

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії»**

Виконав: студент 2 курсу, групи 2ЕСМ-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гридзь І. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Остра Н. В.

(прізвище та ініціали)

« 11 » Гридзь 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц кафед. ЕССЕМ

Григорук Д. А.

(прізвище та ініціали)

« 12 » Григорук 2023 р.

Допущено до захисту

Завдувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

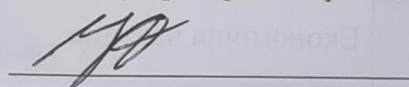
(прізвище та ініціали)

« 04 » Гридзь 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 і мережі

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



18 вересня 2023 року

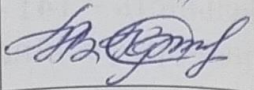

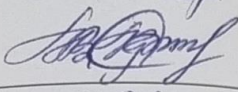

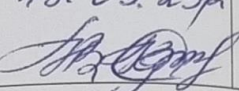

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гриджю Івану Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії  
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18. 09. 2023 року № 247.
2. Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110 кВ АК «Вінницяобленерго» та вихідні параметри для вузлів існуючої мережі, 4 нових споживачі:  $P(501) = 3,1 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,88$ ;  $P(502) = 2,5 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,89$ ;  $P(503) = 6,2 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,87$ ;  $P(504) = 15,0 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 1,00$ .
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимальний варіант розвитку електричної мережі 4. Електрична схема з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі. 5. Різновиди конструкцій лічильників електроенергії. 6. Лічильник електроенергії серії NIK 2102-02 M2. 7. Електромеханічні лічильники електроенергії серії NIK з механічним таблом. 8. Багатотарифні лічильники електроенергії типу МТХ. 9. Однофазні лічильники електроенергії типу МТХ. 10. Основні техніко-економічні показники електричної мережі.



6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	виконано при
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	21.12.23 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., професор, завідувач каф. БЖДПБ Остра Н. В.	18.09.23р 	21.12.23 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	21.12.23 

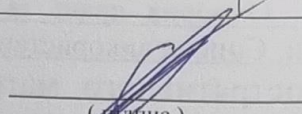
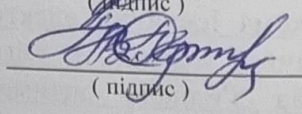
7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23
4	Аналіз питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії	30.10.23	10.11.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23
	Захист МКР	18.12.23	-

Студент

Керівник роботи

  
(підпис)  
  
(підпис)

І. І. Гридзь

Н. В. Остра

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Гридзь Іван Ігорович «Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 109 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 38 назв; рис. 29; табл. 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110 кВ з аналізом питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі розглянуто та проаналізовано питання обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії. Також, розглянуто конструктивні особливості лічильників електроенергії та їх призначення, класифікацію приладів обліку електроенергії та особливості їх застосування.

У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на підстанції, розроблено заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, оптимальний граф розвитку мережі, регулювання напруги, трансформатор, лічильник електроенергії, заземлення.

## ANNOTATION

Hrydz Ivan " Development of 110 kV electrical networks with analysis of maintenance issues and operating conditions of electricity meters". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 109 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 38 titles; Fig.: 29; table 28.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110 kV was formed with an analysis of maintenance issues and operating conditions of electricity meters.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The work considers and analyzes the issue of maintenance and operating conditions of electricity meters. Also, the design features of electricity meters and their purpose, the classification of electricity metering devices and the features of their use are considered.

In the occupational health and safety section, an analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the substation was carried out, measures for the safety of personnel in emergency situations were developed.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency are considered, the main technical and economic indicators of the electric network are determined.

Keywords: electrical network, optimal network development graph, voltage regulation, transformer, electricity meter, grounding.

## ЗМІСТ

<b>ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ .....</b>	<b>5</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>6</b>
<b>1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....</b>	<b>9</b>
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>11</b>
2.1 Особливості методики прогнозування електричних навантажень .....	11
2.1.1 Алгоритм розрахунку режиму існуючої мережі.....	12
2.1.2 Етапи формування максимального графа електричної мережі.....	14
2.2 Дослідження етапів визначення оптимальної схеми розвитку ЕМ .....	15
2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції .....	16
2.2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	18
2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування .....	23
2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ.....	23
2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність) .....	27
2.3.3 Алгоритм розрахунку конструктивних параметрів ліній електропередачі .....	28
2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях.....	30
2.5 Вибір схем розподільчих пристроїв підстанцій.....	32
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій .....	32
2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....	33
2.6 Оцінювання надійності схем підстанції.....	34
2.7 Алгоритм оцінки балансу потужностей.....	39
2.8 Алгоритм розрахунку та аналізу усталеного режиму роботи ЕМ .....	41
2.9 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі .....	42

<b>3 АНАЛІЗ ПИТАНЬ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІЧИЛЬНИКІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ</b> .....	46
3.1 Конструктивні особливості лічильників електроенергії та їх призначення.....	48
3.2 Класифікація приладів обліку електроенергії та особливості їх застосування.....	49
3.3 Аналіз умов експлуатації та обслуговування лічильників електроенергії.....	58
3.4 Основні характеристики лічильників електроенергії Українського виробництва.....	62
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b> .....	69
4.1 Задачі розділу.....	69
4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції.....	71
4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції.....	72
4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики.....	72
4.3.2 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів.....	74
4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції.....	79
<b>5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	81
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	103
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	105
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	109

Додаток Б. Технічне завдання МКР .....	110
Додаток В. Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі..	117
Додаток Г. Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	136
Г.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	137
Г.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	139
Г.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій .....	140
Додаток Д Ілюстративна частина .....	142



## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АТ – автотрансформатор

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільний пристрій

ВП – вузлова підстанція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електрична мережа

ЗКО – засоби комерційного обліку

КЗ – коротке замикання

КРУ – комплектна розподільна установка

ЛЕП – лінія електропередачі

ЛУЗОД – локальне устаткування збору та обробки даних

НН – низька напруга

ПУЕ – Правил улаштування електроустановок

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання напруги під навантаженням

ТП – трансформаторна підстанція

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОВ – обхідний вимикач

ОСР – Оператор системи розподілу

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Значний ступінь старіння електроенергетичних об'єктів, електричних мереж та електрообладнання до повномасштабного вторгнення призвів до істотного зростання витрат на забезпечення функціональності ліній електропередачі (ЛЕП) і підстанцій (ПС). Це також призвело до збільшення витрат на технічне обслуговування, ремонт, технічне обслуговування та збільшення кількості обслуговуючого персоналу для проведення регулярних та непередбачених оглядів, поточних та аварійних ремонтів [1].

Повномасштабне вторгнення країни-терористки, розпочате 24.02.2022 р., спричинило ще більше трагедій та негативного впливу на українську енергетику в цілому. Лише протягом першого півріччя повномасштабної війни країна-агресор пошкодила близько 35% встановлених енергетичних потужностей країни, а також тисячі кілометрів електричних мереж та тисячі електрообладнань різного виду [2, 4].

На сьогодні ще велика кількість енергетичного обладнання або пошкоджен, або відключені через атаки ворога та бойові дії, особливо у прифронтових регіонах. Саме тому, реконструкція, розвиток, а в деяких регіонах і повна відбудова існуючих електричних мереж є **надзвичайно актуальною та важливою науково-прикладною задачею.**

Завдання підвищення ефективності керування енергоспоживанням являється важливим та необхідним економічним інтересом постачальників і споживачів електроенергії в умовах переходу до ринкової економіки. Одним з напрямків вирішення даного завдання є точний контроль та облік електричної енергії. Саме ця сфера повинна забезпечити значну частину загального обсягу енергозбереження, потенціал якої становить понад 1/3 від усього поточного обсягу енергоспоживання [9]. Новий підхід до економічних відносин у сфері управління енергоспоживанням виявляється у створенні єдиного ринку електроенергії. З урахуванням сказаного, ринок електроенергії повинен діяти

як складний механізм, спрямований на узгодження економічних інтересів постачальників та споживачів електроенергії.

Один з ключових елементів цього ринку - це інструментальне забезпечення, що включає в себе системи, пристрої, прилади контролю, апарати, засоби зв'язку та алгоритми для контролю та керування параметрами енергоспоживання. Основою для створення та розвитку інструментального забезпечення є наявність необхідних засобів обліку електроенергії та автоматизованих систем контролю та обліку споживання електроенергії [3].

Тому в магістерській кваліфікаційній роботі передбачається виконати розвиток електричної мережі 110 кВ на базі існуючої схеми електричної мережі (ЕМ) з аналізом питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії.

**Мета та задачі дослідження.** Основною метою роботи є вибрати оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та проаналізувати питання обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються наступні **основні задачі:**

- техніко – економічне обґрунтування проекту розвитку існуючої ЕМ;
- вибір оптимальної схеми розвитку існуючої мережі 110/35 кВ;
- аналіз питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку мережі;
- аналіз питання забезпечення охорони праці персоналу, що ремонтує та обслуговує електричні мережі;
- дослідити стійкість роботи ЕМ 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

**Об'єктом дослідження** є електричні мережі напругою 110 кВ.  
**Предметом дослідження** є існуючі методи оптимізації розвитку ЕМ.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставленої задачі використано методи оптимізації розвитку електричних мереж з врахуванням фактору часу та технічних обмежень, а саме - симплекс-метод та метод динамічного програмування до вибору схеми ЕМ. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій використано метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків в даній роботі використано програмний комплекс “ВТРАТИ-110”.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у аналізі та дослідженні ефективності методів оптимізації для розв’язання задач оптимального розвитку електричних мереж, що дало можливість отримати оптимальну схему розвитку ЕМ з найкращими техніко-економічними показниками.

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



## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Повномасштабне вторгнення країни-терористки, розпочате 24.02.2022 р., спричинило ще більше трагедій та негативного впливу на українську енергетику в цілому. Лише протягом першого півріччя повномасштабної війни країна-агресор пошкодила близько 35% встановлених енергетичних потужностей країни, а також тисячі кілометрів електричних мереж та тисячі електрообладнань різного виду [1, 2, 4].

Через зміни навантажень споживачів, а також в зв'язку із необхідністю приєднання нових споживачів, ЕМ знаходиться в стані розвитку, відновлення, модернізації та реконструкції. Добудовуються та виконується заміна обладнання, ліній та підстанцій, а також встановлюються нові системи керування. Тому, є необхідність проектування електричної мережі в такий спосіб, щоб залишалась можливість в майбутньому подальшого розвитку та розширення існуючої мережі.

Поява 4 нових споживачів електричної енергії (501, 502, 503 та 504), передбачає розвиток існуючих ЕМ напругою 110 кВ. На рисунку 1.1 показано вихідну схему існуючої електричної мережі з новими споживачами.

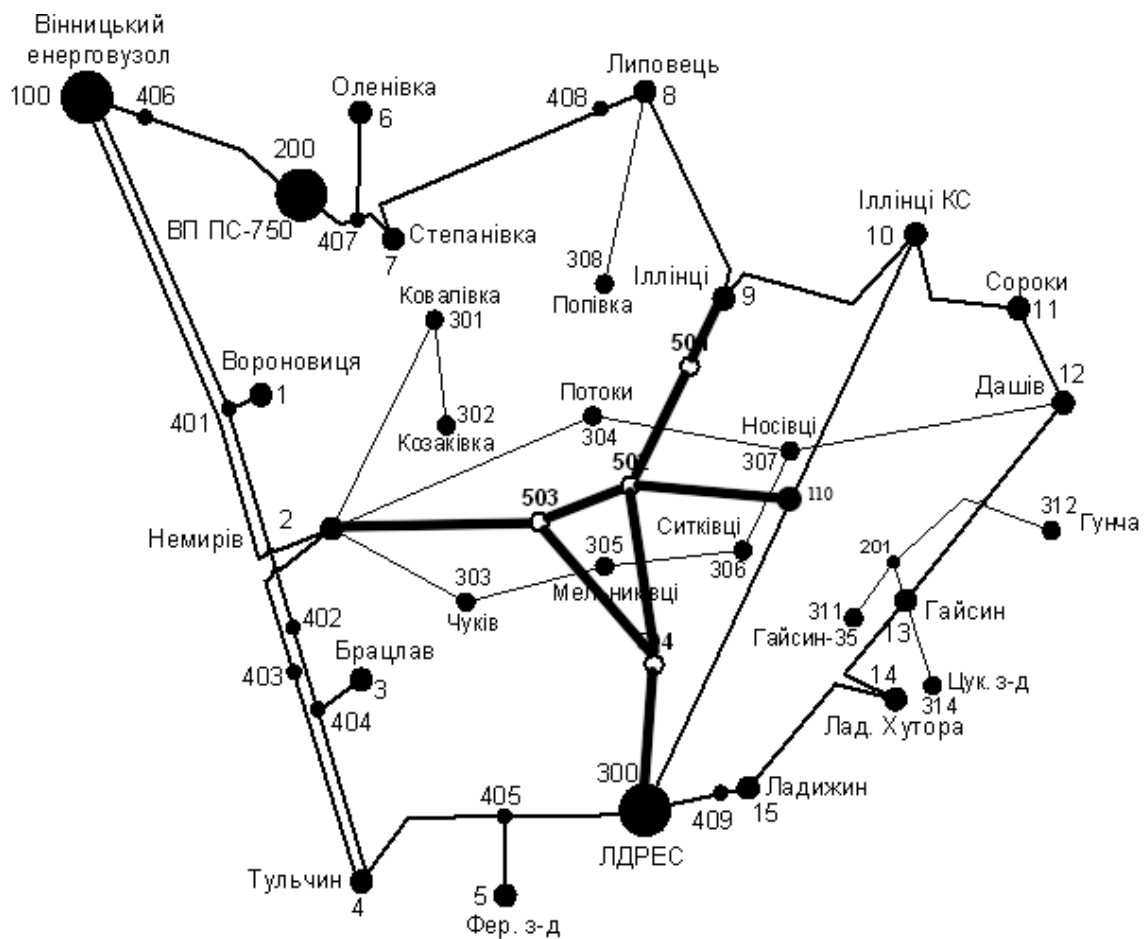


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення існуючої ЕМ з новими споживачами

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Особливості методики прогнозування електричних навантажень

Застосовуючи метод найменших квадратів ми можемо визначити вираз аналітичного виду для того, щоб отримати залежність максимальної потужності від часу з найменшою похибкою. Завдяки даному методу з'являється можливість заміни таблично-заданої функції  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$  [6]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де  $a'$ ,  $b'$  – числові коефіцієнти;  $T$  – період прогнозу.

За допомогою мінімізації виразу, який записано у відповідності з методом найменших квадратів, визначаємо відповідні числові коефіцієнти  $a'$  та  $b'$ :

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо остаточний варіант системи лінійних рівнянь, який матиме наступний вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Підстановивши вхідні дані з табл. 1 (технічне завдання) в систему (2.3). Тоді остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 885, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1784828. \end{cases}$$

звідки  $a' = -3205,69$ ,  $b' = 1,6363$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,7333T - 5423,3$$

Отже, отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти за допомогою використання табличного редактора Excel (рисунок 2.1).

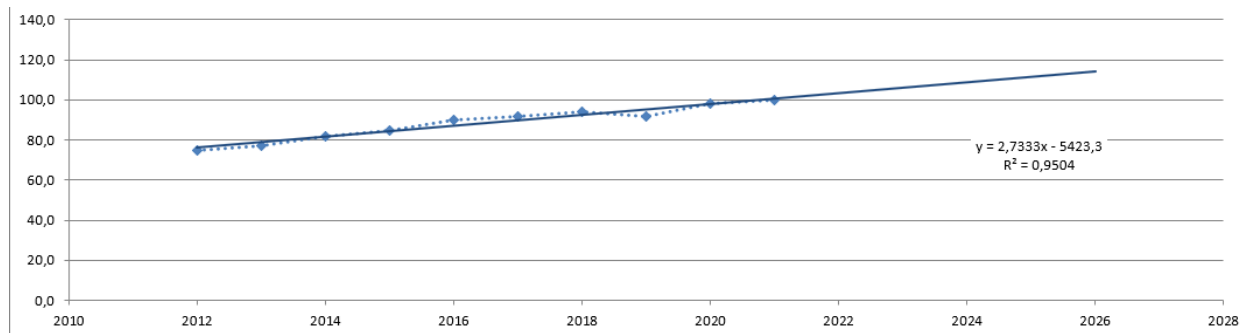


Рисунок 2.1 – Отримані графіки регресійної  $P'_{\max}(T)$  і таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  від часу  $T$

Провівши аналіз даного графіка (показаного на рис. 2.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження, беручи до уваги прогнозування на 2026-й рік збільшиться до 114,4 %, а це на 14,4 % більше проектованої потужності ЕМ. Отже, необхідно перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 2.1.1 Алгоритм розрахунку режиму існуючої мережі

Отримані результати розрахунків режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток В) з урахуванням прогнозування показують, що виконуються відповідні обмеження щодо значень напруги у всіх вузлах. Або, можна провести регулювання напруги за допомогою наявних регулюючих пристроїв [5].



Також, основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них, як показала перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та трансформаторів.

В той час, коли втрати електроенергії в ЕМ відносно невеликі. А саме:

- в лініях електропередач – 1,7МВт;
- в трансформаторах – 1,0 МВт, з них холостого ходу 0,7 МВт та навантажувальні 0,3 МВт.

Проведемо перевірку відповідності струмових навантажень ЛЕП та трансформаторів (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1– Порівняльний аналіз значень струмів проводів

	401-1	402-404	404-4	14-13
Марка проводу	АС-95	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	75	150	150	150
Розрах. струм, А	15	23	9	61

Лінії електропередачі в існуючій мережі району, де передбачається розвиток електроенергетичного об'єкта, мають достатню запасну пропускну здатність для перенесення електроенергії новим споживачам та мають відповідні рівні напруги в вузлах, які зазначені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2– Значення напруг потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	9	300
Напруга вузла,кВ	115,8	114,4	115,5

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показав незначне струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 2.1). Це дає можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у вихідні мережі.

Всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН, враховуючи розрахункові рівні напруги на шинах підстанції (табл. 2.2). Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати за допомогою симплекс-методу.

### **2.1.2 Етапи формування максимального графа електричної мережі**

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

Попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна здійснити приєднання нових підстанцій, беручи до уваги розрахункові дані. Такими підстанціями, згідно варіанту вихідних параметрів є: вузол №2 – Немирів з рівнем напруги 115,8 кВ та вузол № 300 – ЛДРЕС з рівнем напруги 115,5 кВ.

Проаналізувавши та оцінивши місце розташування нових ПС, та наближеність їх до існуючої мережі, було сформовано максимальний граф розвитку ЕМ, який представлено на рисунку 2.2.

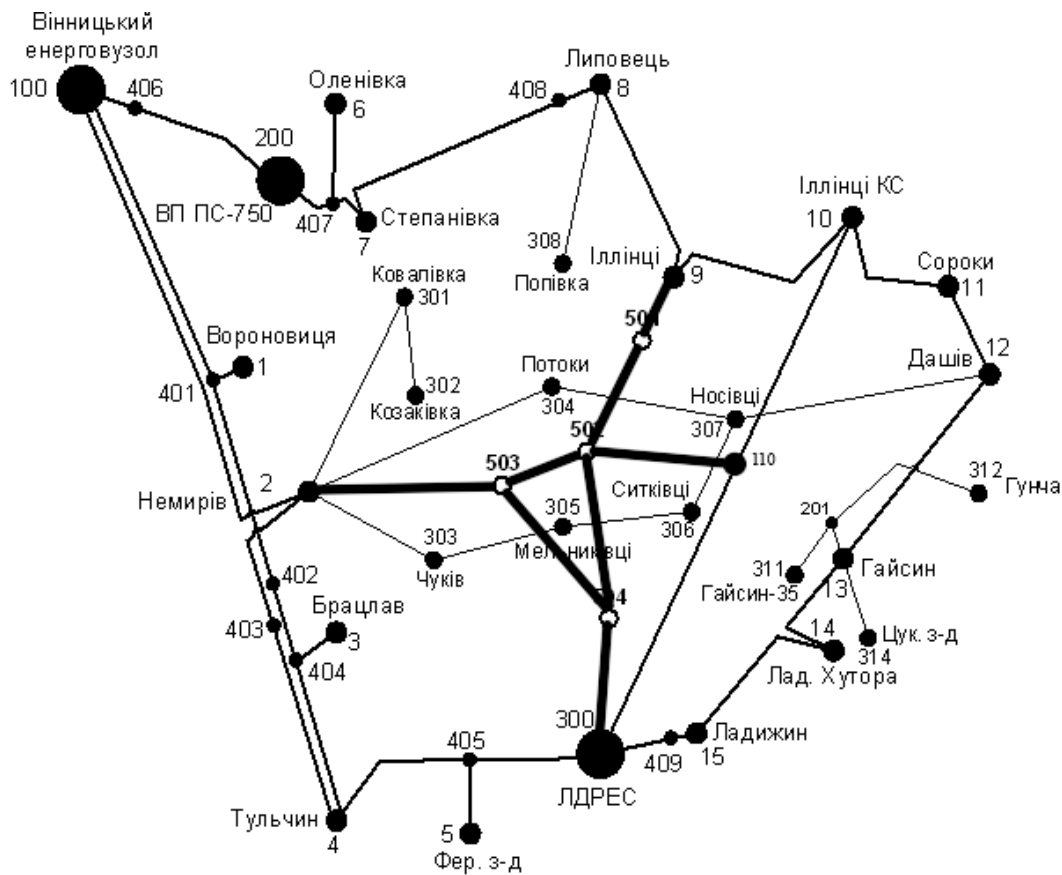


Рисунок 2.2 – Схематичний вигляд максимального графа схеми ЕМ

## 2.2 Дослідження етапів визначення оптимальної схеми розвитку ЕМ

Визначимо найкращий варіант проекту розвитку, беручи до уваги величини капіталовкладень та експлуатаційних витрат. Проте, також мають виконуватись різні технічні вимоги щодо забезпечення електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мережі, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити координацію процесу керування, запас стійкості, а також необхідну якість електроенергії.

Процес проектування поділений на наступні етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з застосуванням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку

задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

### 2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі  $V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n V_i$ , а оптимізованими змінними прийняти потужності  $P_i$ , які протікають лініями [6].

В загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  нелінійні. Дисконтовані витрати  $V_i$  у загальному вигляді для кожної  $i$ -тої ЛЕП записуємо:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

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

Потім, після проведеної лінеаризації функція витрат матиме вигляд

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

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

Застосовуємо метод найменших квадратів для лінеаризації функції. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати  $n$  значень вихідної функції для різної потужності  $P_i$ , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (2.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.



Згідно ПУЕ [29] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Беручи до уваги, нормативний документ СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016, отримуємо, що питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис. грн/км.

За формулою (2.6) визначаємо значення коефіцієнта  $b_i$ :

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де  $U_H$  – номінальна напруга (110 кВ);

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);

$\tau$  – час максимальних втрат (3862 год/рік для  $T_{нб} = 5400$  год/рік);

$C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – значення активного опору, яке залежить від перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км).

Отримані результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати визначення вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат виду  $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Капіталовкладення, тис. грн/км	Значення питомого опору, Ом/км	Величина коефіц. а, тис. грн	Значення коефіц. b, тис. грн/МВт	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП, тис. грн
9	501	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,053	3982,9
2	503	3,1	21,7	110	1573,680	0,131	10927,6	2,969	11224,5
300	504	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	2,011	7603,7
110	502	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,394	9052,0
502	503	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2
501	502	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,915	7241,6
503	504	2,7	18,9	110	1573,680	0,131	9517,6	2,586	9776,2
502	504	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	2,681	10138,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i$  зросли.

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

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

Таблиця 2.4 – Результати визначення вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат виду  $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
9-501	1,1	6,8	3925,5	3916,4	3935,6	581,6	3925,5	3533,0	4318,1
2-503	3,1	6,8	11062,9	11037,2	11091,3	1638,9	11062,9	9956,6	12169,2
300-504	2,1	6,8	7494,2	7476,8	7513,5	1110,3	7494,2	6744,8	8243,6
110-502	2,5	6,8	8921,7	8901,0	8944,6	1321,7	8921,7	8029,5	9813,9
502-503	1,5	6,8	5353,0	5340,6	5366,8	793,0	5353,0	4817,7	5888,3
501-502	2	6,8	7137,3	7120,8	7155,7	1057,4	7137,3	6423,6	7851,1
503-504	2,7	6,8	9635,4	9613,0	9660,2	1427,5	9635,4	8671,9	10599,0
502-504	2,8	6,8	9992,3	9969,1	10017,9	1480,3	9992,3	8993,1	10991,5

### 2.2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Для розв'язання задач лінійного програмування застосовується симплекс-метод. Симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану [6].



Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	9-501	2-503	300-504	110-502	502-503	503-502	501-502	502-501	503-504	504-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
501	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	3,55	0,00	
502	0	0	0	1	-1	1	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	2,86	0,00	
503	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,09	0,00	
504	0	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	15,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	551,814	1555,111	1053,462	124,122	752,473	752,473	1003,297	1003,297	1354,451	1354,451	1404,616	1404,616					24328,833	
Потужності ЛЕП	3,545	0,000	15,000	9,950	7,091	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3877,548	0,000	7402,591	8812,609	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			25380,313	
Змінні складові витрат	13,240	0,000	452,467	237,004	72,219	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			774,930	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		26155,244

Рисунок 2.4 – Таблиця результатів виконання пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

У зв'язку зі зміною перетоків потужності то лініям, симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції. Отже, далі скоригуємо вартісні коефіцієнти і виконаємо повторний розрахунок, показаний на рисунку 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	9-501	2-503	300-504	110-502	502-503	503-502	501-502	502-501	503-504	504-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
501	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	3,55	0,00	
502	0	0	0	1	-1	1	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	2,86	0,00	
503	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,09	0,00	
504	0	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	15,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1097,437	1555,111	523,671	909,525	755,892	752,473	1003,297	1003,297	1354,451	1354,451	1404,616	1404,616					25373,102	
Потужності ЛЕП	3,545	7,091	15,000	2,859	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3877,548	10927,635	7402,591	8812,609	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			31020,383	
Змінні складові витрат	13,240	149,253	452,467	19,570	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			634,530	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		31654,913

Рисунок 2.5 – Результати розрахунків після коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетоків потужностей по ЛЕП (друга ітерація)

В таблиці (рис. 2.5) показано схему ЕМ, для якої забезпечується найменше значення витрат. Графічне представлення даної схеми показано на рисунку 2.6.

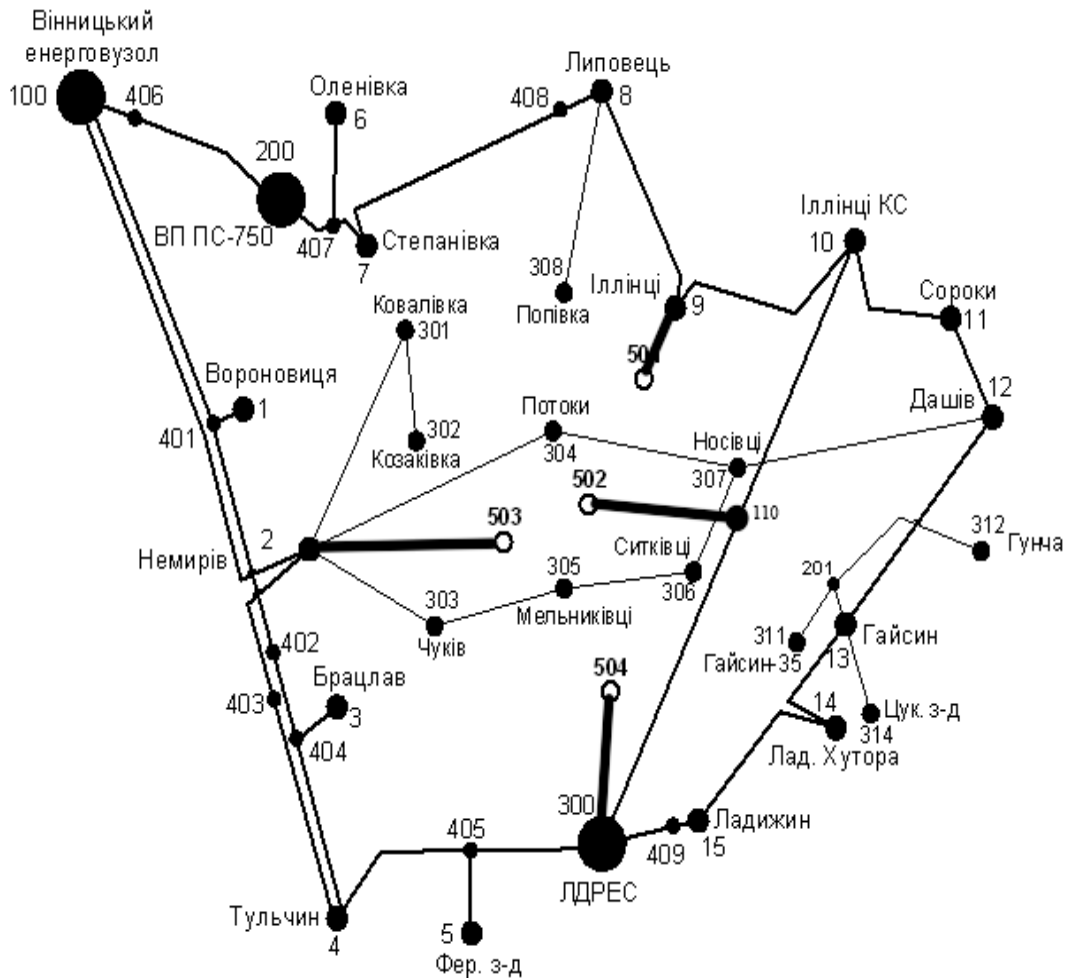


Рисунок 2.6 – Зображення графу оптимальної схеми ЕМ, яку отримали після розрахунку за допомогою симплекс-методу

Було прийнято рішення побудови додаткової ЛЕП між вузлами 502-503 та між вузлами 504 і 300; 501 і 9 - побудувати дволанцюгову лінію, і таким чином забезпечити живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

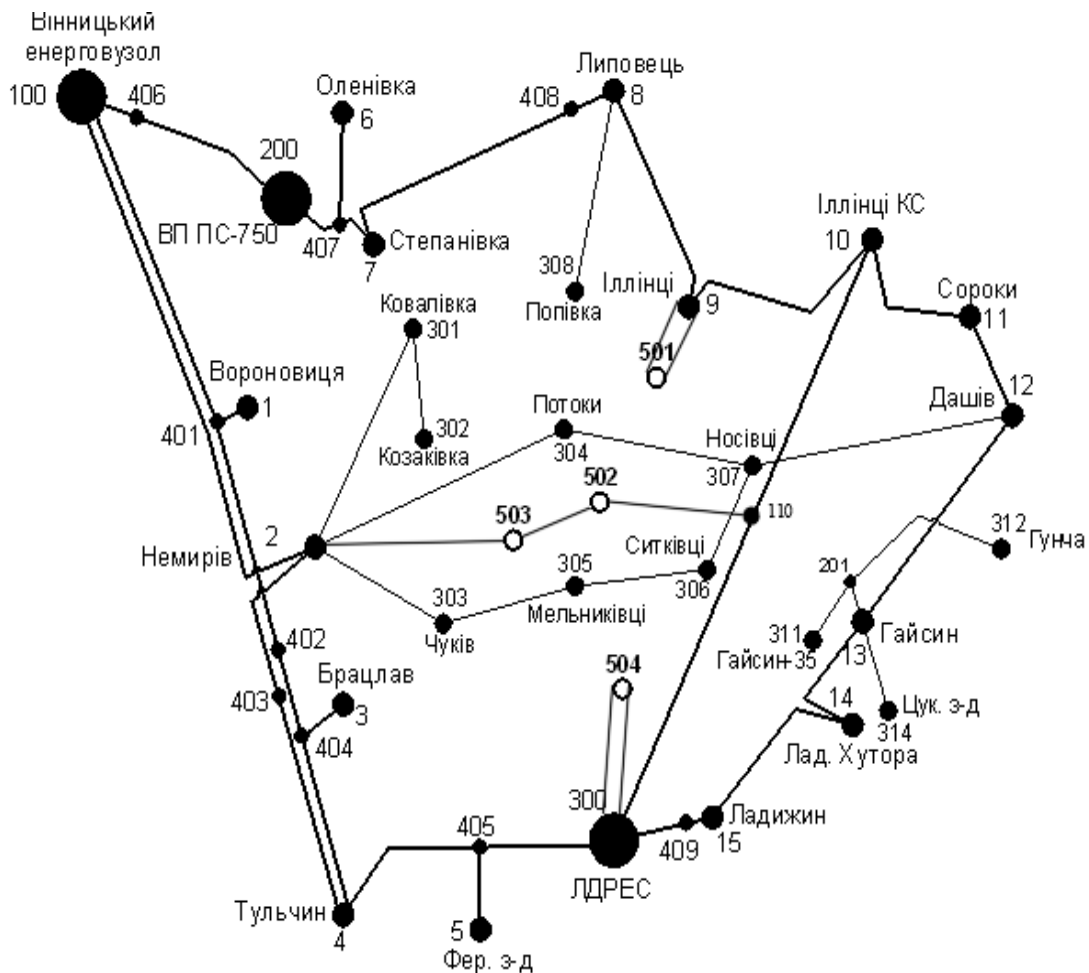


Рисунок 2.7 – Зображення оптимальної схеми ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 502-503 довжиною 10,5 км та дволанцюгової лінії 2 і 503 довжиною 21,7 км., 300 і 504 довжиною 14,7 км, 9 і 501 довжиною 7,7 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

## 2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування

Динамічне програмування це такий метод нелінійного програмування, який дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних [6].

### 2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ

Нові навантаження, що плануються вводиться протягом двох років, а саме – нові споживачі 501, 502, 503, 504. Три опорних пункти живлення: 2, 13 та 14. Цільова функція за даних умов матиме наступний вигляд:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

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 (2.10):

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.10)$$

Для вирішення поставлених задач (2.9) можна використовувати методи нелінійного програмування, і одним з таких методів є метод динамічного програмування. Метод динамічного програмування включає в себе два етапи: прямий та зворотний процес.

На першому етапі, рухаючись від першого до останнього року, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок

обирається так, щоб загальні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  роках були мінімальними:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

Отже, витрати на першому році розраховуються, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий варіант на цьому етапі має оптимальні дисконтовані витрати.

Однак, оскільки на попередніх роках невідомо, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок є лише наближеним і вимагає уточнень. На другому етапі, рухаючись від останнього року до першого, проводять уточнення параметрів електричної мережі та траєкторії оптимальної її конструкції за критерієм (2.11).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.9), при чому функція витрат  $B_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Маємо наступні обмеження:

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

Отже, для оптимізації ЕМ відповідно до завдання матимемо:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.12)$$

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  взято з програми Excel. Враховані обмеження на максимальну довжину ліній електропередачі (ЛЕП), що будуються протягом року:  $L_{\max} \leq 30$  км, а також обмеження балансу потужностей.



*Перший етап.* На першому етапі, за три роки необхідно забезпечити енергопостачання для пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік неможливо ввести в експлуатацію більше ніж 30 км ліній, очевидно, що протягом першого року розвитку можливе будівництво ліній лише для одного чи двох споживачів. У другому році буде можливо побудувати лінії для інших двох, і, нарешті, на третьому році завершити будівництво.

*Варіант №1.*

1-ий рік – будуємо одноланцюгові ЛЕП до пунктів 9-501, 2-503. Таким чином, сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складатиме:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-501} + \Delta L_{2-503} = 7,7 + 21,7 = 29,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ЛЕП.

За формулою (2.12) розраховуються  $B_t$ , для кожної лінії будівництва за 1-ий рік. Всі інші розрахунки першого року виконуються аналогічно. Отримані результати представлені в таблиці 2.5.

*Другий етап.* На другому році формуються варіанти електропостачання, враховуючи розвиток, який відбувся на першому етапі. Так само для кожного варіанту другого року враховуються обмеження на максимальну довжину введених ліній.

Наприклад, для варіанту 1 на другому році розвитку планується побудова одноланцюгової лінії 110-502 та дволанцюгової лінії 300-504. Результати розрахунків подано в таблиці 2.6.

*Третій етап.* Для третього року будівництва, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на 1-му та 2-му кроці. І так само для кожного варіанту 3-го року ми маємо враховувати технічні обмеження по довжині лінії.

Для першого варіанта на третьому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 604-15. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.5 – Перелік всіх можливих варіантів розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
1	1	9-501	7,7	3,55	29,4	27 169,39	65 639,77	54 699,81	54 699,81
		2-503	21,7	8,7		38 470,38			
	2	9-501	7,7	3,55	25,2	27 169,39	58 017,38	48 347,81	48 347,81
		110-502	17,5	1,27		30 847,99			
	3	9-501	7,7	3,55	22,	27 169,39	79 887,64	66 573,03	66 573,03
		300-504	14,7	14,96		52 718,25			
	4	110-502	17,5	1,27	32,2	30 847,99	83 566,25	69 638,54	69 638,54
		300-504	14,7	14,96		52 718,25			

Таблиця 2.6 Перелік всіх можливих варіантів розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
2	11	300-504	14,7	14,96	32,2	52 718,25	83 566,25	58 032,12	112 731,92
		110-502	17,5	1,27		30 847,99			
	12	300-504	14,7	14,96	25,2	52 718,25	71 228,36	49 464,14	104 163,95
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	13	110-502	17,5	1,27	28	30 847,99	49 358,10	34 276,46	88 976,26
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	21	2-503	21,7	8,7	32,2	38 470,38	56 980,49	39 569,79	87 917,60
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	22	300-504	14,7	14,96	25,2	26 359,13	63 379,35	44 013,44	92 361,25
		502-503	10,5	1,59		37 020,22			
	31	2-503	21,7	8,7	32,2	38 470,38	56 980,49	39 569,79	106 142,82
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	32	110-502	17,5	1,27	28	30 847,99	49 358,10	34 276,46	100 849,49
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	41	2-503	21,7	8,7	32,2	38 470,38	56 980,49	39 569,79	109 208,32
		502-503	10,5	1,59		18 510,11			
	42	9-501	7,7	3,55	29,4	27 169,39	65 639,77	45 583,17	115 221,71
		2-503	21,7	8,7		38 470,38			
43	9-501	7,7	3,55	18,2	27 169,39	45 679,49	31 721,87	101 360,41	
	502-503	10,5	1,59		18 510,11				

Таблиця 2.7 - Перелік всіх можливих варіантів розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	В <sub>i</sub>	В <sub>i,сум</sub>	В <sub>t</sub>	Вартість
3	111	502-503	10,5	1,59	10,5	18 510,11	18 510,11	10 711,87	123 443,79
	121	110-502	17,5	1,27	17,5	30 847,99	30 847,99	17 851,85	122 015,79
	131	300-504	14,7	14,96	14,7	52 718,25	52 718,25	30 508,25	119 484,51
	211	300-504	14,7	15,96	14,7	52 842,61	52 842,61	30 580,22	118 497,81
	221	2-503	21,7	8,7	21,7	38 470,38	38 470,38	22 262,95	114 624,20
	311	110-502	17,5	1,27	17,5	30 847,99	30 847,99	17 851,85	123 994,66
	321	2-503	21,7	8,7	21,7	38 470,38	38 470,38	22 262,95	123 112,44
	411	9-501	7,7	3,55	7,7	27 169,39	27 169,39	15 723,02	124 931,35
	412	502-503	10,5	1,59	10,5	18 510,11	18 510,11	10 711,87	125 933,58
	413	2-503	21,7	8,7	21,7	38 470,38	38 470,38	22 262,95	123 623,36

### 2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 2.7 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 221. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 421 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 спричинить зміни перетікань потужності, у ЛЕП, що споруджені на 1-му та 2-му роках. Тому, необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.7.

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

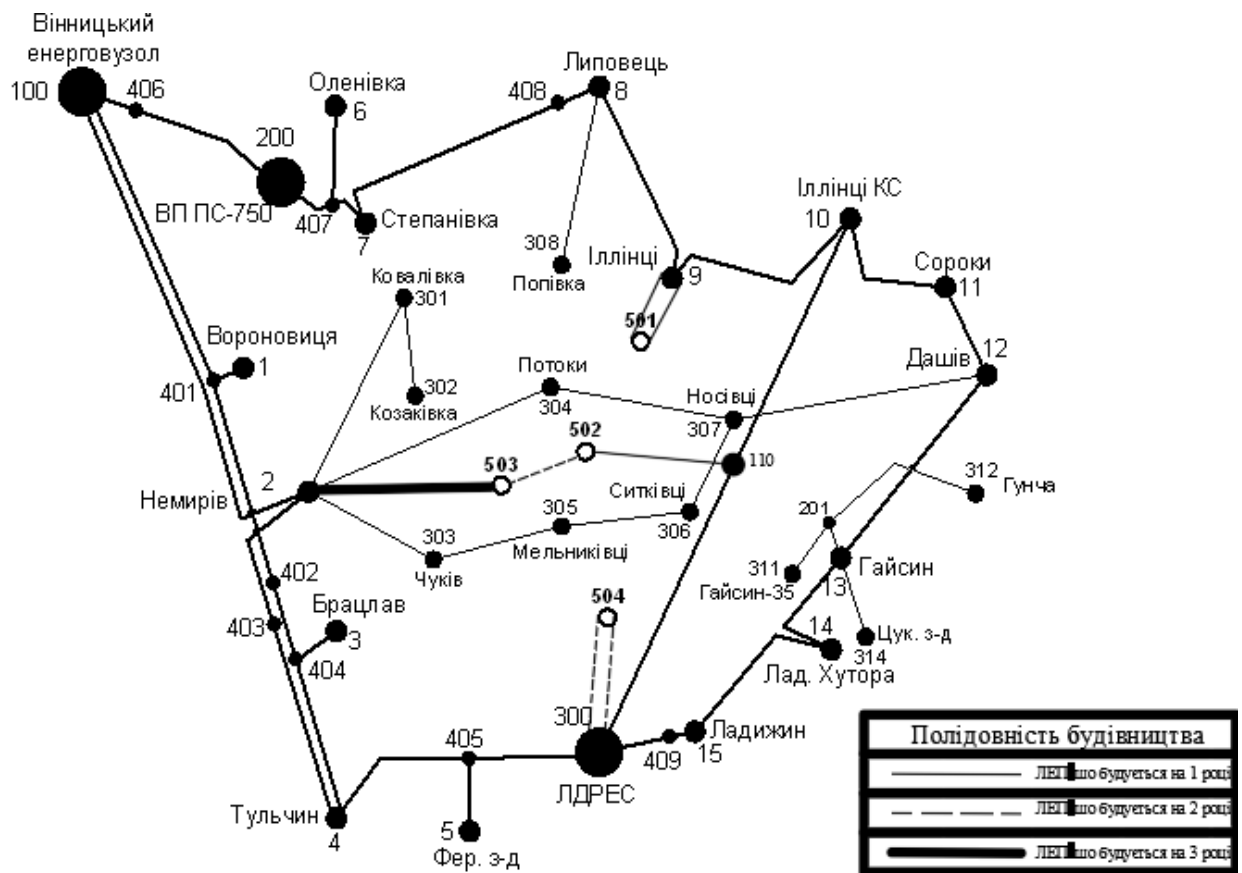


Рисунок 2.8 – Отриманий варіант оптимальної схеми ЕМ відповідно методу динамічного програмування

### 2.3.3 Алгоритм розрахунку конструктивних параметрів ліній електропередачі

Значення розрахункових струмів віток згідно оптимального варіанта визначаємо за наступною формулою (2.13):

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (2.13)$$

$$I_{розр9-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 13,34 \text{ (A)};$$

$$I_{розр110-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1,24}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8,5 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 16,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-2} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,25}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 69,99 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-300} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,96}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 51,06 \text{ (A)}.$$

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

Вибираємо величину перерізу проводів та параметри ЛЕП за допомогою таблиці [5]:

- Значення номінальної напруги – 110 кВ;
- Обраний тип опор – одноланцюгові;
- Вид матеріалу опор – залізобетоні;
- район ожеледі – III;

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 9-501;

2й – розрив лінії 110-502;

3й – розрив лінії 502-503;

4й – розрив лінії 503-2;

5й – розрив лінії 504-300;

Отримані результати представлені у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати визначення конструктивних перерізів ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
9-501	20	20	20	20	20	20	390	13,34	АС-120/19
110-502	6	0	15	56	6	56		8,51	АС-120/19
502-503	9	16	0	41	9	41		16,80	АС-120/19
503-2	49	55	40	0	49	55		69,99	АС-120/19
300-504	74	74	74	74	74	74		51,06	АС-120/19

Для мереж напругою 110кВ, згідно ПУЕ [29] рекомендується використовувати провід АС 240/39 (також допускається АС-120/19).

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

## **2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях**

Алгоритм вибору трансформаторів проводиться з врахуванням наступних критеріїв, а саме:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії в складі навантаження, то кількість встановлюваних трансформаторів повинна бути не менше двох.

2. Ураховуючи умови, якщо на підстанціях, які забезпечують електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі і можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше ніж однієї доби, що є в даному контексті вельми обмеженим.

Вибір трансформаторів здійснюється відповідно до наступних формул:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.14)$$

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

Для вузла 501 згідно (2.14) отримаємо:

$$S_1 \geq \frac{4,028}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,88 \text{ МВА.}$$

Отже, вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори. Результати вибору показано в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Отримані значення параметрів для трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТМН 2500/110	2,5	±9×1,78%	115	11	10,5	22	5,5	1,5	46,5	555,45	22,2
503	ТДН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється за допомогою формули 2.15:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_H} \leq 1.4 \quad (2.15)$$

Тоді для усіх вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{3,5}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,56 \leq 1,4 \quad K_{з3.па} = \frac{5,82}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,13 \leq 1,4$$

$$K_{з2.па} = \frac{2,29}{(2-1) \cdot 2,5} = 1,12 \leq 1,4 \quad K_{з4.па} = \frac{10,71}{(2-1) \cdot 16} = 0,94 \leq 1,4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 1.4$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій виконується

аналогічним чином. Результати усіх виконаних розрахунків подано в таблиці 2.10.

## 2.5 Вибір схем розподільчих пристроїв підстанцій

Під час вибору схем РП підстанції маємо врахувати кількість приєднань з врахуванням положення підстанції, призначення та ролі в ЕМ енергосистеми.

### 2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 502, 503, необхідне встановлення по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, тому для розподільчих пристроїв 110 кВ було вибрано схему 110-4 – «Місток з вимикачами в колах лінії та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Схема показана на рисунку 2.9. Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть якщо трансформатор виведений з ладу [31].

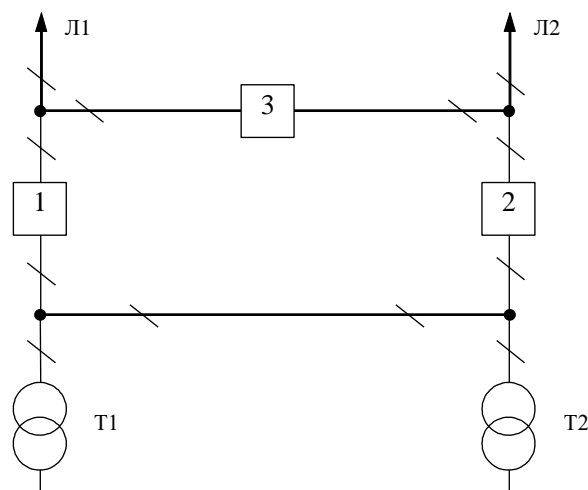


Рисунок 2.9 – Зображення схеми розподільчого пристрою вузлів 502 та 503



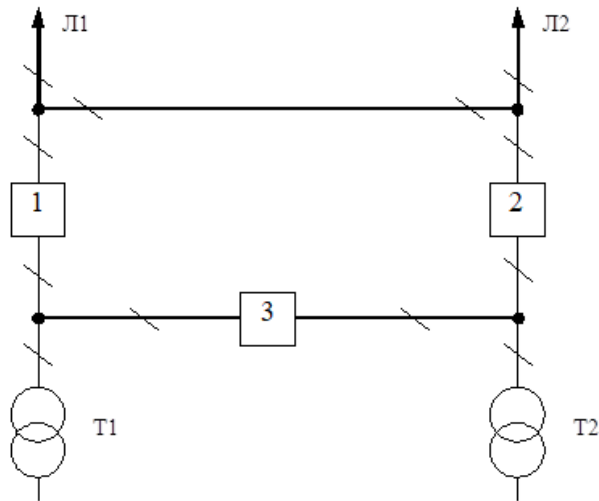


Рисунок 2.10 – Зображення схеми розподільчого пристрою вузлів 504,501

У вузлах 504, 501 також необхідно по 2 трансформатора, але оскільки це кінцева підстанція, то схема для неї не має необхідності забезпечувати транзит, тому схема РП 110-3 «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтної перемичкою з боку лінії» (рис. 2.10).

У разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні ВН підстанції, дана схема може забезпечити транзит електроенергії.

### 2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було вибрано ПС «Немирів». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Немирів» (вузол 2) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Розширений місток». Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ «Розширений місток» (рисунок 2.11).

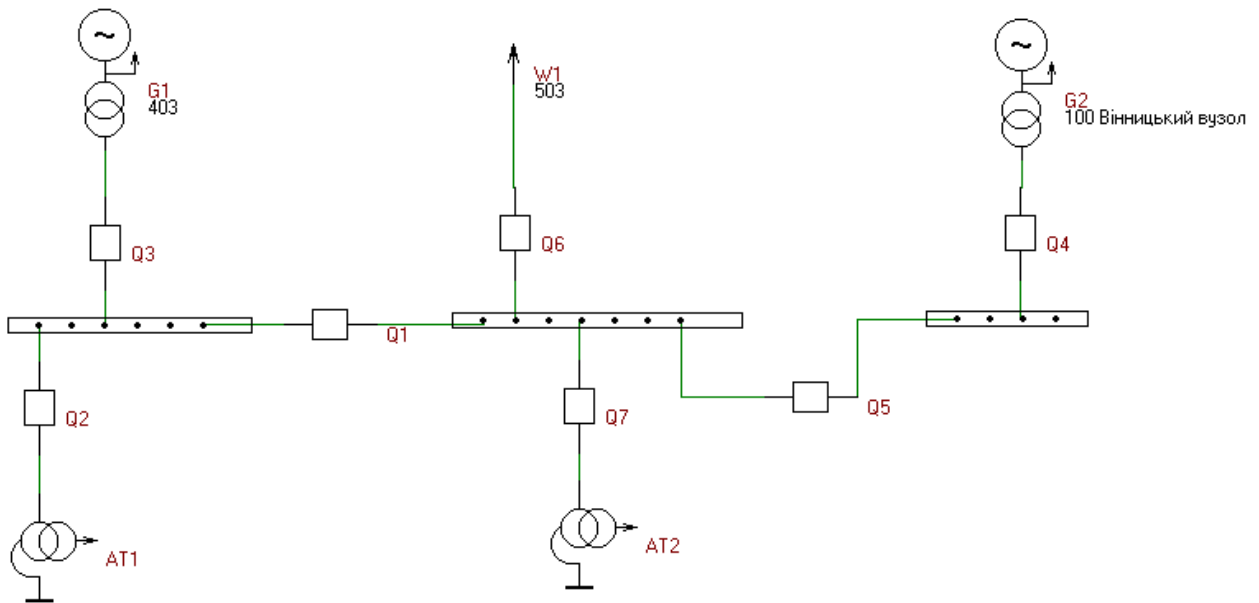


Рисунок 2.11 – Зображення схеми «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 300 - це РП «ЛДРЕС». Тому що тип цієї підстанції забезпечує високу надійність постачання електроенергії. Отже, аналіз надійності даної підстанції можна не виконувати.

## 2.6 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності розподільчих пристроїв (РП) включає в себе визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП. Також проводиться розділення РП на електрично непов'язані частини, враховуючи тривалість вимушеного простою елементів, що відключились, або операцій з розділення РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП [6]. У цьому контексті буде представлений розрахунок схеми відгалужувальної підстанції "Немирів" (вузол 2).

Показники надійності визначаються за методом В.Д. Тарівердієва. Вихідні дані для розрахунку включають параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, (виражені у 1/рік), час відновлення вимикачів ТВ (в годинах), періодичність  $m$  (в 1/рік), тривалість планових ремонтів ТП (в годинах), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (в годинах), та час для відключення (включення) роз'єднувача ТР (в годинах) [6].

Розрахунок проводиться відповідно до форми таблиці 2.11, де в лівому стовпці перераховані елементи та наслідки відмов, які розглядаються, і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку - вимикачі, які ремонтуються, та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП -  $K_j$ . Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.16)$$

де  $n$  – відповідна кількість вимикачів РУ.

З врахуванням (2.16) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^1 = 1 - 6 \cdot 0,014 = 0,996.$$

Визначаємо математичне очікування такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Для прикладу:

$$\omega_{1,2} = 0,045 \cdot 1 \cdot 10^{-4} = 4,9 \cdot 10^{-7} \text{ 1 / рік.}$$

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

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}),$$

де  $T_{П1} = 29$  год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 29) = 12,4 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Схема розширених місток (вузол 2). Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми РП

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов $w_i$	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів							
		Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтуємі вимикачі							
		$K_o=0,9953$	$K_p=0,0006$						
			Q1-г	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-г	Q6-л	Q7-г
Q2-г	0,0225	G1, AT1-To	G1, AT1-To		G1, AT1-To	G2, G1, AT1, D(W1,AT2)-To	G1, AT1, G2, D(W1,AT2)-To	W1, G1, AT1, D(G2,AT2)-To	AT2, G1, AT1, D(G2,W1)-To
		AT1-Ts	AT1, G1-Ts		G1, AT1-Ts	G2, AT1-Ts	AT1, G2-Ts	W1, AT1, D(G1,G2,AT2)-Ts	AT2, AT1-Ts
Q3-г	0,0225	G1, AT1-To	G1, AT1-To	G1, AT1-To		G2, G1, AT1, D(W1,AT2)-To	G1, AT1, G2, D(W1,AT2)-To	W1, G1, AT1, D(G2,AT2)-To	AT2, G1, AT1, D(G2,W1)-To
		G1-Ts	G1, AT1-Ts	G1, AT1-Ts		G2, G1, D(AT1,W1,AT2)-Ts	G1, G2, D(AT1,W1,AT2)-Ts	W1, G1, D(AT1,G2,AT2)-Ts	AT2, G1-Ts
Q4-г	0,0225	G2-To	G2, D(AT1,G1), D(W1,AT2)-To	G2, AT1-To	G2, G1, D(AT1,W1,AT2)-To		G2-To	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-To	AT2, G2-To
		G2-Ts	G2, D(AT1,G1), D(W1,AT2)-Ts	G2, AT1-Ts	G2, G1, D(AT1,W1,AT2)-Ts		G2-Ts	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts	AT2, G2-Ts
Q5-г	0,0225	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, AT1, G1-To	AT2, W1, G2, G1, AT1-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To		AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To
		G2-Ts	G2, D(AT1,G1), D(W1,AT2)-Ts	AT1, G2-Ts	G1, G2, D(AT1,W1,AT2)-Ts	G2-Ts		W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts	AT2, G2-Ts
Q6-л	0,0258	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, AT1, G2, G1-To	AT2, W1, G1, G2, AT1-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To		AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To
		W1-Ts	W1, D(AT1,G1), D(G2,AT2)-Ts	W1, AT1, D(G1,G2,AT2)-Ts	W1, G1, D(AT1,G2,AT2)-Ts	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts		AT2, W1, D(AT1,G1,G2)-Ts
Q7-г	0,0225	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, AT1, G2, G1-To	AT2, W1, G1, G2, AT1-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	
		AT2-Ts	AT2, D(AT1,G1), D(G2,W1)-Ts	AT2, AT1-Ts	AT2, G1-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, W1, D(AT1,G1,G2)-Ts
Q6-л	0,0258	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, AT1, G2, G1-To	AT2, W1, G1, G2, AT1-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To		AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To
		W1-Ts	W1, D(AT1,G1), D(G2,AT2)-Ts	W1, AT1, D(G1,G2,AT2)-Ts	W1, G1, D(AT1,G2,AT2)-Ts	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts	W1, G2, D(AT1,G1,AT2)-Ts		AT2, W1, D(AT1,G1,G2)-Ts
Q7-г	0,0225	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, AT1, G2, G1-To	AT2, W1, G1, G2, AT1-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	AT2, W1, G2, D(AT1,G1)-To	
		AT2-Ts	AT2, D(AT1,G1), D(G2,W1)-Ts	AT2, AT1-Ts	AT2, G1-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, G2-Ts	AT2, W1, D(AT1,G1,G2)-Ts

Таблиця 2.12 – Основна вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	P, [Мет]	t, [год]	К <sub>о</sub>		К <sub>р</sub>	
			ω <sub>лв</sub>	ω <sub>гв</sub>	ω <sub>лв</sub>	ω <sub>гв</sub>
AT2, W1, G1, AT1, G2	4,7	1	0	1	0	5
G1, AT1	0	1	0	2	0	4
G2	0	1	0	1	0	1
AT2, W1, G2, D(AT1,G1)	0	1	1	2	4	8
G2, D(AT1,G1), D(W1,AT2)	0	1	0	0	0	1
G2, AT1	0	1	0	0	0	1
AT2, W1, G2, AT1, G1	4,7	1	0	0	0	1
AT2, W1, AT1, G2, G1	4,7	1	0	0	1	1
G2, G1, D(AT1,W1,AT2)	4,7	1	0	0	0	1
AT2, W1, G2, G1, AT1	4,7	1	0	0	0	2
AT2, W1, G1, G2, AT1	4,7	1	0	0	1	1
G2, G1, AT1, D(W1,AT2)	4,7	1	0	0	0	2
G1, AT1, G2, D(W1,AT2)	4,7	1	0	0	0	2
W1, G1, AT1, D(G2,AT2)	0	1	0	0	0	2
W1, G2, D(AT1,G1,AT2)	0	1	0	0	0	1
AT2, G1, AT1, D(G2,W1)	4,7	1	0	0	0	2
AT2, G2	0	1	0	0	0	1
D(AT1,G1)	0	12,4	0	1	0	0
AT1	0	12,4	0	1	0	0
G1	0	12,4	0	1	0	0
G2	0	12,4	0	2	0	2
W1	0	12,4	1	0	0	0
AT2	0	12,4	0	1	0	0
AT1, G1	0	12,4	0	0	0	2
G1, AT1	0	12,4	0	0	0	4
G2, D(AT1,G1), D(W1,AT2)	0	12,4	0	0	0	4
W1, D(AT1,G1), D(G2,AT2)	0	12,4	0	0	1	1
AT2, D(AT1,G1), D(G2,W1)	0	12,4	0	0	0	2
G2, AT1	0	12,4	0	0	0	2
AT1, G2	0	12,4	0	0	0	2
W1, AT1, D(G1,G2,AT2)	0	12,4	0	0	1	1
AT2, AT1	4,7	12,4	0	0	0	2
G2, G1, D(AT1,W1,AT2)	4,7	12,4	0	0	0	2
G1, G2, D(AT1,W1,AT2)	4,7	12,4	0	0	0	2
W1, G1, D(AT1,G2,AT2)	0	12,4	0	0	1	1
AT2, G1	0	12,4	0	0	0	2
W1, G2, D(AT1,G1,AT2)	0	12,4	0	0	2	2
AT2, G2	0	12,4	0	0	0	4

Щоб визначити збиток від недовідпуску електроенергії (2.17), необхідно визначити величину обсягу електроенергії за рік (2.18) та обсяг недовідпуску електроенергії (2.19).

Відповідно до завдання, питомий збиток, який пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам становить ( $Z_0 = 400$  грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot Z_0 \quad (2.17)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.19)$$

Отримані результати розрахунку представлено у вигляді таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Визначені значення збитків від недовідпуску електроенергії для розширеного містка

W <sub>РІК</sub> , МВт·год	ΔW <sub>HD</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
72 900,0	253,69	101 476,8

З розрахунків можна сказати, що схема розширений місток дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів.

## 2.7 Алгоритм оцінки балансу потужностей

Запишемо баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{НОМ}$  для нових вузлів 501, 502, 503, 504 [5, 6]:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{hi} + \Delta P_M; \quad (2.20)$$

$$P_{\Gamma 2-110} = 0,9 \cdot 9,95 + 0,05 \cdot 9,95 = 9,45 \text{ (МВт)},$$

$$P_{\Gamma 9-501} = 0,9 \cdot (7,09) + 0,05 \cdot (7,09) = 3,36 \text{ (МВт)},$$

де -  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

-  $\sum P_{Hi}$  - сумарна активна потужність навантажень;  $\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{Hi}$  - величина втрат активної потужності в трансформаторах та лініях. Ці втрати становлять 5 % від  $\sum P_{Hi}$ ;

-  $K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.21)$$

$$Q_{\Gamma 2-110} = 9,45 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0.95) = 9,45 \cdot 0,34 = 9,94 \text{ (МВАр)}.$$

$$Q_{\Gamma 9-501} = 3,36 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0.95) = 3,36 \cdot 0,34 = 3,54 \text{ (МВАр)}.$$

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

Визначаємо значення генерації реактивної потужності ділянки ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.22)$$

Визначення генерації реактивної потужності на ділянці ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕП} 2-503} = 113,86^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,09) = 0,328 \text{ (МВАр)}.$$

Далі, на інших ділянках розраховуємо аналогічним способом. Визначаємо сумарну генерацію реактивної потужності магістралі:

$$Q_{\text{СП}} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi} = 0.95 \cdot 5,48 = 5,2 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 5,2 = 0,52 \text{ (МВАр)};$$



$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 5,2 + 0,52 - 0,043 - 3,1 = 2,18 \text{ (МВАр)}.$$

Також, виконуємо розрахунок аналогічним способом для магістралі 9-501. Отримані результати показано в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати визначення сумарної генерації реактивної потужності магістралі 9-501

$P_{\Gamma 9-501}, \text{МВт}$	$Q_{\Gamma 9-501}, \text{МВАр}$	$Q_{\text{СП}}, \text{МВАр}$	$\Delta Q_{\text{ЛЕП, ТР}}, \text{МВАр}$	$Q_{\text{КП}i}$
3,36	1,10	1,81	0,181	0,76

Отже, доцільно встановити компенсуючі пристрої типу УКРЛ56-10,5-2700-450 УЗ на 2700 кВАр у вузлі 503 та УКРЛ56-10,5-900-300 УЗ на 900 кВАр в вузлі 501.

## 2.8 Алгоритм розрахунку та аналізу усталеного режиму роботи ЕМ

Алгоритм розрахунку усталеного режиму роботи ЕМ виконується за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign” [5, 6].

За допомогою даного програмного комплексу Втрати “RVM – Hign” були отримані результати розрахунків, а саме – значення втрат потужності та електроенергії в заданій ЕМ. Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35 кВ показані в додатку В у форматі 3-ох таблиць. Необхідний файл вхідних даних після розвитку ЕМ також показано в додатку В. Отримані результати розрахунків усталеного режиму ЕМ після розвитку також показано в додатку В. Результати цих розрахунків, а також розрахунків мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку також представлені в додатку В.

## 2.9 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі

В центрах живлення трансформаторами з РПН розподільчих мереж напругою 10 кВ реалізується регулювання напруги. Для забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях обов'язково має виконуватись регулювання напруги [6. 30]. Значення напруги у вузлах на високій та низькій сторонах без регулювання РПН показані в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Величини напруги в нових вузлах на стороні 110кВ

Вузол за схемою	Напруга вузлів навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
501	112,64	105,25	121,55
502	114,09	106,83	122,87
503	114,12	106,86	122,89
504	117,49	110,52	125,96

Таблиця 2.16 – Величини напруги в нових вузлах на стороні 10 кВ

Відповідний вузол за схемою	Величина напруги вузла навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
501	9,51	8,87	10,28
502	9,82	9,14	10,63
503	9,58	8,95	10,34
504	10,34	9,45	10,77

Визначаємо рівні напруги на шинах високої напруги з врахуванням результатів розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Визначаємо дійсний рівень напруги у вузлі :

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.23)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.24)$$

де -  $U_{\text{ВН}}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;

–  $P_{\text{H}}$ ,  $Q_{\text{H}}$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Необхідний  $K_{\text{T6}}$  (коефіцієнт трансформації) визначаємо з врахуванням умови забезпечення трансформаторної підстанції бажаної напруги  $U_{\text{НН6}}$  на стороні НН для забезпечення компенсації спаду напруги у мережах напругою 10 кВ. Приймаємо  $U_{\text{НН6}} = 10,5$  кВ:

$$K_{\text{T6}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН6}}} . \quad (2.25)$$

Виконуємо розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації використовуючи наступну формулу:

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.26)$$

Враховуючи обмеження в регулюванні, кожний послідовний фактичний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{\text{Tд}}$ , який визначається за формулою (2.26), на відносну кількість робочих витків, що

відповідає конкретному номеру відпайки. Визначаємо втрати напруги в трансформаторах ПС 601, використовуючи формулу (2.24):

$$\Delta U_{T501} = \frac{((3,55) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,91) \cdot (220,4 / 2))}{112,64} = 2,1 \text{ кВ.}$$

За (2.25) визначаємо необхідний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{112,64 - 2,1}{10,5} = 10,53.$$

Найближчий відповідно до табл. 2.17 необхідний дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T601д} = 10,455$  - відповідає 9-й відпайці.

Використовуючи формулу (2.23), визначаємо дійсний рівень напруги в першому вузлі:

$$U_{НН601д} = \frac{112,64 - 2,1}{10,455} = 10,57 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.17 – Отримані величини дійсних  $K_T$  трансформаторів

№ відпайки	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

Також виконаємо аналогічні розрахунки для всіх інших нових вузлів споживання ЕМ. Отримані результати розрахунків представлено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Отримані результати по закінченню 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	2,10	10,53	10,57	9	10,455	0,10
502	4,15	10,47	10,52	9	10,455	0,09
503	4,34	10,46	10,50	9	10,455	0,08
504	0,28	11,16	10,43	4	11,239	0,09

Також було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ і впровадження необхідних коефіцієнтів трансформації на нових підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток В). Аналізуючи отримані результати ми дійшли висновку, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги. А це відповідає нормам забезпечення показників якості електроенергії.

### 3. АНАЛІЗ ПИТАНЬ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІЧИЛЬНИКІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Необхідність правильного та надійного обслуговування та експлуатації електроустановок визначається вимогою, що всі електроустановки повинні бути оснащені необхідними приладами обліку енергії. В житлових будинках для цього використовуються електролічильники, які монтуються в кожній квартирі [9, 22].

Розрахункові електролічильники встановлюються в приватних будинках, нових будівлях та підприємствах з нежитловими приміщеннями. Ці лічильники можуть бути на балансі енергопостачальної організації або абонента, якщо він самостійно придбав їх.

Питання обліку спожитої електричної енергії важливе, і йому необхідно приділяти увагу ще на етапі проектування електричних мереж. У технічних умовах постачальників енергії визначено умови узгодження щодо обліку. Кожна енергопостачальна компанія відслідковує перевитрати та недобір заявлених лімітних величин організаціями. За умови наявної невідповідності заявлених величин фактичним обсягам спожитої електроенергії, на споживача накладається штраф. Якщо мова йде про фізичних осіб, то в такому випадку розрахунки проводять за фактом споживання енергії.

У зазначених технічних умовах щодо електричного підключення наводиться обов'язковий перелік вимог, які пред'являються енергопостачальною компанією, і які необхідно виконати для приєднання майбутньої електроустановки до мереж. Ці технічні умови видаються з метою визначення ресурсних можливостей як замовника, так і компанії, яка відповідає за підключення до електромережі.

Існує два типи приєднання до електромережі: стандартне (для споживачів з потужністю до 50 кВт) і нестандартне (для споживачів з потужністю вище 50 кВт). Підключення до електромережі, яке здійснюється енергопостачальною компанією, є платним за стандартними тарифами.

Вартість підключення визначається рівнем напруги та ступенем надійності в точці приєднання.

Однією з основних переваг стандартного приєднання є його вартість, яка значно менша, ніж вартість нестандартного приєднання. Це пояснюється тим, що можливості компанії та її електромережі не завжди відповідають потребам і побажанням клієнтів. В стандартному випадку не потрібно будувати окремі розподільні пункти або прокладати нові потужні кабелі, але і тут можуть виникнути труднощі.

Після отримання технічних умов на підключення електроенергії реалізуються наступні етапи виконання: стадії проектування, узгодження обліку електроенергії, погодження параметризації приладів обліку та акта балансової належності.

Також, абоненти або споживачі електроенергії діючих і нових об'єктів, зобов'язані облаштувати свої електроустановки АСКОЕ або ЛОСОД, згідно вимог НКРЕ України.

Система автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) представляє собою комплекс обладнання, що включає кілька локальних пристроїв для збору та обробки даних, що об'єднані в єдину систему. Ця система призначена для технічного і комерційного моніторингу електроенергії, а також для контролю навантаження на електричну мережу. АСКОЕ забезпечує доступ до інформації про спожиту електроенергію через встановлене програмне забезпечення системи.

Локальне устаткування збору та обробки даних (ЛУЗОД) – це перелік засобів обліку для проведення розрахунків за спожиту електроенергію, що дозволяє дистанційно переглядати дані про споживання електричної енергії, але тільки в особистому кабінеті енергопостачальної компанії.

### **3.1. Конструктивні особливості лічильників електроенергії та їх призначення**

Прилади обліку електроенергії, лічильники – це такі спеціальні прилади, які призначені для вимірювання витрат електроенергії. Лічильники електроенергії широко використовуються в побуті, комерційних та промислових цілях для визначення витрат на електричну енергію, а також для контролю та обліку [23-25].

На сьогодні, сучасні лічильники електроенергії можуть мати додаткові функції. Для прикладу, багатофункціональний лічильник електроенергії, крім вимірювання електроенергії та електричної потужності, виконує багато інших функцій, а саме: моніторинг якості електроенергії та параметрів електричної мережі, видачу інформації у цифровому виді, складання та відтворення імпульсних сигналів, видача і прийом команд.

У кожного встановленого розрахункового лічильника має бути кожух лічильника на гвинтах, що кріплять, пломбу з діючим відбитком тавра виробника або перевіркою лабораторії, а на затискній кришці пломбу електропередавальної організації.

Норми для організації вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії визначаються відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок, норм Кодексу комерційного обліку електроенергії, а також відповідно до Правил роздрібного ринку електричної енергії. Ці норми повинні відповідати технічним рекомендаціям, технічним умовам (у випадку приєднання до електричних мереж) та проєктним рішенням (проєктам).

Лічильники електроенергії допомагають вести облік спожитої енергії, а також дозволяють дізнатися її точну кількість. Це дуже важливо для тих, хто хоче скоротити свій електричний рахунок та економити енергію. У випадку виникнення різкого стрибка споживання електроенергії, лічильники допомагають виявити несправності в електрообладнанні.



Для трифазних приладів обліку, які встановлюються, пломби державної повірки повинні мати термін дії не більше 12 місяців, а на однофазних лічильниках - не більше 24 місяців. Лічильники електроенергії, які встановлюються у споживачів, не повинні мати зовнішніх механічних пошкоджень: кожуха, кришки затискної коробки чи інших дефектів, які можуть вплинути на їх подальшу роботу.

- Розташування та умови встановлення приладів обліку електроенергії визначаються відповідно до проектних рішень та відповідних положень Правил улаштування електроустановок.
- Згідно з пунктом 1.5.29 глави 1.5 цих Правил, засоби обліку мають бути встановлені в шафах, комплектних розподільних пристроях (КРУ, КРУП), на панелях, щитах, в нішах, або на стінах, які мають жорстку конструкцію.
- У відповідності з положенням пункту 1.5.30. глави 1.5 Правил улаштування електроустановок, у місцях, де наявна небезпека механічних ушкоджень засобів обліку, або в місцях, доступних стороннім особам, прилади обліку встановлюються у металеві шафи, які закриваються.

### **3.2 Класифікація приладів обліку електроенергії та особливості їх застосування**

Прилади обліку електроенергії класифікують за наступними властивостями та ознаками, а саме [26, 27]:

1. За типом конструкції та за способом роботи вимірювального пристрою розрізняють наступні лічильники:
  - механічні (індукційні) прилади обліку електроенергії;
  - електромеханічні прилади обліку електроенергії (електронний обчислювальний механізм і механічне табло);

- електронні прилади обліку електроенергії (лічильники з рідкокристалічним дисплеєм);

- гібридні прилади обліку електроенергії (двонаправлені лічильники).

2. За типом підключення всі пристрої обліку електроенергій поділяють на прилади прямого включення в силовий ланцюг та прилади трансформаторного типу ввімкнення, що підключаються до силового кола через спеціальні вимірювальні трансформатори;

3. За родом вимірюваної енергії розрізняють наступні лічильники – ті, які вимірюють лише активну енергію, а також такі лічильники, які вимірюють активну та реактивну енергії;

4. В залежності від виду мережі живлення (однофазна або трифазна) прилади обліку електроенергії поділяються на однофазні та трифазні лічильники електроенергії;

5. За кількістю тарифів розрізняють одготарифні та баготарифні лічильники.

Розглянемо більш детально кожен категорію лічильників електроенергії.

*Індукційні та електромеханічні прилади обліку електричної енергії.*

Такого виду лічильник складається з 2 котушок: котушка напруги та струмова котушка, а також електромагніти, які розташовані під кутом 90 градусів відносно один одного у просторі. У проміжку між цими електромагнітами знаходиться алюмінієвий диск. На осі диска встановлено "черв'як", який через зубчасті колеса передає обертання лічильному механізму (барабану). Струмкова котушка включається в ланцюг послідовно. Котушка напруги вмикається в ланцюг паралельно.

При подачах змінної напруги на котушку напруги і при протіканні через струмову котушку струму навантаження в зазорі наводяться змінні магнітні потоки, які наводять в алюмінієвому диску вихрові струми. При взаємодії цих потоків і вихрових струмів у дисці, виникає момент, що обертається – тоді диск починає обертатися. Кількість обертів алюмінієвого диска за певний

період часу – це буде величина спожитої електроенергії. Індукційні та електромеханічні лічильники електричної енергії зображені на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1 – Різновиди індукційних та електромеханічних лічильників електричної енергії

Індукційні та електромеханічні прилади обліку електричної енергії мають наступні переваги, а саме:

- не вразливі до різких коливань або зниження напруги в електричній мережі;
- мають високу надійність в експлуатації та тривалий строк служби;
- їх вартість порівняно низька вартість на відміну електронних лічильників.

Проте на ряду з перевагами даний тип лічильників електроенергії мають також свої і недоліки, а саме:

- розрахунок електроенергії здійснюється за звичайним (однозонним) тарифом;
- ведення обліку електроенергії може виконуватись лише в одному напрямку;

- тут практично повністю відсутній захист від розкрадання електроенергії;
- не може використовуватись в системах АСКОЕ.

*Електронні лічильники електричної енергії.* В електронному лічильнику перетворювач перетворює вхідні аналогові сигнали з датчиків струму та напруги в цифровий імпульсний код. Наприклад, перетворювач активної потужності в частоту проходження імпульсів. Загальна кількість минулих імпульсів, що підраховує мікроконтролер, прямо пропорційно споживаній електроенергії. Електронні лічильники електричної енергії зображені на рисунку 3.2.

Електронні лічильники обліку електричної енергії мають наступні переваги, а саме:

- наявність декількох тарифів (2- і 3-зонний облік);
- можливість ведення обліку електроенергії у двох напрямках;
- можливість фіксації несанкціонованого доступу в разі розкрадання електроенергії;
- можливість зберігати дані з обліку електричної енергії;
- доступ для використання в системах АСКОЕ.



Рисунок 3.2 – Електронні лічильники електричної енергії

Проте на ряду з перевагами даний тип лічильників електроенергії має також свої і недоліки, а саме:

- зниження напруги, велика чутливість до перенапруги та стрибки в мережі;
- у разі несправності зазвичай вимагає складнішого ремонту.

*Гібридні електрлічильники* з обліку активної та реактивної енергії мають електромеханічну частину обчислювального пристрою та інформаційний дисплей цифрового типу [25-27].

За родом вимірюваної енергії розрізняють наступні лічильники – ті, які вимірюють лише активну енергію, а також такі лічильники, які вимірюють активну та реактивну енергії.

Залежно від типу мережі живлення (однофазна або трифазна) лічильники електроенергії діляться на *однофазні та трифазні прилади обліку електроенергії*.

Однофазні лічильники електроенергії – це такі типи приладів обліку електроенергії, які використовуються для вимірювання енергії в однофазних мережах (зазвичай домашнього використання). У однофазних два входи та один вихід.

Трифазні лічильники електроенергії – це такі типи приладів обліку електроенергії, які використовуються для вимірювання енергії у трифазних мережах (зазвичай для промислового використання). У трифазних три входи та один вихід.

Однофазні лічильники електроенергії застосовуються для обліку електричної енергії у споживачів, живлення яких здійснюється однофазним струмом (в основному, побутових споживачів). Для обліку електричної енергії трифазного струму використовуються трифазні лічильники (переважно на підприємствах – промислові споживачі).



Рисунок 3.3 – Різновиди конструкцій лічильників електроенергії

Для реалізації комерційного обліку електроенергії вищезгадані прилади призначені для точного вимірювання та обліку електроспоживання з метою коректного фінансового розрахунку. Під час вибору приладів обліку електроенергії для будинку важливо врахувати їх здатність забезпечувати комерційний облік, надаючи прозорі та достовірні дані для тарифікації та оплати електроенергії.

Для забезпечення технічного обліку увага фокусується на вимірюванні технічних параметрів електроспоживання для забезпечення стабільної роботи електромережі. Такий вид обліку електроенергії забезпечує необхідні технічні дані, такі як напруга, струм і потужність, для ефективного обслуговування електротехнічних систем.

Також, прилади обліку електроенергії розрізняють за кількістю тарифів. Отже, за кількістю тарифів лічильники електроенергії поділяються на *однотарифні та багатотарифні* прилади обліку електроенергії.

Однотарифні прилади обліку електроенергії – це такі різновиди

лічильників, які підключаються безпосередньо до електричної мережі і дозволяють вести однотарифний облік спожитої активної енергії. А от багатотарифні прилади обліку електроенергії також підключаються безпосередньо до електричної мережі та вимірюють активну та реактивну енергію у двох напрямках – прямому та зворотньому.

При цьому оплата за спожиту електроенергію здійснюється за декількома тарифами, вартість електроенергії, за якими відрізняється майже вдвічі. Для промислових підприємств і побутових споживачів передбачений такий підхід тарифування, які користуються електроенергією в години мінімального навантаження в мережі (коли діють низькі тарифи).

При розрахунках вартості електроенергії за двозонними тарифами для домогосподарств:

- застосовується 0,5 тарифу в години нічного мінімального навантаження на енергосистему (з 23:00 до 7:00).
- Повний тариф застосовується в інші години доби.

При розрахунках вартості електроенергії за тризонними тарифами для домогосподарств:

- В години максимального навантаження на енергосистему (піковий період) з 8:00 до 11:00 та з 20:00 до 22:00 застосовується 1,5 тарифу.
- У напівпіковий період (з 7:00 до 8:00, з 11:00 до 20:00 та з 22:00 до 23:00) застосовується повний тариф.
- В години нічного мінімального навантаження на енергосистему (з 23:00 до 7:00) застосовується 0,4 тарифу.

На рисунку 3.4 представлені багатотарифні лічильники МТХ для обліку електричної енергії.



Рисунок 3.4 – Багатотарифні лічильники МТХ для обліку електричної енергії

Отже, для двозонного тарифу є можливість заощаджувати до 50 % від вартості спожитої електричної енергії у нічний час.

Таким чином, вибір між використанням різних тарифів залишається на розсуді побутового споживача.

Використання багатофункціональних багатозонних електролічильників мотивує споживачів переносити об'єми свого електроживлення із пікових годин в нічний час, сприяючи розвантаженню електромереж і надаючи можливість користуватися електроенергією за більш низькими тарифами [24].

АТ «Вінницяобленерго» згідно Інвестиційної програми проводить заміну лічильників старого зразка на багатофункціональні прилади обліку електроенергії нового покоління. В народі їх називають «розумними» лічильниками. Адже такі «розумні» лічильники більш функціональніші та надійніші, про що свідчить досвід їх використання. Також, завдяки їм відбувається вимірювання параметрів мережі, зокрема, напруги. «Розумний» лічильник завжди захистить від критичних коливань напруги та у будь-який момент та зможе передати інформацію до Обленерго про аварійні ситуації в мережі. Маючи вдома такого «помічника», дуже зручно передавати покази. Точніше, він це зробить автоматично за споживача.



Ще однією значною перевагою цього типу лічильника є можливість тривалого зберігання в його пам'яті інформації, яка може бути використана для подальшого аналізу або обробки. Завдяки телекомунікаційним мережам їх можна інтегрувати в єдину систему для обміну даними з Smart Grid, повідомлення про аварійні ситуації або автоматичний обмін даними про споживану електроенергію. Масове впровадження розумних лічильників сприяє зменшенню втрат електроенергії в електромережах. Забезпечується висока якість обслуговування споживачів завдяки швидкому та систематичному зчитуванню даних. Крім того, окрім точності та віддаленої передачі показників, такий лічильник дозволяє безкоштовно перейти на "зонний тариф". Оскільки в Україні нічний тариф удвічі нижчий, ніж денний, будь-який українець може економити на електроенергії, використовуючи пральну або посудомийну машину вночі та заряджаючи електромобіль.

Як і будь-який інший пристрій, SMART-лічильники іноді виходять з ладу. Однак при цьому у них не відбувається додаткового "накручування" електроенергії, коли лічильник зупиняється або перестає надсилати дані про спожиту електроенергію – оператори смарт-системи невідкладно ремонтують його дистанційно або направляють сервісного спеціаліста для заміни або ремонту лічильника на місці. Порівняно зі старими індукційними (дисковими) лічильниками відсоток пошкоджених смарт-лічильників значно менший через відсутність рухомих частин та дрібних механізмів.

Заміна лічильників проводиться з метою забезпечення коректного обліку спожитої електричної енергії та задля забезпечення правильності розрахунків між споживачем та постачальником електроенергії. Протягом минулого 2021-22 років згідно Інвестпрограми Товариства встановлено близько 60 тисяч нових лічильників. Співмірні обсяги лічильників планується встановлювати протягом кожного наступного року до повної заміни всіх лічильників.

Система автоматизованого комерційного обліку електроенергії дає можливість вимірювати та збирати дані, накопичувати та обробляти вхідну

інформацію, а також показувати інформацію про обсяги та параметри споживання електричної енергії за окремий період часу в певному місці.

Для побутових клієнтів підприємства районних електромереж впровадження системи АСКОЕ передбачає заміну звичайного лічильника електроенергії на багатофункціональний (зонний) прилад обліку.

### **3.3 Аналіз умов експлуатації та обслуговування лічильників електроенергії**

Оператор системи розподілу відповідає за періодичну перевірку, обслуговування, а також ремонт і заміну засобів комерційного обліку (ЗКО). Результати вимірювань цих приладів використовуються для розрахунків за спожиту електричну енергію для побутових потреб (ОСР) [23, 25-27].

Під час обслуговування лічильників обліку електричної енергії частота заміни залежить від конструктивних особливостей лічильника, типу та часу виготовлення лічильника:

- Однофазні індукційні (дискові) лічильники повинні пройти перевірку один раз за вісім років, трифазні - один раз за чотири роки.

- Прості однофазні та трифазні електронні (статичні) лічильники, виготовлені до грудня 2020 року, підлягають повірці один раз за шістнадцять років.

- Електронні (статичні) лічильники, виготовлені після грудня 2020 року, повинні пройти перевірку наступним чином: однофазні - один раз на 16 або 6 років, трифазні - один раз на 10 або 6 років.

- Усі електронні (статичні) лічильники, які перебувають в експлуатації та пройшли перевірку після грудня 2020 року, повинні періодично проходити перевірку кожні 6 років.

- Правильну перевірку та облік електричної енергії підтверджує наявність пломб із знаками організації, яка має повноваження проводити перевірку, та/або пломб із знаками виробника. Пломби розміщені так, щоб унеможливити

порушення герметичності корпусу без їхнього пошкодження.

Планова заміна приладів обліку електроенергії побутових споживачів здійснюється підприємствами «Обленерго» безкоштовно у терміни, які встановлені нормативно – технічними документами.

Такі роботи мають проводитися у присутності уповноважених представників заінтересованих сторін, чий пломби можуть бути пошкоджені.

Якщо прилад обліку періодично перевіряли, він може бути опломбований 1-2 пломбами перевірки. У придбаних електролічильників нового типу також може бути пломба ВТК виробника. У разі встановлення електролічильника у квартирі, має бути опломбований ввідний автоматичний вимикач.

На зовнішній частині однофазного лічильника має бути 2-3 пломби:

- металева пломба заводу-виробника;
- зелена пломба вхідного контролю;
- пломба, встановлена під час опломбування лічильника.

У разі виявлення порушень контролерами підприємства електромережі, складається акт про порушення правил користування електричною енергією. Споживач (абонент) повинен оплатити вартість необлікованої електричної енергії, обсяг якої визначається на підставі акта, а також компенсувати витрати, пов'язані з позаплановою заміною або ремонтом лічильника.

Після опломбування приладу обліку електроенергії оформляється акт про збереження пломб, підписаний клієнтом і представником регіональних електромереж. У даному акті мають бути вказані [27]:

- ідентифікаційний номер та місце розташування кожної пломби;
- організація або особа, що встановила пломби;
- сторона, що несе відповідальність за збереження та непорушеність лічильника;
- інформація про відбитки пломб під час повірки.

Розглянемо одне з типових проектних рішень по технічному переоснащенню вузла обліку в РП 6-10 кВ, реалізованого в межах

інвестиційних програм ОСР з врахуванням Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу в період з 01.01.2021 р. по 31.12.2025 р. Проектним рішенням передбачається установка на стіні або на дверях комірки КСО КРУ розподільчого пристрою ПС шафи обліку з електронним лічильником, підключеним через клемну колодку [26]. На рисунку 3.4. показано електричну однолінійну схему вузла обліку.

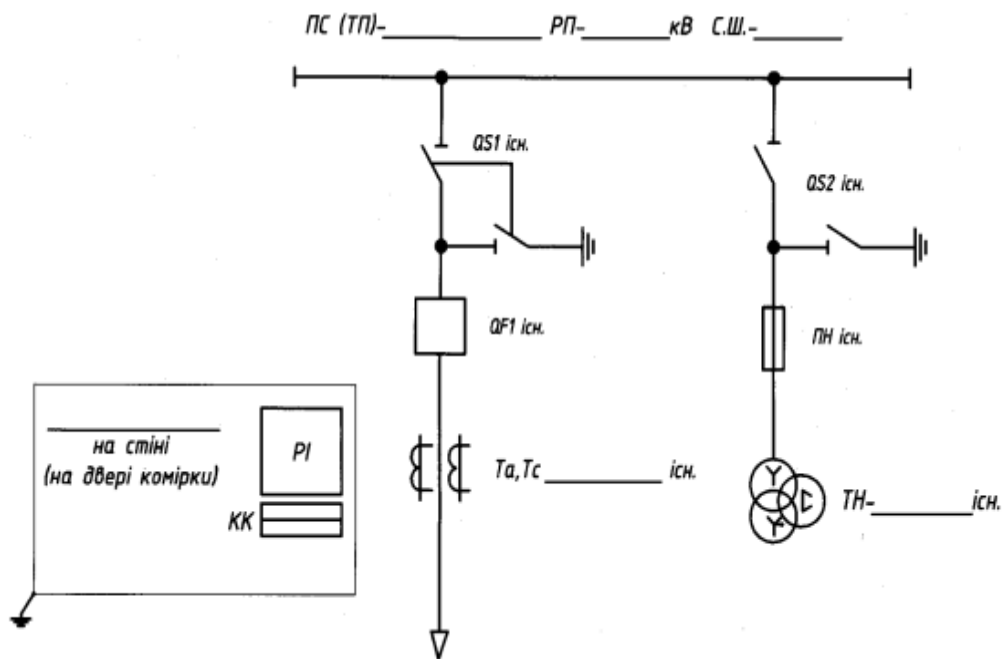


Рисунок 3.4 – Електрична однолінійна схема вузла обліку

На рисунку 3.4 показано: шафу обліку; КК - клемну колодку; через яку підключений прилад обліку електроенергії; РІ – лічильник електроенергії; ТА – трансформатор струму; ТН – трансформатор напруги; QS1, QS2 – роз’єднувач (вимикач навантаження); QF – вакуумний вимикач.

На рисунках 3.5 та 3.6 показано монтаж шафи обліку на стіні та встановлення шафи обліку на комірці КСО, КРУ відповідно.

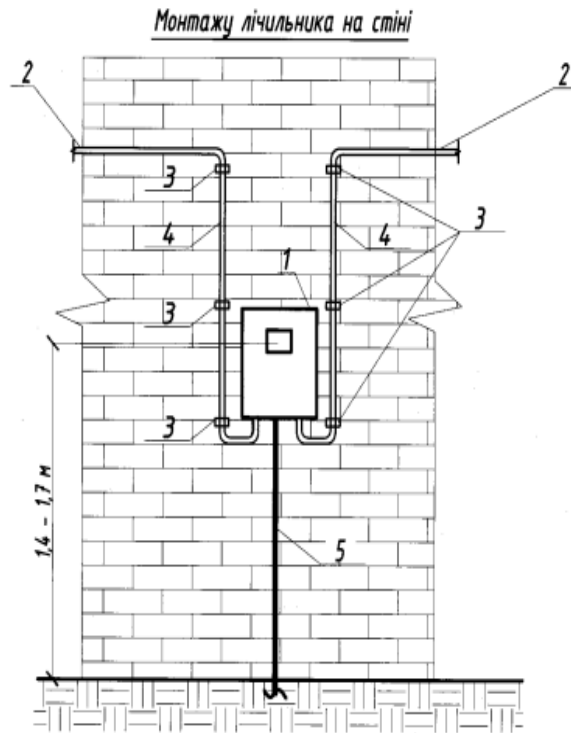


Рисунок 3.5 - Монтаж шафи обліку на стіні

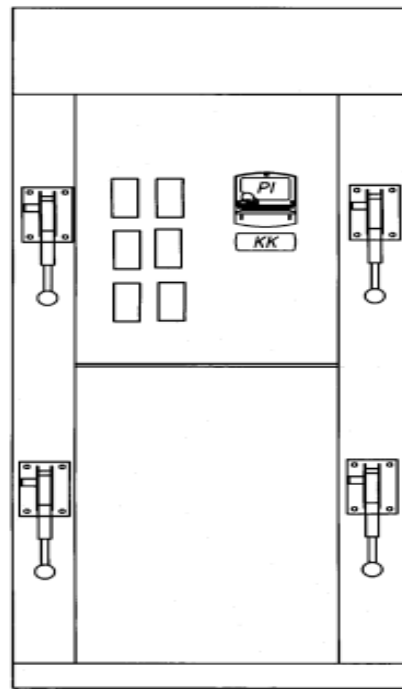


Рисунок 3.6 - Встановлення шафи обліку на комірці КСО, КРУ

### 3.4 Основні характеристики лічильників електроенергії Українського виробництва

Важливими є технічні характеристики лічильника:

- клас точності – за допомогою цього показника визначається допустима похибка електролічильника. Чим менше ця цифра, тим точніше буде вестися облік. Розрізняють 4 види класу точності: 0,2s та 0,5s (для трифазних лічильників); 1.0 та 2.0 – для однофазних лічильників.
- величина номінального струму - струм при якому робота електролічильника буде стабільною. Залежно кількості фаз діапазон даної величини становить від 5 до 100А.
- величина максимального струму – це величина струму, у разі якого ймовірність збою працездатності лічильника буде мінімальною. Розраховується цей струм залежно від потужності всіх електроприладів, котрим він веде облік.

Розглянемо та проаналізуємо основні характеристики деяких лічильників електроенергії Українського виробництва.

Одним з таких, наприклад, є лічильник електроенергії GAMA 100 G1M.153.220.F3.P2.C300.V1, який точно та надійно вимірює електричну енергію в однофазних мережах 230 В змінного струму. Він оснащений РК-дисплеєм, що полегшує зчитування показань. Має як однотарифні, і багатотарифні версії. Є пристроєм, що широко використовується в автоматизації, зв'язку і комп'ютерному управлінні. Лічильник може бути включений до АСКУЕ за допомогою зовнішніх комунікаційних модулів через інтерфейс RS485 [25].

Клас точності: активна енергія 1.0 (ДСТУ EN 62053-21), номінальна напруга  $U_n = 220$  В, допустимі коливання напруги, від  $U_n -20...+15\%$ , номінальний (максимальний) струм  $I_n(I_{max})$ , 5(60) А, поріг чутливості  $0,4\% I_n$ , номінальна частота - 50 Гц. Внутрішній годинник (IEC 62054-21:2004): похибка, з/добу не більше 0,5, джерело резервного живлення годинника

літієва батарея, безперервна робота від батареї, не менше 10 років.



Рисунок 3.7 - Лічильник електроенергії GAMA 100  
G1M.153.220.F3.P2.C300.V1

Лічильник GAMA 100 G1M.153 розроблено з використанням передових технологій для забезпечення високої точності вимірювань. Його функціонал включає в себе можливість віддаленого моніторингу RS 485 (Система АСКОЕ), що робить його ідеальним для домовласників, які прагнуть контролювати своє енергоспоживання і заощадити на рахунках за електроенергію.

Ще один тип лічильників електроенергії Українського виробництва серії NIK 2102-02 M2, розроблений спеціально для того, щоб вимірювати кількість електричної активної енергії в однофазних ланцюгах змінного струму. Він може бути легко встановлений на щиток або DIN-рейку і працює при напрузі 220 В та силі струму в діапазоні від 5 до 60 А. Лічильник містить два вимірювальні елементи та оснащений імпульсним виходом.



Рисунок 3.8 - Лічильник електроенергії NIK 2102-02 M2

За ступенем стійкості до кліматичних впливів, лічильник відноситься до групи 4 за ГОСТ 22261, при цьому має розширений діапазон температури і вологості. За стійкістю до механічних впливів лічильник відноситься до групи 2 за ГОСТ 22261. Лічильник нік 2102-02 M2 відповідає вимогам ГОСТ 30207, ДСТУ ІЕС 61036, СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005 та ТУ У 33.2-33401202-004:2005. Він також має підвищений рівень захисту від впливу як змінних, так і постійних магнітних полів [23, 25].

Технічні характеристики електролічильника NIK 2102-02 M2:

- Передавальне число - 6400 імп/(кВт·год);
- Номінальна частота – 50 Гц;
- Чутливість – 12,5 мА;
- Міжповірочний інтервал – 16 років;
- Термін служби – 30 років;
- Маса – не більше 1 кг;



- Робочий діапазон температур  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Електромеханічні лічильники електроенергії серії NIK з механічним таблом та з електронним таблом українського виробника ООО «НИК-Електроніка», (м. Київ) показані на рисунках 3.9 та 3.10 відповідно.

На рисунку 3.11 показано лічильник електроенергії багатофункціональний серії NIK 2104 AP2T 1800.C.11 (A 5-60, кл1). Даного типу лічильники використовуються в межах інвестиційної програми ОСР з врахуванням Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу в період з 01.01.2021 р. по 31.12.2025 р.



Рисунок 3.9 – Електромеханічний лічильник електроенергії серії NIK з механічним таблом (ООО «НИК-Електроніка», м. Київ)



Рисунок 3.10 – Електромеханічний лічильник електроенергії серії NIK з електронним таблом NIK 2100 AP2.0000.0.11 (А 5 – 80, кл1)  
(ООО «НИК-Електроніка», м. Київ)



Рисунок 3.11 – Багатофункціональний лічильник електроенергії серії NIK 2104 AP2T 1800.C.11 (А 5-60, кл1)

Лічильники електроенергії типу МТХ виробника ООО «Телекомунікаційні технології» (м. Одеса), або скорочено – Teletec (рис. 3.12 – 3.13), розрізняють двох типів, а саме: МТХ з літерою Y та L в кінці. Це моделі з різною системою передачі даних: позначення з літерою Y означає,

що даний лічильник передає інформацію через фазний провід до маршрутизатора, а позначення з літерою L означає, що даний лічильник передає просто через сигнал напряму до маршрутизатора [27].

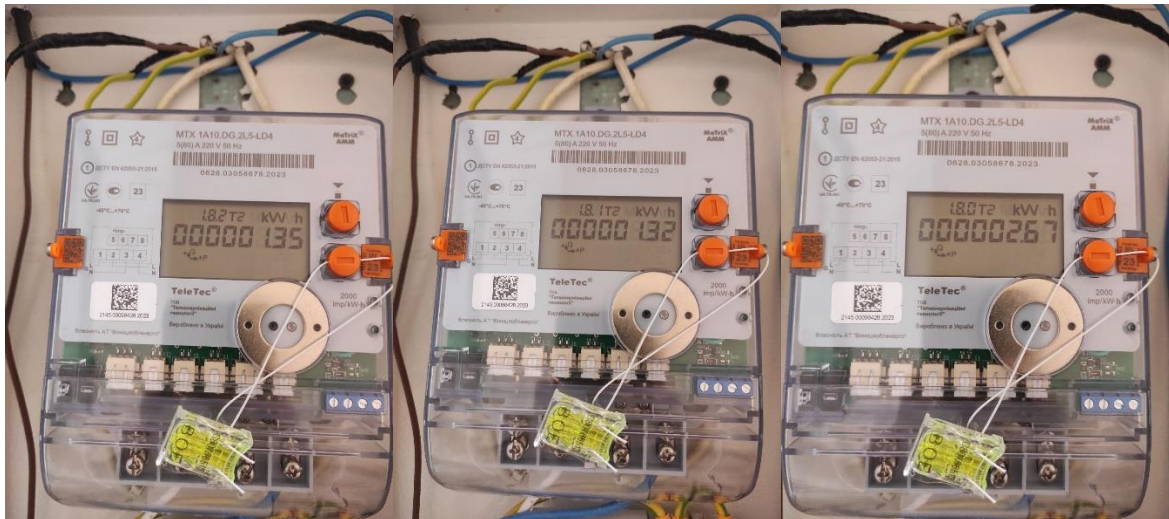


Рисунок 3.12 – Багатотарифні лічильники електроенергії типу MTX 1a10.dg.2l5-ld4 (А 5-80, кл1)

Лічильники TeleTec MTX 3R30.DG.4L3-LD4 призначені для індивідуальної роботи в електророзподільних мережах 0.4-35 kV із кінцевими трифазними споживачами. Вони дозволяють автоматично вести багатотарифний облік споживаної активної (A+) та реактивної (R-, R+) електроенергії, а також надають можливість віддаленого доступу до даних через вбудований PLC-модем або додатковий канал зв'язку/

АСКОЕ підтримує різні тарифні схеми, які використовуються для відстеження та оплати за електроенергію. Така підтримка доступна і в АСКОЕ, і поза нею. Електролічильник MTX 3R30.DG.4L3-LD4 А під "зелений тариф" здатний відстежувати та відображати основні показники електроенергії, а також передбачає підтримку різних тарифних схем, як в АСКОЕ, так і за її межами.



Рисунок 3.13 – Однофазні лічильники електроенергії типу  
MTX 1a10.dg.215-Yd4 (А 5-80, кл1)

Даного типу лічильники відповідають та задовольняють вимогам, зазначеним у ТУ У 33.2 - 31506682 - 001: 2006 «Лічильники електронної активно-реактивної енергії багатofункціональні».



Рисунок 3.14 – Лічильники електроенергії типу ЛОЕ-5010Ш  
(А 5-50, кл2) виробника АТ «Вінницяобленерго»,  
СО «Вінницяенергоналадка»



## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України кожний громадян України має право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці це стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вакуумних комутаційних апаратів [31].

Серйозні аварії на підстанціях, явище досить рідкісне, але якщо вони все ж таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно значними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих промислових підприємств.

Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, тому вона повинна експлуатуватися за певними правилами та інструкціями, а також електротехнічним персоналом високого рівня. Розглянемо, причини аварій і пожеж на підстанціях, які найбільш часто поширені.

Помилкові дії електротехнічного персоналу досить часте явище. Виникають вони через низьку кваліфікацію, неуважності, порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження, комутаційними апаратами не призначеними для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах оперативного струму і ланцюгах РЗіА.

Неякісний електромонтаж або ремонт. До цих причин можна віднести такі недоліки як погане регулювання приводів комутаційних апаратів, погано протягнуті контакти, неправильно налаштована система РЗіА, заводські дефекти електрообладнання. Не затягнуті контакти під навантаженням починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкатування комірок можуть відбуватися короткі замикання. При викочуванні комірок на ПС через неякісний і несвоєчасний ремонт нерідко відривалися захисні шторки і падали на струмопровідні частини, що теж призводило до короткого замикання.

Електробезпека. Безпека експлуатації електрообладнання досягається системою організаційних і технічних засобів і заходів, що забезпечують безпеку при нормальному режимі роботи електроустановок, а також в аварійному стані.

Пожежна безпека. Необхідно вказати всі вибухо та пожежонебезпечні речовини і матеріали, що знаходяться на даному робочому місці і в приміщенні загалом, навести їх вибухо та пожежонебезпечні характеристики. Проводиться короткий аналіз можливих місць і причин загорань і вибухів у приміщенні.

Одним з важливих видів захисту обслуговуючого персоналу при роботі в електроустановках, які знаходяться на ПС є захисне заземлення. Захисне заземлення є простим, ефективним і поширеним способом захисту людини від ураження електричним струмом при дотику до металевих поверхонь, які виявились під напругою. Це забезпечується зниженням напруги між обладнанням, що виявилось під напругою, і землею до безпечної величини. Використовується в трифазній трипровідній мережі з напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю і вище 1000В - з довільним режимом нейтралі.

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизм працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням заземлювальних пристроїв постає питання в вирішенні

цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювальних пристроїв за міждержавним ДСТУ.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції. Розрахувати параметри захисного заземлення.
3. Описати основні заходи протипожежного захисту підстанцій.

#### **4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції**

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 4.1 при оперативному та технічному обслуговуванні заземлювальних пристроїв повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0.003-74.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори [31]:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори;
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

### **4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції**

#### **4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики**

Відповідно до завдання роботи розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів.

Для розробки рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та ремонті заземлювального пристрою заданих технологічних параметрів за темою роботи були проаналізовані Державні стандарти України табл. 4.1. та Галузеві керівні документи:

ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання.

ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.



Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

№ п\п	Норм. док.	Назва	Примітки
1	ДСТУ2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
2	ДСТУ687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2- 0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Конструктивними складовими заземлювального пристрою є: заземлювачі (металеві провідники, що знаходяться в землі) і заземлювальні провідники (з'єднують із заземлювачем обладнання, що заземлюється). В Україні вимоги до захисного заземлення і його забезпечення регламентуються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

Метою розрахунку захисного заземлення є визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень [31]. Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі). Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40....60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і

довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм<sup>2</sup>. Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання. Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R<sub>д</sub> заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку. Загальні вимоги щодо значень R<sub>д</sub> захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ [29].

В процесі технічного огляду заземлювального пристрою для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- при неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного поясу і страхувально-го каната;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднані;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

#### **4.3.2 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів**

Будь-яке обладнання яке перебуває в Комплектної трансформаторної підстанції (далі КТПБ-інверторна) повинне бути заземлене для того щоб

обслуговуючий персонал при виконанні будь яких робіт по обслуговуванню та ремонту не потрапив під високу напругу.

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014 [29], заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізолюваною нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ: 2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

Виконаємо розрахунок згідно методичних вказівок [31].

- Виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю.
- Напруга мережі – 10 кВ.
- Тип заземлювального пристрою вертикальні сталеві труби з розмірами:
- $l_B = 3$  м.;  $d_B = 0.035$  м.;
- товщиною стінки  $\delta = 3,5$  мм.
- відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 3$  м., тобто  $a/l_B = 1$ .
- Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0.8$  м.,  $V_C = 35$  мм,
- Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо  $R_d$  – допустиме значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої; згідно з ПУЕ для напруги вище 6-35 кВ,  $R_d < 10$  Ом. Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему для III кліматичної зони:

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c,$$

де  $\rho_{\text{табл.}} = 2000$  Ом - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом·м)

$K_c = 1,5$  - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 200 \cdot 1,5 = 300 (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Визначається  $H$ - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 1,2 \text{ м.}$$

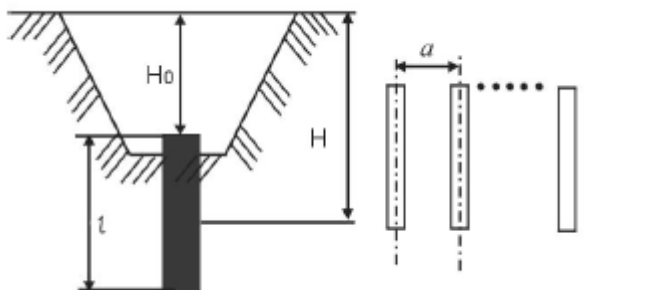


Рисунок 4.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,2 + 3}{4 \cdot 1,2 - 3} \right) = 93,421 \text{ Ом.}$$

Визначаємо орієнтовану кількість вертикальних заземлювачів при

$\eta_B = 1$  де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів:

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{93,421}{10 \cdot 1} = 9,342 \text{ шт.}; \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 9 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $n_B$ , заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 1, n = 9$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,55$ .  
Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{ор}} / n_{\text{вик}}$$

$$n_B = 9 / 0,55 = 16,364$$

Приймаємо  $n_B = 17$  шт. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 17$  без врахування з'єднувальної смуги:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{93,421}{17 \cdot 0,55} = 9,99 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(17-1) = 50,4 \text{ м.}$$

Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_0 \cdot B_c}$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{300}{50,4} \lg \frac{2 \cdot (50,4)^2}{0,8 \cdot 0,035} = 11,457 \text{ Ом}$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $l = 1, n = 9$ . Приймаємо  $\eta_{\Gamma} = 0,58$ . Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}};$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{11,457}{0,58} = 19,419 \text{ Ом}$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{9,99 \cdot 19,419}{9,99 + 19,419} = 6,596 \text{ Ом}$$

Напруга на відстані 1, 2, 3 кроки від заземлюючого електроду:

$$U_k = \frac{I \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x^2};$$

$$U_{k1} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} = 238,859 \text{ (В/м)};$$

$$U_{k2} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3,14 \cdot 16} = 59,71 \text{ (В/м)};$$

$$U_{к1} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3.14 \cdot 64} = 14,93(\text{В/м}).$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

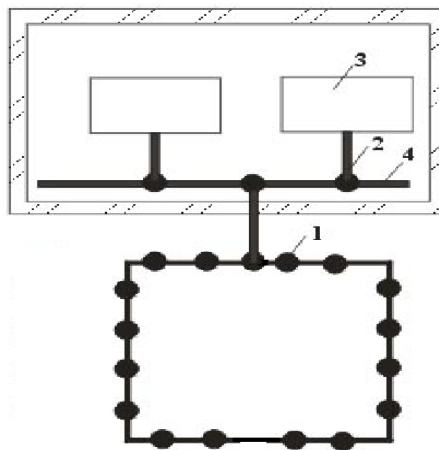


Рисунок 4.2 – Схема захисного заземлення:

1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;  
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

#### 4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанціях

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [31, 32]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-III.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проєктованому приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна: до 1 - 100 м<sup>2</sup>.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/ 0

Таблиця 4.3 – Кількість людей ля розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м <sup>3</sup>	Категорія приміщення	Ступіньд вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.



## 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому [6, 34].

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

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

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

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,68$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис. грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (3862 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо  $\Delta W_t$ .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових [6, 34]:

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

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

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

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів [14].

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

*На першому році:*

- будівництво лінії електропередачі: Ілінці (вузол 9) – 501;
- будівництво лінії електропередач: (вузол 110) – 502
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 502;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Ілінці (вузол 9);
- розвиток відгалужувального приєднання (вузол 110)

*На другому році:*

- будівництво ліній електропередач: 300-504 та 502-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 503, 504;\
- розвиток підстанції пункту ЛДРЕС (вузол 300)

*На третьому році:*

- будівництво ліній електропередач: 2-503.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.6.

Таблиця 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	<i>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</i>								
1	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	<i>Вузли ВРУ 110 кВ:</i>								
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
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936		2,482	6256,048	410,0
2.3	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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<i>Всього ВРУ 110 кВ</i>		<i>665,8</i>	<i>13145,182</i>	<i>594,118</i>	<i>375,032</i>	<i>8,924</i>	<i>14789,163</i>	<i>1255,0</i>
<b>3</b>	<i>Вузли обладнання 10 кВ:</i>								
3.1	<i>ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:</i>								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<i>Всього ЗРУ 10 кВ</i>		<i>888,168</i>	<i>6943,872</i>	<i>202,008</i>	<i>214,406</i>	<i>23</i>	<i>8271,483</i>	<i>153,9</i>

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<i>Всього</i>			<i>135,424</i>	<i>2096,270</i>	<i>103,098</i>	<i>61,348</i>	<i>4,026</i>	<i>2400,166</i>	<i>84,0</i>
5	<i>ЗПК:</i>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<i>Всього ЗПК</i>			<i>1365,716</i>	<i>6287,658</i>	<i>321,541</i>	<i>221,555</i>	<i>10,184</i>	<i>8206,655</i>	<i>264,0</i>
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>45 275,62</i>						

Таблиця 5.2 – Вартість реконструкції підстанції Іллінці (вузол 9):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	<i>Вузли ВРУ 110 кВ:</i>								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,96	8235,9	344,88	239,7	3,65	9384,084	615,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,07	87,33	3,132	3446,91	216,0
<i>Всього ВРУ 110 кВ</i>			<i>674,188</i>	<i>11305,153</i>	<i>520,95</i>	<i>415,77</i>	<i>6,782</i>	<i>12830,984</i>	<i>831</i>
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>26581.78</i>						

Таблиця 5.3 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Іллінці КС-ЛДРЕС" (вузол 110)::

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	<i>Вузли ВРУ 110 кВ:</i>								
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	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
<i>Всього ВРУ 110 кВ</i>			<i>224,73</i>	<i>3767,313</i>	<i>173,661</i>	<i>109,01</i>	<i>2,285</i>	<i>4276,998</i>	
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>4276,998</i>						





Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<i>Всього ЗРУ 10 кВ</i>			<i>579,24</i>	<i>4184,056</i>	<i>127,496</i>	<i>131,16</i>	<i>15</i>	<i>5036,616</i>	<i>97,2</i>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<i>Всього</i>			<i>135,424</i>	<i>2096,27</i>	<i>103,098</i>	<i>61,348</i>	<i>4,026</i>	<i>2400,166</i>	<i>84,0</i>
5	<i>ЗПК:</i>								
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)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

	панелі)								
--	---------	--	--	--	--	--	--	--	--

Продовження табл. 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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)								
<i>Всього ЗПК</i>			<i>1365,716</i>	<i>6287,658</i>	<i>321,541</i>	<i>221,555</i>	<i>10,184</i>	<i>8206,655</i>	<i>264,0</i>
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>45 275,62</i>						



## Продовження таблиці 5.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<i>Всього ЗРУ 10 кВ</i>			<i>579,24</i>	<i>4184,056</i>	<i>127,496</i>	<i>131,16</i>	<i>15</i>	<i>5036,616</i>	<i>97,2</i>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<i>Всього</i>			<i>135,424</i>	<i>2096,27</i>	<i>103,098</i>	<i>61,348</i>	<i>4,026</i>	<i>2400,166</i>	<i>84,0</i>
5	<i>ЗПК:</i>								
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

Продовження табл. 5.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504):

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)								
<i>Всього ЗПК</i>			<i>1365,716</i>	<i>6287,658</i>	<i>321,541</i>	<i>221,555</i>	<i>10,184</i>	<i>8206,655</i>	<i>264,0</i>
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>45 275,62</i>						

Таблиця 5.6 – Вартість реконструкції підстанції ЛДРЕС (вузол 300):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	<i>Вузли ВРУ 110 кВ:</i>								
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	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
<i>Всього ВРУ 110 кВ</i>			<i>224,73</i>	<i>3767,313</i>	<i>173,661</i>	<i>109,01</i>	<i>2,285</i>	<i>4276,998</i>	
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>4276,998</i>						

Таблиця 5.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	<i>Установлення силових трансформаторів</i>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	<i>Вузли ВРУ 110 кВ:</i>								
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	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

	трансформаторами струму								
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 110	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<i>Всього ВРУ 110 кВ</i>		<i>665,909</i>	<i>13145,182</i>	<i>594,118</i>	<i>375,032</i>	<i>8,924</i>	<i>14789,163</i>	<i>1064,0</i>
4	<i>Вузли обладнання 10 кВ:</i>								
4.1	<i>ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:</i>								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	20 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<i>Всього ЗРУ 10 кВ</i>		<i>646,47</i>	<i>4874,011</i>	<i>146,03</i>	<i>151,62</i>	<i>17</i>	<i>5845,329</i>	<i>112,5</i>
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
	<i>Всього</i>		<i>135,424</i>	<i>2096,270</i>	<i>103,098</i>	<i>61,348</i>	<i>4,026</i>	<i>2400,166</i>	<i>84,0</i>
5	<i>ЗПК:</i>								
5.1	<i>ЗПК ПС 110/10 кВ</i>								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0



	трансформатора (чотири панелі)									
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (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	
<i>Всього ЗПК</i>			<i>1365,716</i>	<i>6287,658</i>	<i>321,541</i>	<i>221,555</i>	<i>10,184</i>	<i>8206,655</i>	<i>264,0</i>	
<i>Загальна кошторисна вартість</i>			<i>58 177,167</i>							

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 101329,108 тис. грн

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,7 + 17,5) = 26\,781,275 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (14,7 + 10,5) = 26\,781,275 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,7 = 23\,061,5633 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 121\,410,398 + 26\,781,275 = 148\,191,673 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 107\,729,785 + 26\,781,275 = 134\,511,06 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 23\,061,65 = 23\,061,65 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (5.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (5.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\text{Л1}} = (26\,781,275 \cdot 0,3)/100 = 80,34 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (26\,781,275 \cdot 0,3)/100 = 80,34 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (23\,061,65 \cdot 0,3)/100 = 69,18 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (121\,410,39 \cdot 3)/100 = 3642,3 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (107\,729,78 \cdot 3)/100 = 3231,89 \text{ (тис. грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток В), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.8:

Таблиця 5.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис. кВт·год
1	ЛЕП:9-501,110-502 П/ст:501,502,9	194	59	252
2	ЛЕП:300-504,502-503 П/ст:504,503	260	127	388
3	ЛЕП:2-503	-147	1	-148

Річні видатки було розраховано за формулою (5.7).

$$B_1 = 80,34 + 3642,312 + 252 \cdot 2,65 = 4\,390,46, \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 80,34 + 3131,89 + 388 \cdot 2,65 = 4\,340,44 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_3 = 69,18 + 0 + (-148) \cdot 2,65 = -323,02 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$W_{1(502+501)} = (3,44 + 2,858) \cdot 5400 = 34009,2 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(503+504)} = 15 \cdot 1200 + 7,08 \cdot 5400 = 56232 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 34009,2 - 4390,46 = 6424,47 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 56232 - 4340,44 = 13541,34 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-323,02) = 323,02 \text{ тис. грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{6424,47/(1+0,2)+13541,34/(1+0,2)^2+323,02/(1+0,2)^3}{148191,6/(1+0,2)+134511,06/(1+0,2)^2+23061,6/(1+0,2)^3} = 0,064$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,064 = 15,4 \text{ років.}$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	13,5
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	15
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	МВт*год	722,412
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	МВт*год	18,000
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	305764,38
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	15,4
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,659
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	0,492
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	25,527

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (15,4 років) підтверджують доцільність будівництва даного проекту.

## ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ, а також було проаналізовано питання обслуговування та умови експлуатації лічильників електроенергії.

В *першому розділі* МКР було сформоване техніко-економічне обґрунтування розвитку існуючої мережі.

В *другому розділі* МКР, в електротехнічній частині, запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ.

До існуючої ЕМ було необхідно підключити нові вузли споживачів (вузли 501, 503 та 502) та СЕС (вузол 504). З врахуванням заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідну конфігурацію схеми, яка і забезпечила необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була визначена за допомогою симплекс методу (виконали 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів). Далі, було проведено порівняльний аналіз можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та вибрано найкращий варіант - найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Немирів (вузол 2) проведено реконструкцію, а саме: вихідна (існуюча) схема була замінена на «Розширений місток», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Щодо вузла 300, то там пропонується встановити вимикачі на нові приєднання. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,659 МВт при

сумарній активній потужності генерації 95,87 МВт.

В *третьому розділі* даної роботи були розглянуті та проаналізовані питання обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії. Також, було розглянуто конструктивні особливості лічильників електроенергії та їх призначення, класифікацію приладів обліку електроенергії та особливості їх застосування. Крім того, в роботі були дослідженні питання аналізу умов експлуатації та обслуговування приладів обліку електроенергії, а також проаналізовано основні характеристики лічильників електроенергії Українського виробництва.

В *розділі «Охорони праці та безпека в НС»* даної роботи було розглянуто шкідливі та небезпечні фактори, умови праці, забезпечення безпечних умов праці, питання електробезпеки та безпеки в НС обслуговуючого персоналу підстанції, тому що саме він здійснює обслуговування ЕМ, Крім того, було досліджено стійкість роботи електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ, а також були розроблені заходи по забезпеченню стійкості роботи електричної мережі у надзвичайних ситуаціях.

В *економічній частині* даної МКР були розраховані техніко - економічні показники розвитку ЕМ. Зокрема було визначено загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки, які становлять 305764,38 тис. грн. Отримані результати розрахунків показали, що спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності. Розрахунок рентабельності даного проектного рішення показав його достатню ефективність та очікуваний оптимальний термін окупності 15,4 років.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Постанова Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2022 р. № 1463 «Про внесення змін до пункту 2 додатка 1 до постанови Кабінету Міністрів України від 13 грудня 2017 р. № 1010», Інтернет ресурс [<https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-vnesennia-zmin-do-punktu-2-dodatka-1-do-postanovy-kabinetu-ministriv-ukrainy-vid-13-hrudnia-2017-r-1010-i271222-1463>];
2. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Електрична енергія, <http://www.nerc.gov.ua/>.
3. <https://sud.ua/uk/news/publication/258053-kabmin-uprostit-na-vremya-voennogo-polozheniya-stroitelstvo-linij-elektroperedach-i-elektropodstantsiy>;
4. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 31 August 2022 (first revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України»
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
8. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
9. Воротницький В. Е. Заходи щодо зниження втрат електроенергії в

електричних мережах енергопостачальних організацій / В. Е. Воротницький, М. А. Калінкіна, В. Н. Апараткін // Енергозбереження, 2018 № 3. - С. 53-56.

10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

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

12. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

13. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

14. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

15. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

16. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

17. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

18. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

19. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;

20. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;

21. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

22. Гридзь І.І., Остра Н.В. «Аналіз питань обслуговування та умов

експлуатації приладів обліку електроенергії», в Матеріали конференції «ЛПІ Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2023/24)», Вінниця, 2024 р.

23. <http://etc-etalon.com/perechen-schetnikov-elektricheskoy-energii-kotorye-zaneseny-v-gosudarstvennyj-reestr-sredstv-izmeritelnoj-texniki-ukrainy>;

24. <https://www.voe.com.ua/news/rozumnyy-lichylnyk-tse-vyhidno-i-ekonomno>;

25. <https://www.energy.mk.ua/ekspluataciya-pryladiv-obliku-elektroenergiyi-pobutovymy-spozhyvachamy/>;

26. <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua/metering-devices>;

27. <https://teletec.com.ua/>;

28. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

29. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видпнмицтво «Форт», 2017. - 760 с.

30. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця: УНІВЕРСУМВінниця, 2008. – 171 с. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

31. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

32. Кутін В.М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, В.М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.

33. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця.

34. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.

35. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

36. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

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

38. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В.О. Комар, В.В. Тептя, Ю.В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

**ДОДАТОК А****ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом питань  
обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

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

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Гридзь І.І.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Остра Н.В.  
(прізвище, ініціали)

**ДОДАТОК Б****Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ З АНАЛІЗОМ ПИТАНЬ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІЧИЛЬНИКІВ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**  
08-21.МКР.016.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

\_\_\_\_\_ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

\_\_\_\_\_ Гридзь І.І.

Вінниця 2023 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування електричної мережі - сформулювати оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ та проаналізувати питання обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

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

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних

методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці 1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку 1.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

### 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23	
4	Аналіз питань обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії	30.10.23	10.11.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23	
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23	
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23	
	Захист МКР	18.12.23	-	



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

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

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

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

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

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

**10. 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 (масш. 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

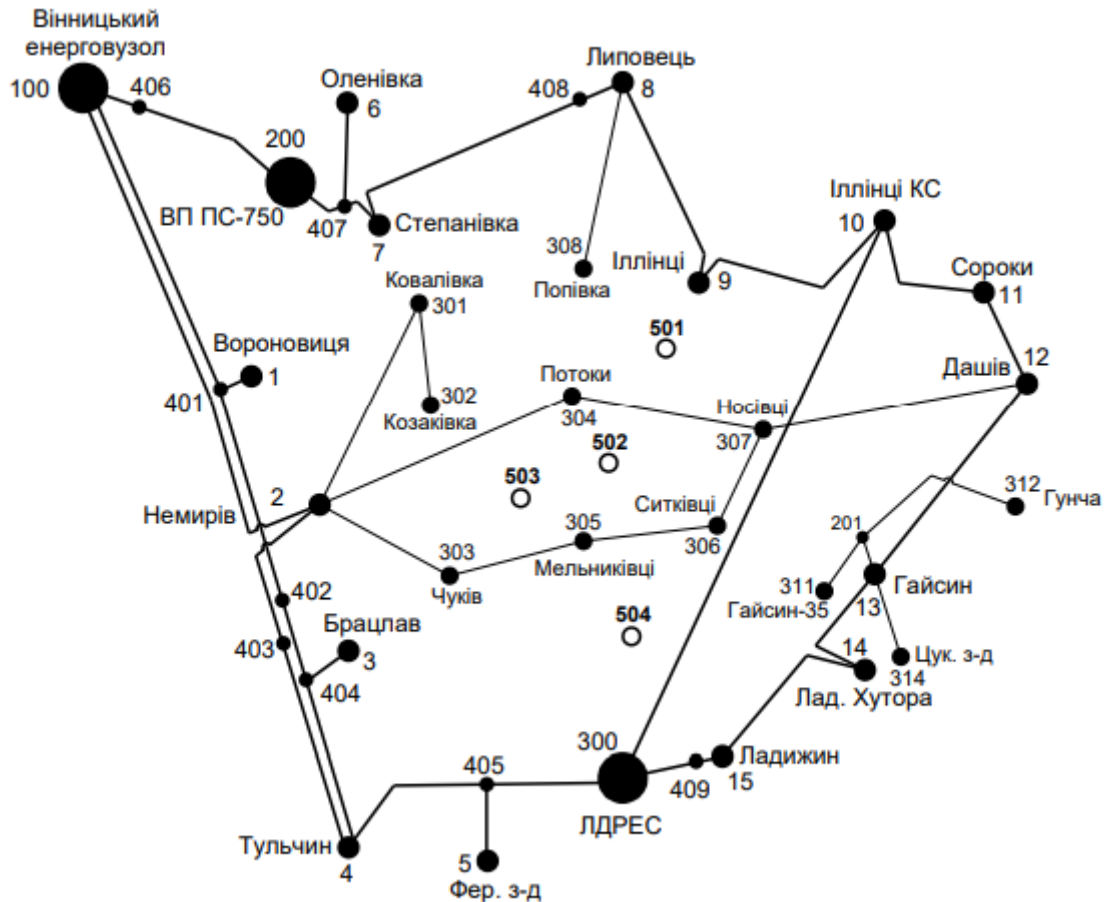


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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 400 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 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	3,1	2,5	6,2	15,0
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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	75	77	82	85	90	92	94	92	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	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця 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 В

## Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі

## В.1 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 81.915 МВт / 719.350 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 79.748 МВт / 698.592 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.299 МВт / 12.879 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.299 МВт / 12.879 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.633 МВт / 5.547 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.235 МВт / 2.331 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.868 МВт / 7.879 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.167 МВт / 20.758 млн.кВт\*г (2.9%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-29.239	-11.844	117.000	0.00
401	401	0.000	0.000	116.801	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	116.704	-0.13
402		0.000	0.000	116.627	-0.21
404		0.000	0.000	116.475	-0.25
3	Брацлав	0.000	0.000	116.410	-0.26
4	Тульчин	0.000	0.000	116.435	-0.26
2	Немирів	0.000	0.000	116.296	-0.29
403		0.000	0.000	116.318	-0.29
405		0.000	0.000	116.872	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	116.832	-0.05
300	Ладигенська ТЕС	-52.632	-28.729	117.000	0.00
406		0.000	0.000	116.932	-0.03
200	ВП ПС 750	0.000	0.000	116.021	-0.38
407		0.000	0.000	115.785	-0.47
6	Оленівка	0.000	0.000	115.722	-0.49
7	Степанівка	0.000	0.000	115.621	-0.53
408		0.000	0.000	114.671	-0.90
8	Липовець	0.000	0.000	114.550	-0.94
9	Іллінці	0.000	0.000	113.742	-1.17
10	Іллінці КС	0.000	0.000	112.997	-1.38
11	Сороки	0.000	0.000	113.023	-1.33
12	Дашів	0.000	0.000	113.025	-1.30
13	Гайсин	0.000	0.000	113.365	-1.06
14	Лад.Хутора	0.000	0.000	114.049	-0.78
15	Ладигин	0.000	0.000	114.496	-0.60
409		0.000	0.000	114.604	-0.56
301	Ковалівка	0.000	0.000	37.924	-1.85
302	Козаківка	0.000	0.000	37.757	-1.94
303	Чуків	0.000	0.000	37.216	-3.24
304	Потоки	0.000	0.000	36.783	-3.21

305	Мельниківці	0.000	0.000	36.725	-3.44
306	Ситківці	0.000	0.000	36.512	-3.45
307	Носівці	0.000	0.000	36.612	-3.34
308	Попівка	0.000	0.000	38.134	-1.23
309	Слободище	0.000	0.000	36.709	-2.71
310	Гранів	0.000	0.000	36.526	-2.83
201		0.000	0.000	37.054	-2.25
311	Гайсин 35	0.000	0.000	36.960	-2.30
312	Гунча	0.000	0.000	36.921	-2.19
313	Тишківка	0.000	0.000	36.755	-2.24
314	Цук. з-д	0.000	0.000	36.987	-2.36
1001010		2.630	1.490	10.843	-2.55
2001		0.000	0.000	115.172	-1.14
2001035		0.000	0.000	38.332	-1.64
2001010		0.000	0.000	11.016	-1.14
2002		0.000	0.000	113.904	-2.01
2002035		0.000	0.000	37.662	-3.05
2002010		0.000	0.000	10.895	-2.01
3001010		2.520	1.500	10.814	-2.59
4001		0.000	0.000	114.540	-1.90
4001035		0.000	0.000	38.346	-1.90
4001010		2.740	1.326	10.849	-2.87
4002		0.000	0.000	115.305	-1.30
4002035		0.000	0.000	38.602	-1.30
4002010		2.740	1.326	11.023	-1.29
5001010		10.290	5.560	10.389	-2.46
6001010		2.630	1.420	10.759	-2.95
7001010		2.860	1.460	10.737	-3.22
8001		0.000	0.000	114.358	-1.14
8001035		0.000	0.000	38.278	-1.13
8001010		0.000	0.000	10.942	-1.08
8002		0.000	0.000	114.401	-1.08
8002035		0.000	0.000	38.278	-1.13
8002010		0.000	0.000	10.942	-1.08
9001010		1.480	0.840	9.553	-2.58
9002010		1.480	0.840	9.553	-2.58
10001010		12.000	7.120	10.178	-2.56
10002010		12.000	7.120	10.178	-2.56
11001010		0.000	0.000	10.810	-1.33
12001035		0.000	0.000	37.367	-2.64
12001		0.000	0.000	111.717	-2.66
12001010		0.000	0.000	10.685	-2.66
12002		0.000	0.000	111.685	-2.48
12002035		0.000	0.000	37.361	-2.46
12002010		0.000	0.000	10.682	-2.48
13001		0.000	0.000	111.344	-2.24
13001035		0.000	0.000	37.255	-2.21
13001010		0.000	0.000	10.650	-2.24
14001010		2.970	1.440	10.583	-3.66
15001010		3.830	2.170	10.772	-2.10
15001		0.000	0.000	113.342	-1.52
15001035		0.000	0.000	37.945	-1.52
15002		0.000	0.000	113.342	-1.52
15002035		0.000	0.000	37.945	-1.52
15002010		3.830	2.170	10.772	-2.10
301001010		1.140	0.670	11.690	-3.20

302001010	1.030	0.580	11.667	-3.17
303001010	0.343	0.194	11.590	-3.89
303002010	0.343	0.194	11.590	-3.89
304001010	0.629	0.320	11.446	-4.00
304002010	0.629	0.320	11.446	-4.00
305001010	1.370	0.740	11.274	-5.19
306001010	0.743	0.423	11.326	-4.40
306002010	0.743	0.423	11.326	-4.40
307001010	0.800	0.474	11.393	-4.08
307002010	0.800	0.474	11.393	-4.08
308001010	0.690	0.330	11.798	-2.50
309001010	0.910	0.490	11.362	-3.87
310001010	0.910	0.450	11.212	-4.66
311001010	0.740	0.423	11.515	-2.97
311002010	0.730	0.423	11.553	-2.72
312001010	0.285	0.148	11.520	-2.74
312002010	0.285	1.148	11.073	-2.41
313001010	1.600	0.900	11.331	-3.73
314001010	0.514	0.280	11.467	-3.35
314002010	0.514	0.280	11.557	-2.83

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.586	1.656	5.580	1.642	0.006	0.014	0.029	0.199
401	402	2.928	0.939	2.926	0.933	0.003	0.006	0.015	0.174
402	404	2.926	1.654	2.923	1.649	0.002	0.005	0.017	0.153
404	4	0.382	0.644	0.382	0.644	0.000	0.000	0.004	0.041
4	403	1.109	0.629	1.108	0.628	0.001	0.001	0.006	0.117
403	2	1.108	1.234	1.108	1.234	0.000	0.000	0.008	0.023
2	100	-5.617	-2.644	-5.637	-2.689	0.020	0.045	-0.031	-0.706
2002035	303	2.724	1.877	2.698	1.845	0.026	0.031	0.051	0.452
303	305	2.004	1.448	1.983	1.422	0.021	0.026	0.038	0.498
305	306	0.600	0.655	0.597	0.651	0.003	0.004	0.014	0.212
306	307	-0.902	-0.235	-0.904	-0.238	0.002	0.002	-0.015	-0.104
307	304	-0.409	-0.225	-0.410	-0.227	0.001	0.002	-0.007	-0.175
304	2002035	-1.680	-0.844	-1.717	-0.869	0.038	0.025	-0.029	-0.883
2	2002	4.453	2.990	4.447	2.796	0.006	0.193	0.027	2.460
2002	2002035	4.447	2.796	4.442	2.682	0.006	0.114	0.027	1.496
307	12001035	-2.110	-0.935	-2.142	-0.981	0.031	0.046	-0.036	-0.777
12001	12001035	2.144	0.923	2.142	0.923	0.002	0.000	0.012	0.099
12	12001	2.146	0.985	2.144	0.923	0.002	0.062	0.012	1.400
12	11	1.390	-0.909	1.390	-0.910	0.000	0.001	0.008	0.003
11	10	1.379	-0.530	1.378	-0.531	0.001	0.001	0.008	0.029
10	9	-8.436	-4.120	-8.476	-4.178	0.040	0.058	-0.048	-0.754
9	8	-11.463	-5.412	-11.522	-5.498	0.059	0.085	-0.064	-0.816
8	408	-12.269	-5.764	-12.279	-5.777	0.009	0.014	-0.068	-0.123
408	7	-12.279	-5.310	-12.346	-5.433	0.067	0.122	-0.067	-0.958
7	407	-15.227	-6.651	-15.241	-6.678	0.014	0.026	-0.083	-0.165
407	200	-17.892	-7.955	-17.916	-7.999	0.024	0.044	-0.097	-0.237
200	406	-17.916	-7.635	-18.009	-7.805	0.093	0.170	-0.097	-0.914
406	100	-18.009	-7.484	-18.016	-7.499	0.006	0.014	-0.096	-0.068
8	8001	0.327	0.143	0.327	0.142	0.000	0.001	0.002	0.199



8001	8001035	0.480	0.187	0.480	0.187	0.000	0.000	0.003	0.022
8001035	8002035	-0.218	-0.129	-0.218	-0.129	0.000	0.000	-0.004	-0.000
8002	8002035	0.218	0.130	0.218	0.129	0.000	0.000	0.001	0.068
8	8002	0.372	0.176	0.372	0.175	0.000	0.001	0.002	0.153
8002	8002010	0.154	0.046	0.154	0.046	0.000	0.000	0.001	0.004
8002010	8001010	0.154	0.046	0.154	0.046	0.000	0.000	0.008	0.000
8001	8001010	-0.154	-0.045	-0.154	-0.046	0.000	0.000	-0.001	-0.042
9	9001010	1.482	0.890	1.479	0.839	0.003	0.051	0.009	1.974
9001010	9002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	9002010	1.482	0.890	1.479	0.839	0.003	0.051	0.009	1.974
10	300	-14.322	-10.060	-14.574	-10.770	0.251	0.708	-0.089	-4.035
12	13	-5.449	-0.711	-5.462	-0.735	0.013	0.024	-0.028	-0.349
13	14	-10.268	-4.125	-10.310	-4.200	0.041	0.075	-0.056	-0.694
14	15	-13.302	-5.348	-13.337	-5.411	0.035	0.063	-0.072	-0.451
15	409	-21.063	-10.187	-21.075	-10.211	0.013	0.023	-0.118	-0.108
409	300	-21.075	-9.744	-21.418	-10.157	0.342	0.411	-0.117	-2.402
4	405	-6.265	-1.913	-6.281	-1.944	0.016	0.030	-0.032	-0.439
405	300	-16.627	-7.780	-16.639	-7.802	0.012	0.022	-0.091	-0.128
2001035	301	2.211	1.339	2.192	1.316	0.019	0.022	0.039	0.412
301	302	1.042	0.624	1.039	0.620	0.004	0.004	0.018	0.169
304	304001010	0.630	0.332	0.629	0.320	0.002	0.012	0.011	0.394
8001035	308	0.698	0.347	0.696	0.345	0.002	0.002	0.012	0.145
308	308001010	0.693	0.350	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.619
407	6	2.651	1.529	2.650	1.527	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001010	2.639	1.575	2.628	1.419	0.010	0.155	0.015	3.377
304	304002010	0.630	0.332	0.629	0.320	0.002	0.012	0.011	0.394
2001	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10001010	12.006	7.461	11.992	7.116	0.014	0.344	0.072	1.603
10	10002010	12.006	7.461	11.992	7.116	0.014	0.344	0.072	1.603
11	11001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12	12002	1.872	1.014	1.870	0.964	0.002	0.050	0.011	1.416
12002	12002035	1.870	0.964	1.869	0.964	0.002	0.000	0.011	0.087
12002035	309	1.869	1.000	1.840	0.974	0.028	0.026	0.033	0.659
309	310	0.923	0.492	0.919	0.487	0.004	0.004	0.016	0.186
310	310001010	0.916	0.490	0.909	0.450	0.006	0.040	0.016	0.921
309	309001010	0.913	0.516	0.909	0.490	0.004	0.026	0.016	0.596
12002	12002010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	302001010	1.034	0.612	1.029	0.580	0.005	0.032	0.018	0.669
13	13001	4.776	4.043	4.771	3.874	0.004	0.169	0.032	2.087
13001	13001035	4.771	3.874	4.767	3.874	0.004	0.000	0.032	0.061
13001035	314	1.045	0.616	1.040	0.609	0.006	0.007	0.019	0.272
314	314001010	0.516	0.293	0.514	0.280	0.002	0.013	0.009	0.530
314	314002010	0.514	0.286	0.514	0.280	0.001	0.006	0.009	0.225
13001035	313	1.633	0.990	1.612	0.975	0.021	0.014	0.030	0.500
313	313001010	1.606	0.959	1.599	0.899	0.007	0.059	0.029	0.748
13001035	201	2.088	2.335	2.079	2.321	0.010	0.014	0.048	0.201
201	311	1.489	0.958	1.486	0.954	0.003	0.004	0.028	0.095
311	311001010	0.741	0.435	0.740	0.423	0.001	0.012	0.013	0.339
311	311002010	0.730	0.430	0.730	0.423	0.001	0.008	0.013	0.209
201	312	0.589	1.393	0.586	1.389	0.004	0.004	0.024	0.132
312	312001010	0.285	0.152	0.285	0.148	0.001	0.004	0.005	0.279
312	312002010	0.294	1.203	0.285	1.147	0.009	0.056	0.019	1.690
13001	13001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	7001010	2.870	1.639	2.858	1.459	0.012	0.180	0.016	3.540
301	301001010	1.145	0.710	1.139	0.670	0.006	0.040	0.020	0.764
401	1	2.652	1.582	2.650	1.580	0.002	0.002	0.015	0.097





## В.2 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.939 МВт / 842.722 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.648 МВт / 16.343 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.648 МВт / 16.343 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.726 МВт / 6.357 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.339 МВт / 3.362 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.065 МВт / 9.719 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.713 МВт / 26.063 млн.кВт\*г (3.1%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.512	-16.059	117.000	0.00
401	401	0.000	0.000	116.749	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	116.652	-0.15
402		0.000	0.000	116.492	-0.26
404		0.000	0.000	116.284	-0.33
3	Брацлав	0.000	0.000	116.219	-0.34
4	Тульчин	0.000	0.000	116.187	-0.35
2	Немирів	0.000	0.000	115.634	-0.55
403		0.000	0.000	115.702	-0.53
405		0.000	0.000	116.851	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	116.811	-0.06
300	Ладигенська ТЕС	-43.386	-31.238	117.000	0.00
406		0.000	0.000	116.924	-0.03
200	ВП ПС 750	0.000	0.000	115.903	-0.42
407		0.000	0.000	115.640	-0.52
6	Оленівка	0.000	0.000	115.577	-0.54
7	Степанівка	0.000	0.000	115.453	-0.59
408		0.000	0.000	114.345	-1.02
8	Липовець	0.000	0.000	114.204	-1.06
9	Іллінці	0.000	0.000	113.258	-1.34
10	Іллінці КС	0.000	0.000	112.653	-1.51
11	Сороки	0.000	0.000	112.729	-1.44
12	Дашів	0.000	0.000	112.753	-1.40
13	Гайсин	0.000	0.000	113.169	-1.13
14	Лад.Хутора	0.000	0.000	113.913	-0.82
15	Ладигин	0.000	0.000	114.391	-0.62
409		0.000	0.000	114.502	-0.58
301	Ковалівка	0.000	0.000	37.696	-2.13
302	Козаківка	0.000	0.000	37.528	-2.22
303	Чуків	0.000	0.000	37.021	-3.46
304	Потоки	0.000	0.000	36.601	-3.43

305	Мельниківці	0.000	0.000	36.539	-3.66
306	Ситківці	0.000	0.000	36.339	-3.67
307	Носівці	0.000	0.000	36.447	-3.55
308	Попівка	0.000	0.000	38.017	-1.36
309	Слободище	0.000	0.000	36.614	-2.82
310	Гранів	0.000	0.000	36.431	-2.94
201		0.000	0.000	36.987	-2.32
311	Гайсин 35	0.000	0.000	36.893	-2.37
312	Гунча	0.000	0.000	36.854	-2.26
313	Тишківка	0.000	0.000	36.687	-2.32
314	Цук. з-д	0.000	0.000	36.919	-2.44
1001010		2.630	1.490	10.838	-2.57
2001		0.000	0.000	114.502	-1.41
2001035		0.000	0.000	38.106	-1.92
2001010		0.000	0.000	10.952	-1.41
2002		0.000	0.000	113.280	-2.25
2002035		0.000	0.000	37.461	-3.27
2002010		0.000	0.000	10.835	-2.25
3001010		2.520	1.500	10.795	-2.67
4001		0.000	0.000	114.288	-2.00
4001035		0.000	0.000	38.262	-2.00
4001010		2.740	1.326	10.825	-2.98
4002		0.000	0.000	115.055	-1.40
4002035		0.000	0.000	38.519	-1.40
4002010		2.740	1.326	10.999	-1.39
5001010		10.290	5.560	10.387	-2.46
6001010		2.630	1.420	10.745	-3.01
7001010		2.860	1.460	10.720	-3.29
8001		0.000	0.000	114.011	-1.26
8001035		0.000	0.000	38.161	-1.26
8001010		0.000	0.000	10.909	-1.21
8002		0.000	0.000	114.055	-1.21
8002035		0.000	0.000	38.161	-1.26
8002010		0.000	0.000	10.909	-1.21
9001010		1.480	0.840	9.511	-2.77
9002010		1.480	0.840	9.511	-2.77
10001010		12.000	7.120	10.146	-2.69
10002010		12.000	7.120	10.146	-2.69
11001010		0.000	0.000	10.782	-1.44
12001035		0.000	0.000	37.244	-2.81
12001		0.000	0.000	111.355	-2.83
12001010		0.000	0.000	10.651	-2.83
12002		0.000	0.000	111.408	-2.59
12002035		0.000	0.000	37.268	-2.57
12002010		0.000	0.000	10.656	-2.59
13001		0.000	0.000	111.144	-2.31
13001035		0.000	0.000	37.188	-2.29
13001010		0.000	0.000	10.631	-2.31
14001010		2.970	1.440	10.569	-3.71
15001010		3.830	2.170	10.762	-2.13
15001		0.000	0.000	113.235	-1.55
15001035		0.000	0.000	37.909	-1.55
15002		0.000	0.000	113.235	-1.55
15002035		0.000	0.000	37.909	-1.55
15002010		3.830	2.170	10.762	-2.13
301001010		1.140	0.670	11.617	-3.50

302001010		1.030	0.580	11.593	-3.47
303001010		0.343	0.194	11.528	-4.12
303002010		0.343	0.194	11.528	-4.12
304001010		0.629	0.320	11.388	-4.23
304002010		0.629	0.320	11.388	-4.23
305001010		1.370	0.740	11.214	-5.43
306001010		0.743	0.423	11.271	-4.62
306002010		0.743	0.423	11.271	-4.62
307001010		0.800	0.474	11.341	-4.30
307002010		0.800	0.474	11.341	-4.30
308001010		0.690	0.330	11.761	-2.63
309001010		0.910	0.490	11.332	-3.98
310001010		0.910	0.450	11.182	-4.79
311001010		0.740	0.423	11.494	-3.05
311002010		0.730	0.423	11.532	-2.80
312001010		0.285	0.148	11.499	-2.82
312002010		0.285	1.148	11.051	-2.49
313001010		1.600	0.900	11.309	-3.81
314001010		0.514	0.280	11.445	-3.43
314002010		0.514	0.280	11.536	-2.90
5031		0.000	0.000	114.831	-0.77
5021		0.000	0.000	114.768	-0.80
5011		0.000	0.000	113.200	-1.36
5041		0.000	0.000	117.242	0.18
110		0.000	0.000	114.858	-0.79
501101010		1.770	0.950	10.620	-3.07
501102010		1.770	0.950	10.620	-3.07
502101010		1.429	0.730	11.070	-3.93
502102010		1.429	0.730	11.070	-3.93
503101010		3.540	2.000	10.536	-4.17
503102010		3.540	2.000	10.536	-4.17
504101010		-7.500	0.000	10.445	2.89
504102010		-7.500	0.000	10.445	2.89

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.754	2.223	6.744	2.202	0.009	0.021	0.035	0.251
401	402	4.093	1.497	4.087	1.485	0.006	0.012	0.022	0.258
402	404	4.087	2.204	4.082	2.195	0.005	0.009	0.023	0.209
404	4	1.542	1.188	1.541	1.186	0.001	0.002	0.010	0.097
4	403	5.099	2.354	5.085	2.328	0.014	0.026	0.028	0.489
403	2	5.085	2.928	5.083	2.924	0.002	0.004	0.029	0.069
2	100	-10.623	-5.175	-10.697	-5.340	0.074	0.164	-0.059	-1.372
2002035	303	2.670	1.843	2.645	1.813	0.025	0.030	0.050	0.446
303	305	1.951	1.415	1.931	1.391	0.021	0.025	0.038	0.489
305	306	0.548	0.623	0.545	0.619	0.003	0.003	0.013	0.199
306	307	-0.954	-0.267	-0.956	-0.270	0.002	0.003	-0.016	-0.112
307	304	-0.363	-0.203	-0.364	-0.205	0.001	0.002	-0.007	-0.158
304	2002035	-1.634	-0.822	-1.670	-0.846	0.036	0.024	-0.029	-0.864
2	2002	4.351	2.924	4.346	2.737	0.006	0.186	0.026	2.435
2002	2002035	4.346	2.737	4.340	2.627	0.006	0.110	0.026	1.481
307	12001035	-2.208	-0.990	-2.243	-1.041	0.035	0.051	-0.038	-0.822



12001	12001035	2.245	0.983	2.243	0.983	0.003	0.000	0.013	0.104
12	12001	2.248	1.052	2.245	0.983	0.003	0.069	0.013	1.500
12	11	2.189	-0.659	2.188	-0.660	0.001	0.001	0.012	0.026
11	10	2.177	-0.282	2.176	-0.285	0.002	0.003	0.011	0.080
10	110	-15.119	-11.338	-15.267	-11.755	0.147	0.415	-0.097	-2.233
110	300	-16.255	-10.760	-16.406	-11.186	0.151	0.425	-0.098	-2.153
110	5021	0.988	0.822	0.987	0.821	0.001	0.001	0.006	0.090
5021	5031	-1.899	-0.437	-1.900	-0.439	0.001	0.001	-0.010	-0.063
5031	2	-9.037	-4.603	-9.083	-4.669	0.046	0.066	-0.051	-0.807
5031	503101010	3.558	2.299	3.538	1.999	0.020	0.299	0.021	4.957
503101010	503102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	3.558	2.299	3.538	1.999	0.020	0.299	0.021	4.957
5021	502101010	1.437	0.836	1.428	0.730	0.009	0.106	0.008	4.323
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	1.437	0.836	1.428	0.730	0.009	0.106	0.008	4.323
9	9001010	1.482	0.891	1.479	0.839	0.003	0.051	0.009	1.991
9001010	9002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	9002010	1.482	0.891	1.479	0.839	0.003	0.051	0.009	1.991
8	8001	0.327	0.143	0.327	0.142	0.000	0.001	0.002	0.201
8001	8001035	0.481	0.187	0.480	0.187	0.000	0.000	0.003	0.022
8001035	8002035	-0.218	-0.129	-0.218	-0.129	0.000	0.000	-0.004	-0.000
8002	8002035	0.218	0.130	0.218	0.129	0.000	0.000	0.001	0.068
8	8002	0.372	0.176	0.372	0.175	0.000	0.001	0.002	0.155
8002	8002010	0.154	0.046	0.154	0.046	0.000	0.000	0.001	0.004
8002010	8001010	0.154	0.046	0.154	0.046	0.000	0.000	0.008	0.000
8001	8001010	-0.154	-0.045	-0.154	-0.046	0.000	0.000	-0.001	-0.043
10	9	-6.841	-3.332	-6.868	-3.371	0.027	0.038	-0.039	-0.613
9	8	-13.424	-6.258	-13.505	-6.375	0.081	0.117	-0.075	-0.957
8	408	-14.252	-6.642	-14.265	-6.661	0.013	0.018	-0.079	-0.143
408	7	-14.265	-6.196	-14.357	-6.363	0.091	0.166	-0.078	-1.120
7	407	-17.238	-7.583	-17.256	-7.617	0.018	0.034	-0.094	-0.188
407	200	-19.907	-8.896	-19.937	-8.950	0.030	0.054	-0.109	-0.265
200	406	-19.937	-8.587	-20.053	-8.799	0.116	0.211	-0.108	-1.024
406	100	-20.053	-8.478	-20.061	-8.496	0.008	0.018	-0.107	-0.076
5011	501101010	1.774	1.022	1.769	0.949	0.005	0.072	0.010	2.298
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	1.774	1.022	1.769	0.949	0.005	0.072	0.010	2.298
12	13	-6.349	-1.031	-6.367	-1.065	0.018	0.034	-0.033	-0.427
13	14	-11.174	-4.457	-11.223	-4.547	0.049	0.090	-0.061	-0.755
14	15	-14.215	-5.696	-14.255	-5.769	0.040	0.073	-0.077	-0.483
15	409	-21.980	-10.545	-21.994	-10.571	0.014	0.026	-0.123	-0.112
409	300	-21.994	-10.105	-22.368	-10.554	0.372	0.447	-0.122	-2.504
4	405	-9.096	-3.101	-9.131	-3.166	0.036	0.065	-0.048	-0.666
405	300	-19.477	-9.002	-19.494	-9.032	0.016	0.030	-0.106	-0.149
5041	504101010	-7.477	0.354	-7.495	0.000	0.018	0.353	-0.037	-0.000
504101010	504102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	-7.477	0.354	-7.495	0.000	0.018	0.353	-0.037	-0.000
10	10002010	12.006	7.463	11.992	7.116	0.014	0.346	0.072	1.613
2	2001	2.214	1.389	2.213	1.342	0.001	0.046	0.013	1.161
8001035	308	0.698	0.347	0.696	0.345	0.002	0.002	0.012	0.146
308	308001010	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.623
301	302	1.042	0.624	1.039	0.620	0.004	0.004	0.019	0.170
304	304001010	0.630	0.332	0.629	0.320	0.002	0.012	0.011	0.398
7	7001010	2.870	1.640	2.858	1.459	0.012	0.180	0.017	3.552
304	304002010	0.630	0.332	0.629	0.320	0.002	0.012	0.011	0.398
2001	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

302	302001010	1.034	0.612	1.029	0.580	0.005	0.033	0.018	0.678
301	301001010	1.145	0.710	1.139	0.670	0.006	0.041	0.021	0.773
407	6	2.651	1.529	2.650	1.527	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001010	2.639	1.575	2.628	1.419	0.010	0.155	0.015	3.386
9	5011	3.570	1.913	3.569	1.911	0.001	0.002	0.021	0.059
12	12002	1.872	1.015	1.871	0.964	0.002	0.051	0.011	1.425
12002	12002035	1.871	0.964	1.869	0.964	0.002	0.000	0.011	0.087
2001	2001035	2.213	1.342	2.211	1.315	0.001	0.027	0.013	0.707
12002035	309	1.869	1.001	1.840	0.975	0.028	0.026	0.033	0.661
13	13001	4.776	4.044	4.772	3.874	0.005	0.169	0.032	2.094
13001	13001035	4.772	3.874	4.767	3.874	0.005	0.000	0.032	0.062
13001035	201	2.088	2.335	2.079	2.321	0.010	0.014	0.049	0.202
201	312	0.589	1.393	0.586	1.389	0.004	0.004	0.024	0.132
312	312001010	0.285	0.152	0.285	0.148	0.001	0.004	0.005	0.280
312	312002010	0.294	1.204	0.285	1.147	0.009	0.056	0.019	1.693
201	311	1.489	0.958	1.486	0.954	0.003	0.004	0.028	0.095
311	311001010	0.741	0.435	0.740	0.423	0.001	0.012	0.013	0.340
311	311002010	0.730	0.430	0.730	0.423	0.001	0.008	0.013	0.210
13001035	313	1.633	0.990	1.612	0.976	0.021	0.014	0.030	0.501
313	313001010	1.606	0.959	1.599	0.899	0.007	0.059	0.029	0.751
13001035	314	1.045	0.616	1.039	0.609	0.006	0.007	0.019	0.272
314	314001010	0.516	0.293	0.514	0.280	0.002	0.013	0.009	0.532
314	314002010	0.514	0.286	0.514	0.280	0.001	0.006	0.009	0.226
13001	13001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
309	310	0.923	0.492	0.919	0.488	0.004	0.004	0.016	0.187
14	14001010	2.981	1.636	2.968	1.439	0.013	0.196	0.017	3.630
310	310001010	0.916	0.490	0.909	0.450	0.006	0.040	0.016	0.926
2001035	301	2.211	1.340	2.192	1.317	0.019	0.023	0.039	0.415
309	309001010	0.913	0.516	0.909	0.490	0.004	0.026	0.017	0.599
15	15001	3.832	2.306	3.830	2.221	0.002	0.085	0.023	1.190
15001	15001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15001	15001010	3.830	2.221	3.828	2.169	0.002	0.052	0.023	0.756
15	15002	3.832	2.306	3.830	2.221	0.002	0.085	0.023	1.190
15002	15002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15002	15002010	3.830	2.221	3.828	2.169	0.002	0.052	0.023	0.756
12001	12001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	307001010	0.801	0.489	0.799	0.474	0.002	0.015	0.015	0.393
307	307002010	0.801	0.489	0.799	0.474	0.002	0.015	0.015	0.393
306	306001010	0.745	0.441	0.743	0.423	0.003	0.018	0.014	0.518
306	306002010	0.745	0.441	0.743	0.423	0.003	0.018	0.014	0.518
305	305001010	1.378	0.800	1.369	0.740	0.009	0.060	0.025	0.940
303	303001010	0.344	0.200	0.343	0.194	0.001	0.006	0.006	0.367
303	303002010	0.344	0.200	0.343	0.194	0.001	0.006	0.006	0.367
2002	2002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001	2.746	1.488	2.742	1.385	0.004	0.102	0.015	1.967
4001	4001010	2.742	1.385	2.738	1.325	0.004	0.060	0.015	1.196
4001	4001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4002	2.742	1.389	2.740	1.325	0.002	0.063	0.015	1.165
4002	4002010	2.740	1.325	2.738	1.325	0.002	0.000	0.015	0.064
4002	4002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12002	12002010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
401	1	2.652	1.583	2.650	1.581	0.002	0.002	0.015	0.097
405	5	10.346	6.358	10.343	6.354	0.003	0.003	0.060	0.041
5	5001010	10.310	6.143	10.284	5.557	0.027	0.584	0.059	3.152
404	3	2.541	1.628	2.539	1.627	0.001	0.001	0.015	0.065
3	3001010	2.528	1.648	2.518	1.499	0.010	0.148	0.015	3.473

300	5041	-14.882	0.466	-14.914	0.419	0.032	0.046	-0.073	-0.241
11	11001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1	1001010	2.639	1.646	2.628	1.489	0.010	0.156	0.015	3.456
10	10001010	12.006	7.463	11.992	7.116	0.014	0.346	0.072	1.613
10001010	10002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311001010	311002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304001010	304002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15001035	15002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001010	2002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
306001010	306002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001035	2002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303001010	303002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001010	4002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
307001010	307002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001035	4002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12001035	12002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
312001010	312002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15001010	15002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001010	12002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314001010	314002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

### В.3 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 96.166 МВт / 845.076 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.914 МВт / 18.980 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.914 МВт / 18.980 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.569 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.390 МВт / 3.868 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.026 МВт / 9.437 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.940 МВт / 28.416 млн.кВт\*г (3.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.611	-17.347	110.000	0.00
401	401	0.000	0.000	109.717	-0.15
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.613	-0.17
402		0.000	0.000	109.429	-0.29
404		0.000	0.000	109.204	-0.37
3	Брацлав	0.000	0.000	109.134	-0.38
4	Тульчин	0.000	0.000	109.101	-0.39
2	Немирів	0.000	0.000	108.492	-0.62
403		0.000	0.000	108.566	-0.59
405		0.000	0.000	109.838	-0.06
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.795	-0.07
300	Ладженська ТЕС	-43.515	-32.923	110.000	0.00
406		0.000	0.000	109.916	-0.04
200	ВП ПС 750	0.000	0.000	108.798	-0.47
407		0.000	0.000	108.510	-0.58
6	Оленівка	0.000	0.000	108.442	-0.61
7	Степанівка	0.000	0.000	108.306	-0.66
408		0.000	0.000	107.095	-1.14
8	Липовець	0.000	0.000	106.942	-1.19
9	Іллінці	0.000	0.000	105.916	-1.50
10	Іллінці КС	0.000	0.000	105.264	-1.70
11	Сороки	0.000	0.000	105.342	-1.61
12	Дашів	0.000	0.000	105.367	-1.57
13	Гайсин	0.000	0.000	105.825	-1.26
14	Лад.Хутора	0.000	0.000	106.642	-0.91
15	Ладжин	0.000	0.000	107.167	-0.69
409		0.000	0.000	107.288	-0.65
301	Ковалівка	0.000	0.000	35.222	-2.42
302	Козаківка	0.000	0.000	35.041	-2.52
303	Чуків	0.000	0.000	34.473	-3.95
304	Потоки	0.000	0.000	34.020	-3.90



305	Мельниківці	0.000	0.000	33.952	-4.17
306	Ситківці	0.000	0.000	33.737	-4.18
307	Носівці	0.000	0.000	33.854	-4.04
308	Попівка	0.000	0.000	35.569	-1.52
309	Слободище	0.000	0.000	34.040	-3.20
310	Гранів	0.000	0.000	33.841	-3.33
201		0.000	0.000	34.458	-2.63
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.357	-2.69
312	Гунча	0.000	0.000	34.314	-2.56
313	Тишківка	0.000	0.000	34.134	-2.62
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.385	-2.76
1001010		2.630	1.490	10.141	-2.92
2001		0.000	0.000	107.261	-1.59
2001035		0.000	0.000	35.663	-2.17
2001010		0.000	0.000	10.259	-1.59
2002		0.000	0.000	105.906	-2.56
2002035		0.000	0.000	34.948	-3.73
2002010		0.000	0.000	10.130	-2.56
3001010		2.520	1.500	10.094	-3.03
4001		0.000	0.000	107.056	-2.27
4001035		0.000	0.000	35.840	-2.27
4001010		2.740	1.326	10.126	-3.38
4002		0.000	0.000	107.891	-1.59
4002035		0.000	0.000	36.120	-1.59
4002010		2.740	1.326	10.313	-1.57
5001010		10.290	5.560	9.727	-2.80
6001010		2.630	1.420	10.039	-3.42
7001010		2.860	1.460	10.012	-3.74
8001		0.000	0.000	106.731	-1.42
8001035		0.000	0.000	35.724	-1.41
8001010		0.000	0.000	10.213	-1.36
8002		0.000	0.000	106.779	-1.36
8002035		0.000	0.000	35.724	-1.41
8002010		0.000	0.000	10.213	-1.36
9001010		1.480	0.840	8.872	-3.14
9002010		1.480	0.840	8.872	-3.14
10001010		12.000	7.120	9.461	-3.06
10002010		12.000	7.120	9.461	-3.06
11001010		0.000	0.000	10.076	-1.61
12001035		0.000	0.000	34.718	-3.19
12001		0.000	0.000	103.819	-3.22
12001010		0.000	0.000	9.930	-3.22
12002		0.000	0.000	103.886	-2.94
12002035		0.000	0.000	34.747	-2.91
12002010		0.000	0.000	9.936	-2.94
13001		0.000	0.000	103.637	-2.62
13001035		0.000	0.000	34.673	-2.59
13001010		0.000	0.000	9.913	-2.62
14001010		2.970	1.440	9.848	-4.22
15001010		3.830	2.170	10.058	-2.41
15001		0.000	0.000	105.925	-1.75
15001035		0.000	0.000	35.462	-1.75
15002		0.000	0.000	105.925	-1.75
15002035		0.000	0.000	35.462	-1.75
15002010		3.830	2.170	10.058	-2.41
301001010		1.140	0.670	10.822	-3.98

302001010	1.030	0.580	10.796	-3.95
303001010	0.343	0.194	10.719	-4.70
303002010	0.343	0.194	10.719	-4.70
304001010	0.629	0.320	10.568	-4.83
304002010	0.629	0.320	10.568	-4.83
305001010	1.370	0.740	10.379	-6.22
306001010	0.743	0.423	10.441	-5.29
306002010	0.743	0.423	10.441	-5.29
307001010	0.800	0.474	10.517	-4.91
307002010	0.800	0.474	10.517	-4.91
308001010	0.690	0.330	10.978	-2.99
309001010	0.910	0.490	10.509	-4.54
310001010	0.910	0.450	10.345	-5.48
311001010	0.740	0.423	10.689	-3.47
311002010	0.730	0.423	10.730	-3.18
312001010	0.285	0.148	10.694	-3.20
312002010	0.285	1.148	10.209	-2.82
313001010	1.600	0.900	10.489	-4.35
314001010	0.514	0.280	10.637	-3.91
314002010	0.514	0.280	10.734	-3.30
5031	0.000	0.000	107.619	-0.86
5021	0.000	0.000	107.550	-0.89
5011	0.000	0.000	105.853	-1.52
5041	0.000	0.000	110.254	0.21
110	0.000	0.000	107.647	-0.88
501101010	1.770	0.950	9.901	-3.49
501102010	1.770	0.950	9.901	-3.49
502101010	1.429	0.730	10.315	-4.48
502102010	1.429	0.730	10.315	-4.48
503101010	3.540	2.000	9.810	-4.76
503102010	3.540	2.000	9.810	-4.76
504101010	-7.500	0.000	9.822	3.27
504102010	-7.500	0.000	9.822	3.27

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.759	2.532	6.748	2.508	0.011	0.024	0.038	0.283
401	402	4.096	1.671	4.089	1.656	0.007	0.015	0.023	0.289
402	404	4.089	2.291	4.084	2.281	0.005	0.010	0.025	0.226
404	4	1.543	1.176	1.542	1.174	0.001	0.002	0.010	0.103
4	403	5.129	2.522	5.113	2.492	0.016	0.030	0.030	0.539
403	2	5.113	3.020	5.111	3.015	0.002	0.004	0.032	0.075
2	100	-10.633	-5.525	-10.720	-5.718	0.087	0.192	-0.064	-1.515
2002035	303	2.676	1.871	2.647	1.835	0.029	0.035	0.054	0.483
303	305	1.953	1.436	1.929	1.407	0.024	0.029	0.041	0.529
305	306	0.546	0.624	0.543	0.620	0.003	0.004	0.014	0.214
306	307	-0.956	-0.272	-0.959	-0.275	0.003	0.003	-0.017	-0.122
307	304	-0.363	-0.205	-0.364	-0.207	0.001	0.002	-0.007	-0.171
304	2002035	-1.633	-0.835	-1.675	-0.862	0.042	0.028	-0.031	-0.933
2	2002	4.364	3.025	4.358	2.807	0.006	0.217	0.028	2.685
2002	2002035	4.358	2.807	4.351	2.679	0.006	0.128	0.028	1.631
307	12001035	-2.209	-1.006	-2.250	-1.065	0.041	0.059	-0.041	-0.894

### В.3 Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.753 МВт / 840.738 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.394 МВт / 13.824 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.394 МВт / 13.824 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.842 МВт / 7.378 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.290 МВт / 2.876 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.132 МВт / 10.254 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.527 МВт / 24.078 млн.кВт\*г (2.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.428	-14.548	125.500	0.00
401	401	0.000	0.000	125.283	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	125.193	-0.14
402		0.000	0.000	125.058	-0.24
404		0.000	0.000	124.869	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	124.809	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	124.778	-0.31
2	Немирів	0.000	0.000	124.281	-0.49
403		0.000	0.000	124.344	-0.47
405		0.000	0.000	125.365	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	125.327	-0.05
300	Ладигенська ТЕС	-43.281	-29.326	125.500	0.00
406		0.000	0.000	125.432	-0.03
200	ВП ПС 750	0.000	0.000	124.513	-0.38
407		0.000	0.000	124.276	-0.46
6	Оленівка	0.000	0.000	124.217	-0.48
7	Степанівка	0.000	0.000	124.107	-0.53
408		0.000	0.000	123.105	-0.90
8	Липовець	0.000	0.000	122.976	-0.94
9	Іллінці	0.000	0.000	122.114	-1.18
10	Іллінці КС	0.000	0.000	121.558	-1.33
11	Сороки	0.000	0.000	121.630	-1.26
12	Дашів	0.000	0.000	121.652	-1.23
13	Гайсин	0.000	0.000	122.024	-1.00
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	122.694	-0.73
15	Ладигин	0.000	0.000	123.123	-0.56
409		0.000	0.000	123.224	-0.52
301	Ковалівка	0.000	0.000	40.676	-1.85
302	Козаківка	0.000	0.000	40.520	-1.93
303	Чуків	0.000	0.000	40.074	-3.00
304	Потоки	0.000	0.000	39.688	-2.97

305	Мельниківці	0.000	0.000	39.632	-3.16
306	Ситківці	0.000	0.000	39.448	-3.17
307	Носівці	0.000	0.000	39.547	-3.07
308	Попівка	0.000	0.000	40.972	-1.19
309	Слободище	0.000	0.000	39.696	-2.45
310	Гранів	0.000	0.000	39.528	-2.56
201		0.000	0.000	40.023	-2.02
311	Гайсин 35	0.000	0.000	39.936	-2.06
312	Гунча	0.000	0.000	39.900	-1.97
313	Тишківка	0.000	0.000	39.747	-2.02
314	Цук. з-д	0.000	0.000	39.960	-2.12
1001010		2.630	1.490	11.679	-2.23
2001		0.000	0.000	123.250	-1.23
2001035		0.000	0.000	41.054	-1.67
2001010		0.000	0.000	11.789	-1.23
2002		0.000	0.000	122.161	-1.95
2002035		0.000	0.000	40.478	-2.83
2002010		0.000	0.000	11.684	-1.95
3001010		2.520	1.500	11.641	-2.32
4001		0.000	0.000	123.029	-1.74
4001035		0.000	0.000	41.188	-1.74
4001010		2.740	1.326	11.669	-2.58
4002		0.000	0.000	123.728	-1.22
4002035		0.000	0.000	41.422	-1.22
4002010		2.740	1.326	11.829	-1.21
5001010		10.290	5.560	11.186	-2.13
6001010		2.630	1.420	11.596	-2.61
7001010		2.860	1.460	11.573	-2.85
8001		0.000	0.000	122.802	-1.11
8001035		0.000	0.000	41.105	-1.11
8001010		0.000	0.000	11.749	-1.06
8002		0.000	0.000	122.841	-1.06
8002035		0.000	0.000	41.105	-1.11
8002010		0.000	0.000	11.749	-1.06
9001010		1.480	0.840	10.280	-2.40
9002010		1.480	0.840	10.280	-2.40
10001010		12.000	7.120	10.970	-2.34
10002010		12.000	7.120	10.970	-2.34
11001010		0.000	0.000	11.634	-1.26
12001035		0.000	0.000	40.276	-2.44
12001		0.000	0.000	120.404	-2.46
12001010		0.000	0.000	11.516	-2.46
12002		0.000	0.000	120.444	-2.25
12002035		0.000	0.000	40.295	-2.23
12002010		0.000	0.000	11.520	-2.25
13001		0.000	0.000	120.163	-2.01
13001035		0.000	0.000	40.209	-1.99
13001010		0.000	0.000	11.493	-2.01
14001010		2.970	1.440	11.436	-3.20
15001010		3.830	2.170	11.611	-1.85
15001		0.000	0.000	122.056	-1.36
15001035		0.000	0.000	40.863	-1.36
15002		0.000	0.000	122.056	-1.36
15002035		0.000	0.000	40.863	-1.36
15002010		3.830	2.170	11.611	-1.85
301001010		1.140	0.670	12.571	-3.02

302001010	1.030	0.580	12.549	-3.00
303001010	0.343	0.194	12.496	-3.55
303002010	0.343	0.194	12.496	-3.55
304001010	0.629	0.320	12.367	-3.65
304002010	0.629	0.320	12.367	-3.65
305001010	1.370	0.740	12.209	-4.66
306001010	0.743	0.423	12.260	-3.98
306002010	0.743	0.423	12.260	-3.98
307001010	0.800	0.474	12.324	-3.71
307002010	0.800	0.474	12.324	-3.71
308001010	0.690	0.330	12.704	-2.29
309001010	0.910	0.490	12.315	-3.44
310001010	0.910	0.450	12.178	-4.12
311001010	0.740	0.423	12.458	-2.64
311002010	0.730	0.423	12.493	-2.42
312001010	0.285	0.148	12.463	-2.44
312002010	0.285	1.148	12.053	-2.16
313001010	1.600	0.900	12.289	-3.29
314001010	0.514	0.280	12.414	-2.97
314002010	0.514	0.280	12.497	-2.52
5031	0.000	0.000	123.552	-0.68
5021	0.000	0.000	123.496	-0.71
5011	0.000	0.000	122.060	-1.19
5041	0.000	0.000	125.729	0.16
110	0.000	0.000	123.578	-0.69
501101010	1.770	0.950	11.483	-2.66
501102010	1.770	0.950	11.483	-2.66
502101010	1.429	0.730	11.975	-3.40
502102010	1.429	0.730	11.975	-3.40
503101010	3.540	2.000	11.407	-3.60
503102010	3.540	2.000	11.407	-3.60
504101010	-7.500	0.000	11.201	2.51
504102010	-7.500	0.000	11.201	2.51

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.752	1.845	6.744	1.828	0.008	0.017	0.032	0.218
401	402	4.092	1.288	4.087	1.278	0.005	0.010	0.020	0.225
402	404	4.087	2.107	4.083	2.099	0.004	0.007	0.021	0.190
404	4	1.543	1.211	1.542	1.210	0.001	0.001	0.009	0.091
4	403	5.068	2.165	5.057	2.144	0.012	0.021	0.025	0.437
403	2	5.057	2.836	5.055	2.833	0.001	0.003	0.027	0.062
2	100	-10.618	-4.766	-10.680	-4.905	0.062	0.138	-0.054	-1.223
2002035	303	2.667	1.815	2.645	1.789	0.021	0.026	0.046	0.409
303	305	1.950	1.394	1.933	1.373	0.017	0.021	0.034	0.448
305	306	0.551	0.620	0.549	0.617	0.002	0.003	0.012	0.184
306	307	-0.951	-0.265	-0.953	-0.267	0.002	0.002	-0.014	-0.102
307	304	-0.363	-0.201	-0.364	-0.202	0.001	0.001	-0.006	-0.144
304	2002035	-1.635	-0.808	-1.665	-0.828	0.030	0.020	-0.026	-0.794
2	2002	4.341	2.821	4.337	2.663	0.005	0.157	0.024	2.187
2002	2002035	4.337	2.663	4.332	2.570	0.005	0.093	0.024	1.331
307	12001035	-2.206	-0.975	-2.236	-1.018	0.029	0.043	-0.035	-0.750



12001	12001035	2.238	0.950	2.236	0.950	0.002	0.000	0.012	0.097
12	12001	2.240	1.008	2.238	0.950	0.002	0.058	0.012	1.331
12	11	2.171	-0.661	2.170	-0.662	0.001	0.001	0.011	0.023
11	10	2.158	-0.222	2.156	-0.224	0.002	0.002	0.010	0.076
10	110	-15.172	-11.139	-15.298	-11.494	0.126	0.354	-0.089	-2.044
110	300	-16.303	-10.178	-16.430	-10.536	0.127	0.357	-0.090	-1.931
110	5021	1.005	0.787	1.004	0.786	0.001	0.001	0.006	0.082
5021	5031	-1.881	-0.376	-1.882	-0.377	0.001	0.001	-0.009	-0.056
5031	2	-9.016	-4.385	-9.055	-4.440	0.038	0.056	-0.047	-0.734
5031	503101010	3.555	2.255	3.538	1.999	0.017	0.255	0.020	4.519
503101010	503102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	3.555	2.255	3.538	1.999	0.017	0.255	0.020	4.519
5021	502101010	1.436	0.821	1.428	0.730	0.008	0.091	0.008	3.944
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	1.436	0.821	1.428	0.730	0.008	0.091	0.008	3.944
9	9001010	1.482	0.884	1.479	0.839	0.003	0.044	0.008	1.826
9001010	9002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	9002010	1.482	0.884	1.479	0.839	0.003	0.044	0.008	1.826
8	8001	0.327	0.139	0.326	0.138	0.000	0.001	0.002	0.181
8001	8001035	0.480	0.181	0.480	0.181	0.000	0.000	0.002	0.021
8001035	8002035	-0.218	-0.126	-0.218	-0.126	0.000	0.000	-0.004	-0.000
8002	8002035	0.218	0.127	0.218	0.126	0.000	0.000	0.001	0.062
8	8002	0.372	0.171	0.372	0.170	0.000	0.001	0.002	0.139
8002	8002010	0.154	0.044	0.154	0.044	0.000	0.000	0.001	0.003
8002010	8001010	0.154	0.044	0.154	0.044	0.000	0.000	0.008	0.000
8001	8001010	-0.154	-0.044	-0.154	-0.044	0.000	0.000	-0.001	-0.038
10	9	-6.824	-3.281	-6.847	-3.314	0.023	0.033	-0.036	-0.563
9	8	-13.407	-6.012	-13.476	-6.112	0.069	0.099	-0.069	-0.872
8	408	-14.231	-6.361	-14.241	-6.376	0.011	0.016	-0.073	-0.130
408	7	-14.241	-5.838	-14.319	-5.979	0.077	0.141	-0.072	-1.012
7	407	-17.200	-7.108	-17.215	-7.137	0.016	0.028	-0.086	-0.170
407	200	-19.866	-8.346	-19.892	-8.393	0.025	0.046	-0.100	-0.239
200	406	-19.892	-7.973	-19.990	-8.153	0.098	0.179	-0.099	-0.921
406	100	-19.990	-7.784	-19.996	-7.798	0.007	0.015	-0.099	-0.068
5011	501101010	1.773	1.011	1.769	0.949	0.004	0.061	0.010	2.104
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	1.773	1.011	1.769	0.949	0.004	0.061	0.010	2.104
12	13	-6.324	-0.888	-6.340	-0.916	0.016	0.028	-0.030	-0.381
13	14	-11.146	-4.160	-11.187	-4.235	0.041	0.075	-0.056	-0.678
14	15	-14.179	-5.278	-14.213	-5.339	0.033	0.061	-0.071	-0.433
15	409	-21.947	-10.102	-21.959	-10.124	0.012	0.022	-0.113	-0.102
409	300	-21.959	-9.585	-22.275	-9.965	0.315	0.378	-0.112	-2.281
4	405	-9.071	-2.713	-9.101	-2.768	0.030	0.055	-0.044	-0.589
405	300	-19.448	-8.476	-19.461	-8.502	0.014	0.025	-0.098	-0.135
5041	504101010	-7.480	0.308	-7.495	0.000	0.016	0.307	-0.034	-0.034
504101010	504102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	-7.480	0.308	-7.495	0.000	0.016	0.307	-0.034	-0.034
10	10002010	12.004	7.413	11.992	7.116	0.012	0.296	0.067	1.479
2	2001	2.210	1.358	2.209	1.318	0.001	0.039	0.012	1.056
8001035	308	0.698	0.343	0.696	0.341	0.002	0.002	0.011	0.134
308	308001010	0.692	0.348	0.690	0.330	0.003	0.018	0.011	0.572
301	302	1.042	0.620	1.039	0.616	0.003	0.004	0.017	0.157
304	304001010	0.630	0.330	0.629	0.320	0.001	0.010	0.010	0.362
7	7001010	2.869	1.614	2.858	1.459	0.010	0.155	0.015	3.253
304	304002010	0.630	0.330	0.629	0.320	0.001	0.010	0.010	0.362
2001	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000



## ДОДАТОК Г

### **Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічається повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу електричної мережі збільшить кількість жертв в разі і призведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апаратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях параметрів електричної мережі. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.



## Г.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи ЕМ в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці 4.4.

1. За мінімальним значенням  $r_{гр}$  межа стійкості  $r_{гр}$  роботи мереж складає  $r_{гр} = 10^4$  (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності (табл. 1) дози гамма-випромінювання ( $r_{гр}$ ) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot r_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (1)$$

де:  $K$  – коефіцієнт надійності,  $K = 0,9..0,95$ ;

$r_{гр}$  – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{пос} = 2$ ),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

Таблиця 1 - Максимально допустимі потужності дози елементів ЕМ

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	$10^5$	$10^4$
		Діоди загального призначення S1M	$10^5$	
2	БП	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	$10^6$	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	$10^6$	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	$10^4$	
		Діелектрики GTP15	$10^4$	

1. За мінімальним значенням  $p_{гр}$  межа стійкості  $p_{гр}$  роботи мережі складає  $p_{гр} = 10^4$  (Р/год).

2. Для дослідження безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ( $p_{гр}$ ) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (2)$$

де:  $K$  – коефіцієнт надійності,  $K = 0,9 \cdot 0,95$ ;

$p_{гр}$  – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{пос} = 2$ ),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме  $P_{гр} = 1,8 \times 10^4$  (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (3)$$

де:  $\sqrt{t_{II}^2}$ , дорівнює 1;

$D_m$  – дорівнює  $10^3$ ;

$t_{доп} = 12,6 \times 10^3$  (год).

Отже, електрична мережа буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

## Г.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

В якості показника безпеки елементів ЕМ до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки:

$$K_6 = 20 \lg \frac{U_d}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (4)$$

де  $U_d$  - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$  - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (5)$$

де  $N$  – допустимі коливання (приймається  $N=5\%$ )

Шляхом підстановки числових даних в (5) отримується:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6 \text{ (В)}.$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях.

$$U_B = \frac{U_d}{\frac{K}{10^{20}}} \quad (6)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12.6}{\frac{40}{10^{20}}} = 0.126 \text{ (В)}.$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot I_B. \quad (7)$$

Отже,  $E_{\Gamma}$  визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{I_B}, \quad (8)$$

Після підстановки числових даних в формулу (7):

$$E_{\Gamma} = \frac{0.126}{5} = 0.0252 (\text{В/м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули:

$$E_{\Gamma} = 10^{-2} \cdot E_B, \quad (9)$$

Тоді  $E_B$  буде:

$$E_B = 0.0252 \cdot 1000 = 25.2 (\text{В/м}).$$

### **Г.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій**

Для підвищення безпеки роботи ЕМ необхідно використовувати екранування РЕА і довгих ліній. Для цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (10)$$

де  $f$  - найбільш характерна частота, ( $f = 15$  кГц).

Для блоків енергетичної мережі:

$$t_1 = \frac{40 - 38.72}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0.0025(\text{см}).$$

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Прийmemo  $t=1\text{мм}$ .

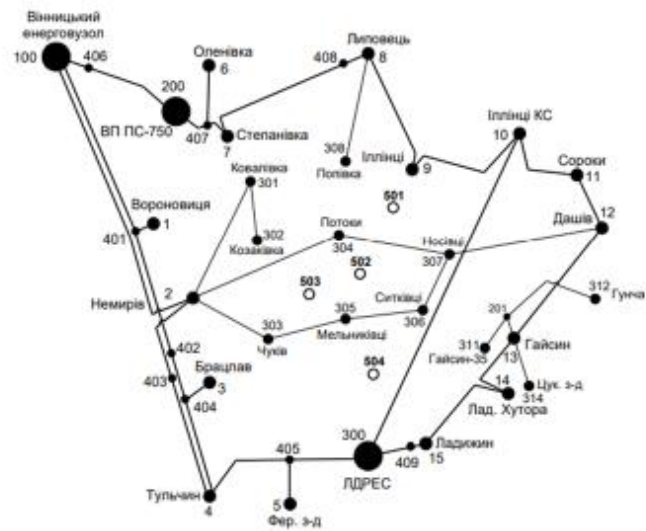
$$A = 5.2 \cdot 0.102 \cdot \sqrt{15000} = 65(\text{дБ}).$$

Отже, нам потрібно взяти сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

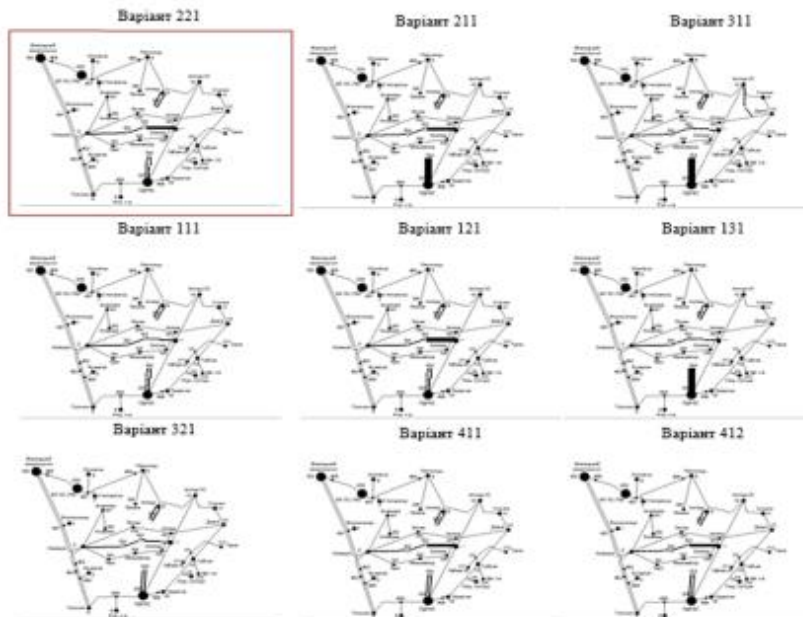
Також в результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи ЕМ забезпечується при рівні радіації до  $6,3 \times 10^4$  (Р/год). До дії ЕМІ на ЕМ необхідно застосовувати екранування РЕА, що суттєво підвищує її стійкість безпеку роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів ЕМ буде працювати безпечно аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м.

**ДОДАТОК Д****ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ З АНАЛІЗОМ ПИТАНЬ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІЧИЛЬНИКІВ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

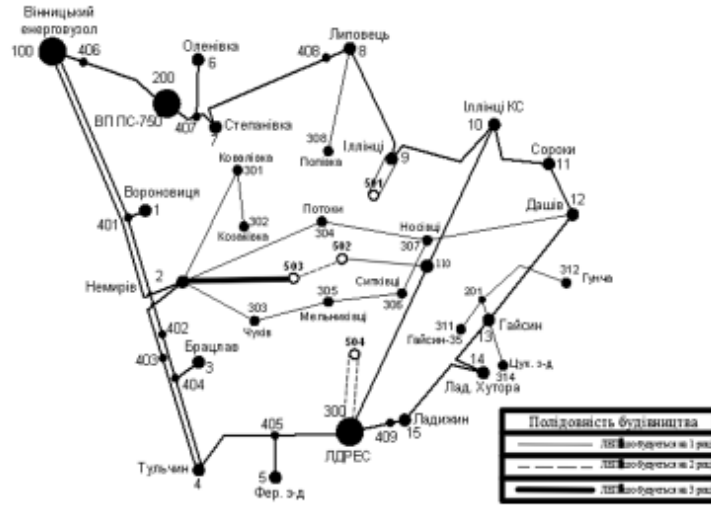
### Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами



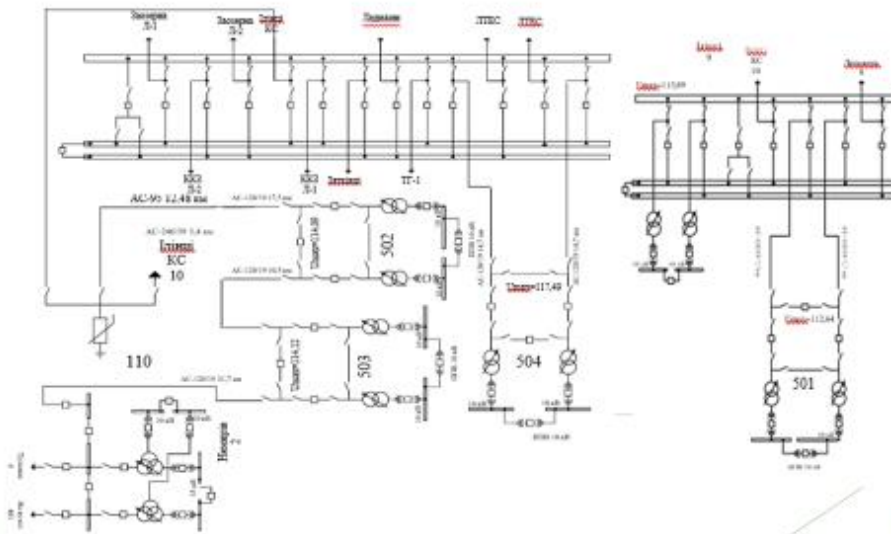
### Варіанти розвитку електричної мережі



### Оптимальний варіант розвитку електричної мережі



### Електрична схема з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі





## Різновиди конструкцій лічильників електроенергії



## Лічильник електроенергії NIK 2102-02 M2



**Електромеханічні лічильники електроенергії серії NIK з механічним таблом (ООО «НИК-Електроніка»)**



**Електромеханічний лічильник електроенергії серії NIK з електронним таблом NIK 2100 AP2.0000.0.11**



**Багатофункціональний лічильник електроенергії серії NIK 2104 AP2T 1800.C.11**

## Багатотарифні лічильники електроенергії типу МТХ



## Однофазні лічильники електроенергії типу МТХ

