075	-0.59
1000002	0.000	0.000	26.082	-0.59
130001	0.000	0.000	109.237	-0.59
130003	0.000	0.000	36.571	-0.59
130004	2.393	1.357	10.445	-0.58
130006	0.000	0.000	109.238	-0.59
130007	0.000	0.000	36.571	-0.59
130008	0.000	0.000	10.446	-0.58
140001	0.000	0.000	108.875	-0.70
140002	0.000	0.000	26.034	-0.70
140003	2.692	1.454	10.412	-0.70
140005	0.000	0.000	108.877	-0.70
140006	0.000	0.000	26.034	-0.70
140007	0.000	0.000	10.412	-0.70
15001	0.000	0.000	107.974	-1.67
15002	0.000	0.000	36.096	-1.74
15003	2.093	1.013	10.321	-1.66
15005	0.000	0.000	107.896	-1.75
15006	0.000	0.000	36.096	-1.74
15007	0.000	0.000	10.321	-1.66
16001	0.000	0.000	109.056	-0.60
16002	0.000	0.000	36.505	-0.60
16003	1.604	0.912	10.418	-0.68
16005	0.000	0.000	108.958	-0.69
16006	0.000	0.000	36.504	-0.60
16007	0.000	0.000	10.418	-0.68
3011	0.411	-1.569	11.514	-3.87
3021	0.897	0.486	10.987	-3.47
3022	0.000	0.000	10.987	-3.47
3031	0.598	0.289	11.036	-3.16
3032	0.000	0.000	11.036	-3.16
3041	0.747	0.381	11.095	-3.05
3051	0.448	0.243	11.155	-2.70
3061	0.785	0.445	6.416	-2.32
3062	0.000	0.000	6.416	-2.32
3071	0.859	0.415	11.162	-2.48
3072	0.000	0.000	11.162	-2.48
3081	0.224	0.135	11.139	-2.51
3091	0.448	0.216	11.153	-2.60
3101	0.486	0.277	11.230	-2.20
3102	0.000	0.000	11.230	-2.20
3111	0.374	0.202	11.274	-2.14
3112	0.000	0.000	11.274	-2.14
3121	0.486	0.250	11.024	-3.43
1000003	0.000	0.000	10.407	-0.82
120001	1.906	0.923	10.378	-1.09
701	0.000	0.000	35.371	-2.77
702	0.000	0.000	35.122	-3.08
703	0.000	0.000	35.177	-3.07
704	0.000	0.000	35.429	-2.68
701101	0.000	0.000	10.995	-3.59
701102	1.645	0.976	10.995	-3.59
702101	0.000	0.000	10.950	-3.79
702102	1.009	0.459	10.950	-3.79
703101	0.000	0.000	10.973	-3.69
703102	0.897	0.435	10.973	-3.69
704101	-2.300	0.000	11.176	-1.02
704102	0.000	0.000	11.176	-1.02

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.091	0.608	1.089	0.579	0.002	0.029	0.007	1.408







## ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.984 МВт / 980.983 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 106.680 МВт / 934.517 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.087 МВт / 17.651 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.087 МВт / 17.651 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.663 МВт / 5.806 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.600 МВт / 2.592 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.263 МВт / 8.398 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.031 МВт / 26.049 млн.кВт\*г (2.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		0.000	0.000	119.371	-0.52
201		0.000	0.000	118.173	-0.75
1		0.000	0.000	117.937	-0.81
202		0.000	0.000	117.738	-0.86
2		0.000	0.000	116.409	-1.12
203		0.000	0.000	115.421	-1.30
3		0.000	0.000	115.410	-1.31
4		0.000	0.000	114.655	-1.44
204		0.000	0.000	114.483	-1.47
5		0.000	0.000	114.444	-1.47
6		0.000	0.000	114.395	-1.46
7		0.000	0.000	115.584	-1.32
8		0.000	0.000	116.877	-1.06
205		0.000	0.000	117.596	-0.91
9		0.000	0.000	117.993	-0.79
206		0.000	0.000	119.644	-0.42
207		0.000	0.000	120.817	-0.07
300		-61.727	-35.512	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.487	-0.17
10		0.000	0.000	119.583	-0.49
11		0.000	0.000	119.351	-0.58
12		0.000	0.000	119.052	-0.70
13		0.000	0.000	120.487	-0.17
209		0.000	0.000	120.487	-0.17
14		0.000	0.000	118.371	-0.77
15		0.000	0.000	118.025	-0.89
211		0.000	0.000	119.501	-0.47
200		-47.958	-23.594	121.000	0.00
210		0.000	0.000	120.620	-0.11
16		0.000	0.000	119.204	-0.52
301		0.000	0.000	31.611	-9.76
302		0.000	0.000	31.518	-9.71
303		0.000	0.000	33.004	-8.49
401		0.000	0.000	34.557	-7.34
304		0.000	0.000	35.225	-6.76
305		0.000	0.000	36.105	-6.05
306		0.000	0.000	36.921	-5.40
307		0.000	0.000	36.541	-5.68
308		0.000	0.000	36.535	-5.66
309		0.000	0.000	36.696	-5.52
402		0.000	0.000	37.071	-5.25
310		0.000	0.000	37.093	-5.23
311		0.000	0.000	37.585	-4.92
312		0.000	0.000	34.336	-8.43
1001		2.990	1.700	10.917	-3.51
2002		3.420	1.660	10.763	-4.31
3003		5.020	2.710	10.673	-4.25
30031		0.000	0.000	112.994	-3.16
30032		0.000	0.000	37.828	-3.16
30033		0.000	0.000	10.673	-4.25

4001	3.200	1.550	10.616	-4.52
5001	4.380	2.240	10.638	-4.13
6001	0.000	0.000	107.267	-5.93
6002	0.000	0.000	34.761	-8.27
6003	1.920	1.090	10.255	-5.91
7001	2.880	1.560	10.713	-4.03
8001	3.310	1.600	10.824	-4.12
9001	0.000	0.000	114.519	-3.19
9002	0.000	0.000	38.339	-3.19
9003	2.560	1.520	10.762	-4.62
100001	0.000	0.000	118.415	-1.39
100002	0.000	0.000	28.315	-1.39
100003	13.030	7.380	11.257	-1.96
110001	3.950	2.140	11.138	-2.78
1000001	0.000	0.000	118.415	-1.39
1000002	0.000	0.000	28.315	-1.39
130001	0.000	0.000	118.896	-1.40
130003	0.000	0.000	39.805	-1.40
130004	6.840	3.880	11.365	-1.37
130006	0.000	0.000	118.899	-1.40
130007	0.000	0.000	39.805	-1.40
130008	0.000	0.000	11.365	-1.37
140001	0.000	0.000	117.320	-1.64
140002	0.000	0.000	28.054	-1.64
140003	7.690	4.160	11.217	-1.63
140005	0.000	0.000	117.324	-1.64
140006	0.000	0.000	28.054	-1.64
140007	0.000	0.000	11.217	-1.63
15001	0.000	0.000	113.340	-4.59
15002	0.000	0.000	37.694	-4.85
15003	5.980	2.890	10.821	-4.54
15005	0.000	0.000	112.850	-4.92
15006	0.000	0.000	37.694	-4.85
15007	0.000	0.000	10.821	-4.54
16001	0.000	0.000	118.042	-1.41
16002	0.000	0.000	39.503	-1.40
16003	4.590	2.610	11.256	-1.59
16005	0.000	0.000	117.782	-1.62
16006	0.000	0.000	39.503	-1.40
16007	0.000	0.000	11.257	-1.59
3011	1.170	-1.140	10.225	-12.13
3021	2.560	1.390	9.705	-11.34
3022	0.000	0.000	9.705	-11.34
3031	1.710	0.820	10.205	-9.84
3032	0.000	0.000	10.205	-9.84
3041	2.140	1.090	10.782	-8.96
3051	1.280	0.690	11.094	-7.74
3061	2.240	1.270	6.558	-6.42
3062	0.000	0.000	6.558	-6.42
3071	2.460	1.190	11.335	-6.85
3072	0.000	0.000	11.335	-6.85
3081	0.640	0.380	11.269	-6.92
3091	1.280	0.620	11.304	-7.17
3101	1.390	0.790	11.526	-6.09
3102	0.000	0.000	11.526	-6.09
3111	1.070	0.580	11.652	-5.92
3112	0.000	0.000	11.652	-5.92
3121	1.390	0.720	10.508	-10.47
1000003	0.000	0.000	11.257	-1.96
120001	5.450	2.640	11.174	-2.61
701	0.000	0.000	30.027	-10.51
702	0.000	0.000	31.242	-10.02
703	0.000	0.000	31.276	-10.02
704	СЕС	0.000	31.050	-9.79
701101	0.000	0.000	9.003	-13.87
701102	4.700	2.790	9.003	-13.87
702101	0.000	0.000	9.523	-12.61
702102	2.880	1.310	9.523	-12.61
703101	0.000	0.000	9.545	-12.29
703102	2.560	1.310	9.544	-12.29
704101	-2.300	0.000	9.804	-7.62
704102	0.000	0.000	9.804	-7.62

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	3.126	1.873	3.111	1.653	0.015	0.219	0.018	4.106





## ДОДАТОК Е

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

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.345 МВт / 975.380 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 106.680 МВт / 934.517 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.470 МВт / 14.986 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.470 МВт / 14.986 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.622 МВт / 5.451 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.620 МВт / 2.680 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.243 МВт / 8.131 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.352 МВт / 23.117 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		0.000	0.000	115.299	-0.55
201		0.000	0.000	114.014	-0.79
1		0.000	0.000	113.761	-0.85
202		0.000	0.000	113.547	-0.91
2		0.000	0.000	112.117	-1.18
203		0.000	0.000	111.049	-1.37
3		0.000	0.000	111.038	-1.37
4		0.000	0.000	110.210	-1.51
204		0.000	0.000	110.016	-1.54
5		0.000	0.000	109.975	-1.55
6		0.000	0.000	109.903	-1.54
7		0.000	0.000	111.182	-1.39
8		0.000	0.000	112.572	-1.12
205		0.000	0.000	113.343	-0.95
9		0.000	0.000	113.769	-0.83
206		0.000	0.000	115.537	-0.44
207		0.000	0.000	116.802	-0.07
300		-61.595	-36.096	117.000	0.00
208		0.000	0.000	116.473	-0.18
10		0.000	0.000	115.534	-0.52
11		0.000	0.000	115.292	-0.62
12		0.000	0.000	114.980	-0.75
13		0.000	0.000	116.474	-0.18
209		0.000	0.000	116.474	-0.18
14		0.000	0.000	114.372	-0.81
15		0.000	0.000	114.036	-0.94
211		0.000	0.000	115.434	-0.50
200		-47.449	-23.578	117.000	0.00
210		0.000	0.000	116.618	-0.12
16		0.000	0.000	115.198	-0.55
301		0.000	0.000	31.758	-9.99
302		0.000	0.000	31.475	-9.96
303		0.000	0.000	32.558	-8.72
401		0.000	0.000	33.803	-7.54
304		0.000	0.000	34.333	-6.96
305		0.000	0.000	35.080	-6.22
306		0.000	0.000	35.664	-5.57
307		0.000	0.000	35.271	-5.88
308		0.000	0.000	35.263	-5.85
309		0.000	0.000	35.430	-5.71
402		0.000	0.000	35.820	-5.42
310		0.000	0.000	35.843	-5.39
311		0.000	0.000	36.354	-5.06
312		0.000	0.000	32.371	-9.48

1001	2.990	1.700	10.502	-3.76
2002	3.420	1.660	10.336	-4.63
3003	5.020	2.710	10.238	-4.57
30031	0.000	0.000	108.508	-3.38
30032	0.000	0.000	36.327	-3.38
30033	0.000	0.000	10.238	-4.57
4001	3.200	1.550	10.174	-4.85
5001	4.380	2.240	10.196	-4.44
6001	0.000	0.000	101.905	-6.59
6002	0.000	0.000	32.824	-9.31
6003	1.920	1.090	9.742	-6.57
7001	2.880	1.560	10.277	-4.33
8001	3.310	1.600	10.396	-4.43
9001	0.000	0.000	110.133	-3.42
9002	0.000	0.000	36.871	-3.42
9003	2.560	1.520	10.334	-4.97
100001	0.000	0.000	114.321	-1.49
100002	0.000	0.000	27.337	-1.49
100003	13.030	7.380	10.862	-2.09
110001	3.950	2.140	10.739	-2.98
1000001	0.000	0.000	114.321	-1.49
1000002	0.000	0.000	27.337	-1.49
130001	0.000	0.000	114.824	-1.49
130003	0.000	0.000	38.442	-1.49
130004	6.840	3.880	10.975	-1.47
130006	0.000	0.000	114.828	-1.49
130007	0.000	0.000	38.442	-1.49
130008	0.000	0.000	10.975	-1.47
140001	0.000	0.000	113.283	-1.74
140002	0.000	0.000	27.089	-1.74
140003	7.690	4.160	10.830	-1.73
140005	0.000	0.000	113.287	-1.74
140006	0.000	0.000	27.089	-1.74
140007	0.000	0.000	10.831	-1.73
15001	0.000	0.000	109.592	-4.74
15002	0.000	0.000	36.466	-4.99
15003	5.980	2.890	10.463	-4.69
15005	0.000	0.000	109.177	-5.05
15006	0.000	0.000	36.467	-4.99
15007	0.000	0.000	10.463	-4.69
16001	0.000	0.000	113.992	-1.50
16002	0.000	0.000	38.147	-1.49
16003	4.590	2.610	10.868	-1.70
16005	0.000	0.000	113.724	-1.73
16006	0.000	0.000	38.147	-1.49
16007	0.000	0.000	10.868	-1.70
3011	1.170	-1.140	10.269	-12.34
3021	2.560	1.390	9.691	-11.59
3022	0.000	0.000	9.691	-11.59
3031	1.710	0.820	10.062	-10.12
3032	0.000	0.000	10.062	-10.12
3041	2.140	1.090	10.494	-9.27
3051	1.280	0.690	10.763	-8.02
3061	2.240	1.270	6.328	-6.67
3062	0.000	0.000	6.329	-6.67
3071	2.460	1.190	10.930	-7.13
3072	0.000	0.000	10.930	-7.13
3081	0.640	0.380	10.861	-7.20
3091	1.280	0.620	10.897	-7.47
3101	1.390	0.790	11.128	-6.31
3102	0.000	0.000	11.128	-6.31
3111	1.070	0.580	11.259	-6.13
3112	0.000	0.000	11.259	-6.13
3121	1.390	0.720	9.872	-11.79
1000003	0.000	0.000	10.863	-2.10
120001	5.450	2.640	10.776	-2.79
701	0.000	0.000	32.167	-9.66
702	0.000	0.000	31.266	-10.26
703	0.000	0.000	31.356	-10.26
704	0.000	0.000	32.015	-9.60
701101	0.000	0.000	10.497	-12.57
701102	4.700	2.790	10.497	-12.57
702101	0.000	0.000	10.140	-12.85
702102	2.880	1.310	10.140	-12.85
703101	0.000	0.000	10.182	-12.52
703102	2.560	1.310	10.182	-12.52
704101	-2.300	0.000	10.582	-7.56
704102	0.000	0.000	10.582	-7.56

CEC

-----





704	704101	-1.143	0.041	-1.149	-0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
704101	704102	1.149	-0.000	1.149	-0.000	0.000	0.000	0.063	0.000
704	704102	-1.143	0.041	-1.149	0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
701	701101	2.369	1.573	2.349	1.394	0.020	0.179	0.051	1.557
701101	701102	2.349	1.394	2.349	1.394	0.000	0.000	0.150	0.000
701	701102	2.368	1.574	2.348	1.395	0.020	0.179	0.051	1.558
301	703	3.211	2.310	3.180	2.266	0.030	0.044	0.072	0.420
703	702	0.595	0.794	0.593	0.791	0.002	0.002	0.018	0.089
702	302	-2.316	-0.713	-2.328	-0.729	0.012	0.017	-0.045	-0.234
702	702101	1.452	0.741	1.439	0.654	0.012	0.086	0.030	1.198
702101	702102	1.439	0.654	1.439	0.654	0.000	0.000	0.090	0.000
702	702102	1.452	0.741	1.439	0.655	0.012	0.086	0.030	1.198
703	703101	1.290	0.725	1.279	0.654	0.010	0.071	0.027	1.126
703101	703102	1.279	0.654	1.279	0.654	0.000	0.000	0.081	0.000
703	703102	1.289	0.726	1.279	0.655	0.010	0.071	0.027	1.127
302	3021	1.285	0.746	1.279	0.695	0.006	0.051	0.027	0.792
3021	3022	-1.279	-0.694	-1.279	-0.694	0.000	0.000	-0.087	-0.000
302	3022	1.285	0.745	1.279	0.694	0.006	0.051	0.027	0.791
303	3031	0.858	0.438	0.854	0.410	0.004	0.028	0.017	0.662
3031	3032	-0.855	-0.410	-0.855	-0.410	0.000	0.000	-0.054	-0.000
303	3032	0.859	0.438	0.855	0.410	0.004	0.028	0.017	0.662
311	3111	0.537	0.304	0.535	0.290	0.002	0.014	0.010	0.590
3111	3112	-0.535	-0.290	-0.535	-0.290	0.000	0.000	-0.031	-0.000
311	3112	0.537	0.304	0.535	0.290	0.002	0.014	0.010	0.590
15002	15006	-17.386	-8.540	-17.386	-8.540	0.000	0.000	-0.306	-0.000
15005	15006	18.522	9.093	18.469	9.093	0.053	0.000	0.109	0.240
15	15005	16.350	10.111	16.308	8.532	0.042	1.573	0.097	5.268
15005	15007	-2.214	-0.562	-2.214	-0.577	0.001	0.015	-0.012	-0.267
15007	15003	-2.214	-0.577	-2.214	-0.577	0.000	0.000	-0.126	-0.000
15001	15003	8.208	3.465	8.190	3.465	0.018	0.000	0.047	0.196
306	3061	1.122	0.666	1.119	0.635	0.003	0.031	0.021	0.573
3061	3062	-1.120	-0.634	-1.120	-0.634	0.000	0.000	-0.117	-0.000
306	3062	1.123	0.665	1.120	0.634	0.003	0.031	0.021	0.572
307	3072	1.233	0.630	1.229	0.594	0.004	0.035	0.023	0.575
3072	3071	1.229	0.594	1.229	0.594	0.000	0.000	0.072	0.000
307	3071	1.233	0.630	1.229	0.595	0.004	0.035	0.023	0.575
310	3102	0.947	0.577	0.945	0.555	0.002	0.022	0.018	0.489
3102	3101	0.945	0.555	0.945	0.555	0.000	0.000	0.057	0.000
310	3101	0.446	0.245	0.444	0.235	0.002	0.010	0.008	0.489
15002	306	4.788	2.887	4.711	2.775	0.077	0.111	0.088	0.832
306	307	2.451	1.403	2.432	1.375	0.020	0.028	0.046	0.410
307	308	-0.046	0.085	-0.046	0.085	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.692	-0.287	-0.695	-0.290	0.003	0.003	-0.012	-0.175
309	402	-1.986	-0.938	-2.003	-0.959	0.017	0.020	-0.036	-0.405
402	310	-2.003	-0.934	-2.004	-0.936	0.001	0.001	-0.036	-0.024
310	15002	-3.406	-1.793	-3.452	-1.849	0.046	0.055	-0.062	-0.644
100	211	-27.569	-14.967	-27.590	-15.006	0.021	0.038	-0.157	-0.136
211	200	-27.590	-14.694	-27.832	-15.138	0.242	0.442	-0.156	-1.570
30031	30032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
312	3121	1.401	0.799	1.389	0.720	0.011	0.079	0.029	1.181
204	5	4.409	2.597	4.408	2.595	0.001	0.002	0.027	0.041
2	2002	3.436	1.932	3.418	1.659	0.018	0.272	0.020	4.382
4	4001	3.214	1.795	3.198	1.549	0.016	0.245	0.019	4.183
15006	311	1.083	0.605	1.080	0.602	0.003	0.003	0.020	0.116
1	1001	3.002	1.915	2.988	1.699	0.014	0.215	0.018	4.183
203	3	5.063	3.223	5.063	3.223	0.000	0.000	0.031	0.012
5	5001	4.394	2.534	4.377	2.239	0.016	0.294	0.027	3.652
301	3011	1.181	-1.060	1.169	-1.139	0.011	0.079	0.029	-0.646
10	11	9.475	4.670	9.463	4.644	0.012	0.026	0.053	0.244
6002	312	1.421	0.814	1.404	0.799	0.017	0.015	0.029	0.463
11	12	5.488	2.686	5.479	2.667	0.009	0.020	0.031	0.315
208	10	22.705	12.909	22.597	12.671	0.107	0.237	0.129	0.944
304	3041	2.152	1.208	2.139	1.089	0.013	0.118	0.041	1.126
305	3051	1.287	0.747	1.279	0.690	0.008	0.057	0.024	0.959
12	120001	5.459	2.889	5.447	2.638	0.013	0.250	0.031	2.443
309	3091	1.287	0.673	1.279	0.620	0.008	0.053	0.024	0.875
308	3081	0.643	0.403	0.640	0.380	0.004	0.023	0.012	0.793
6001	6003	1.920	1.089	1.919	1.089	0.001	0.000	0.012	0.047
11	110001	3.960	2.361	3.948	2.139	0.012	0.221	0.023	3.159
7	7001	2.892	1.764	2.878	1.559	0.014	0.204	0.018	4.013
8	8001	3.325	1.851	3.308	1.599	0.017	0.251	0.019	4.181
9	9001	2.572	1.790	2.565	1.619	0.007	0.171	0.016	3.820
9001	9003	2.565	1.619	2.558	1.519	0.007	0.099	0.016	2.302
9001	9002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

---

## ДОДАТОК Є

## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

## 1РІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.470 МВт / 14986.371 тис.кВт\*г

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

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

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

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

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

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "devgrb": 0.000 МВт

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302		0.000	0.000	31.475	-9.96
502		0.000	0.000	31.266	-10.26
501		0.000	0.000	32.167	-9.66
504	СЕС	0.000	0.000	32.015	-9.60
6002		0.000	0.000	32.824	-9.31
501101		0.000	0.000	10.497	-12.57
501102		4.700	2.790	10.497	-12.57
504101		-2.300	0.000	10.582	-7.56
504102		0.000	0.000	10.582	-7.56

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
502	302	-2.316	-0.713	-2.328	-0.729	0.012	0.017	-0.045	-0.234
501	504	0.330	0.812	0.328	0.809	0.002	0.003	0.016	0.144
6002	501	5.156	4.106	5.077	3.992	0.078	0.113	0.116	0.681
501	501101	2.369	1.573	2.349	1.394	0.020	0.179	0.051	1.557
501	501102	2.368	1.574	2.348	1.395	0.020	0.179	0.051	1.558
501101	501102	2.349	1.394	2.349	1.394	0.000	0.000	0.150	0.000
504	504101	-1.143	0.041	-1.149	-0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
504	504102	-1.143	0.041	-1.149	0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
504101	504102	1.149	-0.000	1.149	-0.000	0.000	0.000	0.063	0.000

## 2РІК

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

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

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

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

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

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

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

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

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

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "devgrb": 0.000 МВт

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
302		0.000	0.000	31.475	-9.96
502		0.000	0.000	31.266	-10.26
503		0.000	0.000	31.356	-10.26
301		0.000	0.000	31.758	-9.99
504	СЕС	0.000	0.000	32.015	-9.60
501		0.000	0.000	32.167	-9.66
6002		0.000	0.000	32.824	-9.31
501101		0.000	0.000	9.709	-12.57
501102		4.700	2.790	9.709	-12.57
502101		0.000	0.000	9.531	-12.85
502102		2.880	1.310	9.531	-12.85
503101		0.000	0.000	9.571	-12.52
503102		2.560	1.310	9.570	-12.52
504101		-2.300	0.000	10.107	-7.56
504102		0.000	0.000	10.107	-7.56

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	Р <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
502	302	-2.316	-0.713	-2.328	-0.729	0.012	0.017	-0.045	-0.234
503	502	0.595	0.794	0.593	0.791	0.002	0.002	0.018	0.089
301	503	3.211	2.310	3.180	2.266	0.030	0.044	0.072	0.420
504	301	2.608	0.716	2.592	0.692	0.016	0.023	0.049	0.291
501	504	0.330	0.812	0.328	0.809	0.002	0.003	0.016	0.144
6002	501	5.156	4.106	5.077	3.992	0.078	0.113	0.116	0.681
501	501101	2.369	1.573	2.349	1.394	0.020	0.179	0.051	1.557
501	501102	2.368	1.574	2.348	1.395	0.020	0.179	0.051	1.558
501101	501102	2.349	1.394	2.349	1.394	0.000	0.000	0.162	0.000
502	502101	1.452	0.741	1.439	0.654	0.012	0.086	0.030	1.198
502	502102	1.452	0.741	1.439	0.655	0.012	0.086	0.030	1.198
502101	502102	1.439	0.654	1.439	0.654	0.000	0.000	0.096	0.000
503	503101	1.290	0.725	1.279	0.654	0.010	0.071	0.027	1.126
503	503102	1.289	0.726	1.279	0.655	0.010	0.071	0.027	1.127
503101	503102	1.279	0.654	1.279	0.654	0.000	0.000	0.087	0.000
504	504101	-1.143	0.041	-1.149	-0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
504	504102	-1.143	0.041	-1.149	0.000	0.006	0.041	-0.021	-0.313
504101	504102	1.149	-0.000	1.149	-0.000	0.000	0.000	0.066	0.000

**ДОДАТОК Ж**  
(обов'язковий)

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ**

**Метою** цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження експлуатації кабельних ліній.

**Задачі роботи.** Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

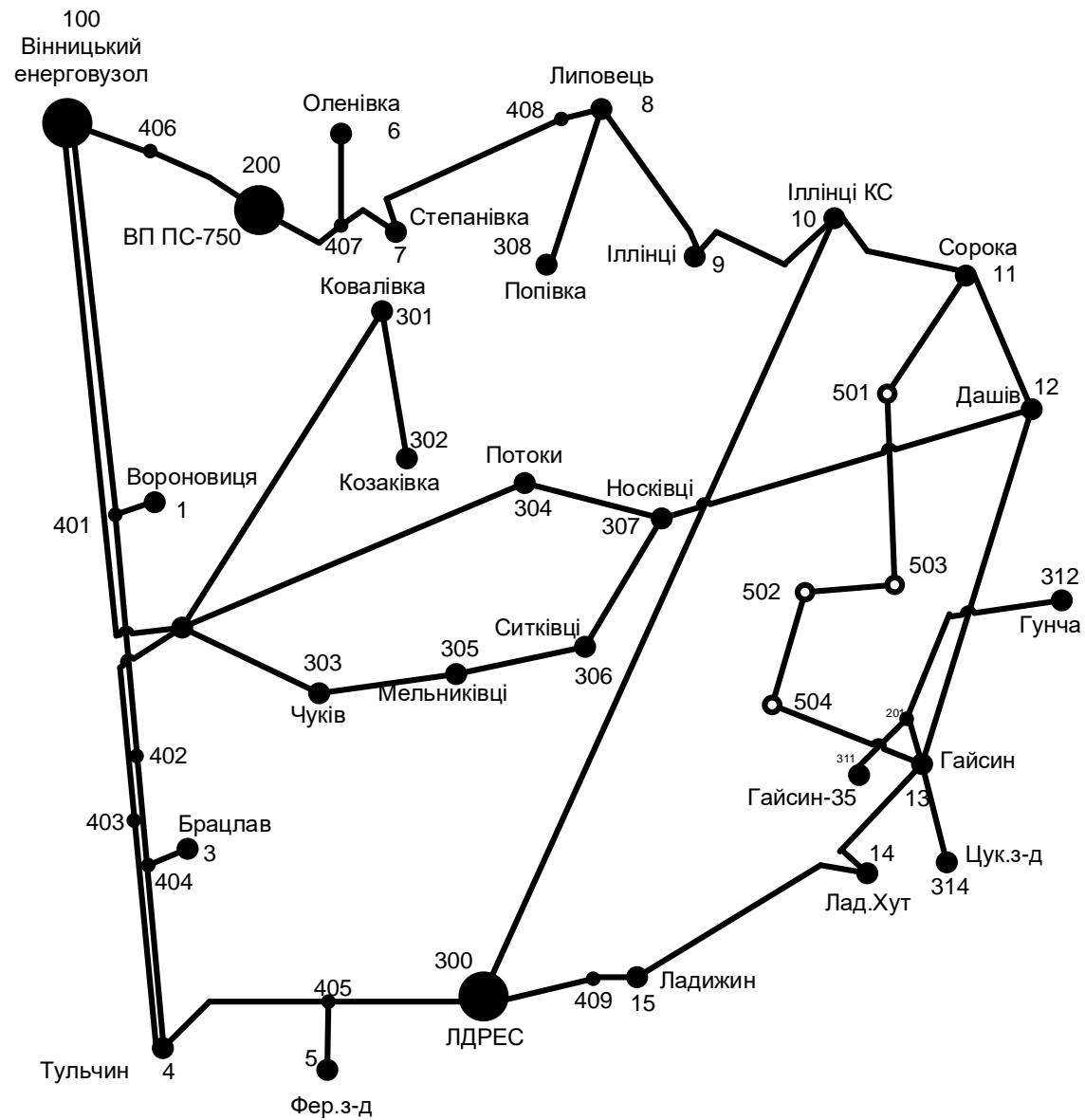
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз особливостей експлуатації кабельних ліній;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

**Об'єктом** дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

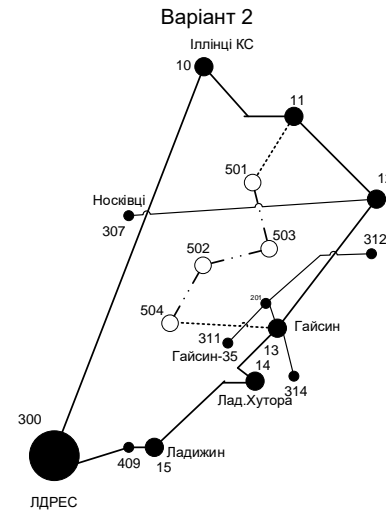
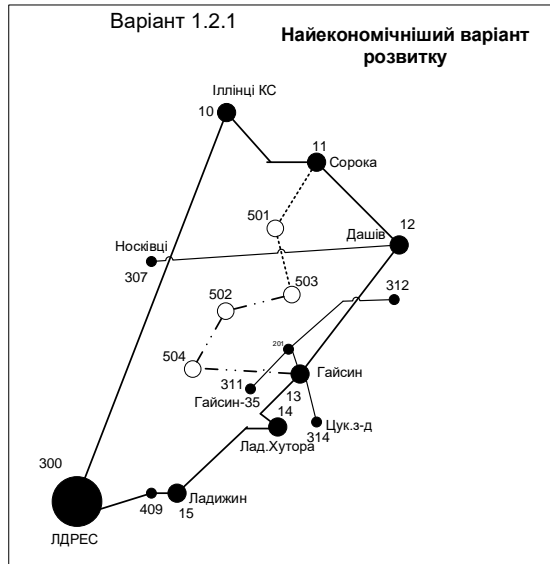
**Предметом** дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

**Методи дослідження.** Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» .

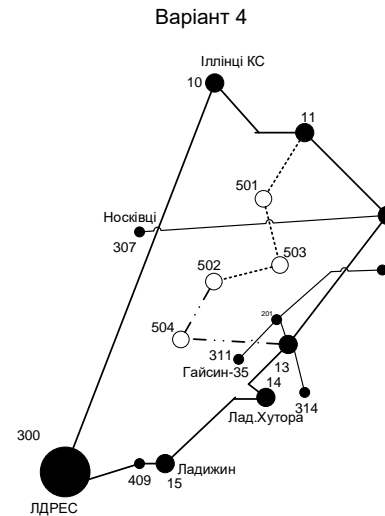
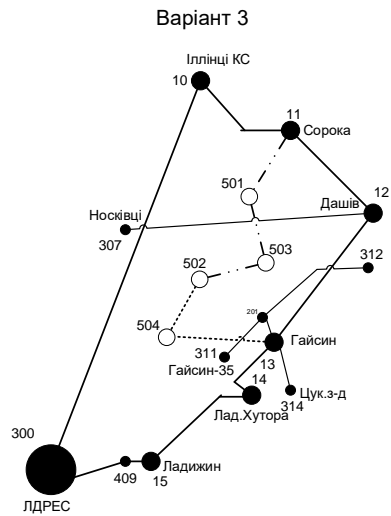
## СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



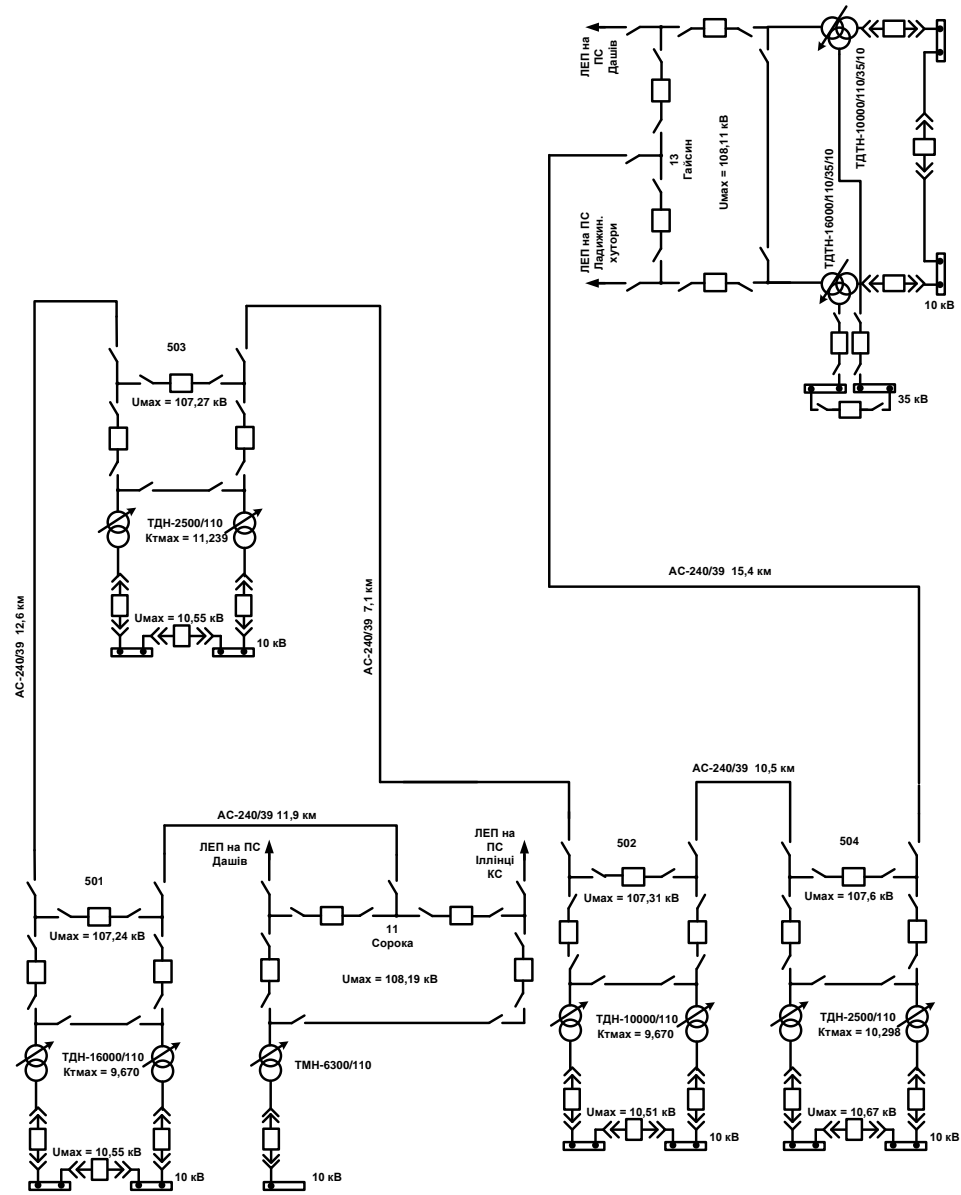
## ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
.....	ЛЕП яка будується на першому році
.....	ЛЕП яка будується на другому році



## ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ





<b>Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ</b>		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	<b>МВт</b>	<b>44,4</b>
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	<b>год</b>	<b>5400</b>
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	<b>МВт*год</b>	<b>343392</b>
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	<b>тис.грн.</b>	<b>376891,54</b>
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	<b>рік</b>	<b>10,3</b>
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт</b>	<b>2,98</b>
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>%</b>	<b>2,4</b>
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	<b>МВт*год</b>	<b>12591</b>
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт*год</b>	<b>28742</b>