

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем


**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:


**«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням кабельних ліній»**

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

  
Орловська Л.О.  
(органічне та інше)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС  
  
Собчук Н.В.  
(органічне та інше)

«14» грудня 2022 р.

Опонець: к.т.н., доцент каф.  
  
Опонець О.В.  
(органічне та інше)

«16» грудня 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В.О.

(органічне та інше)

«14» грудня 2022 р.

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

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

14 вересня 2022 року

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

Орловській Людмилі Олександрівні  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням кабельних ліній»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 9 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Параметри ліній та трансформаторів існуючої мережі 110/35 кВ, ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження.

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 345 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні

мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина 2. Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі. 3. Техніко-економічна частина

4. Кабельні лінії в мережах 110 кВ. Особливості прокладання. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел.

Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку схеми електричної мережі 2. Оптимальна схема ЕМ із



забезпеченням споживачів першою категорією надійності 3. Техніко-економічна частина, 4. Схема електричних з'єднань спроектованої мережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	К.т.н., проф., професор кафедри ЕСС Рубаненко	 16.09.2022	 14.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22р	 14.12.22

7. Дата видачі завдання 14 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	Вик.
2	Електротехнічна частина	07.09.22	12.09.22	Вик.
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.09.22	05.10.22	Вик.
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.22	20.10.22	Вик.
5	Кабельні лінії 110 кВ	21.10.22	30.10.22	Вик.
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	Вик.
7	Техніко-економічна частина	11.11.22	16.11.22	Вик.
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	Вик.
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.11.22	30.11.22	Вик.

Студент

  
(підпис)

Л.О. Орловська

Керівник роботи

  
(підпис)

Н. В. Собчук

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Орловська Людмила Олександрівна «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням кабельних ліній» Магістерська кваліфікаційна робота за

спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Вінниця : ВНТУ. 2022. 92 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 15; табл. 36.

В магістерській кваліфікаційній роботі виконано техніко-економічне обґрунтування поетапного розвитку електричної мережі класом напруг 110/35кВ. Розвиток складатиме 3 роки. За результатами симплекс методу було визначено оптимальний граф мережі, який не задовольняє умови надійності електропостачання підстанцій до відповідної категорії, тому для вирішення ситуації було запропоновано прокласти додаткову вітку 703-704 та 701-702. На кожному з 2-х років було побудовано та заживлено підстанції 701, 702, 703, 704. Згідно проведених розрахунків вибрано основне обладнання та параметри їх роботи. Також було проведено дослідження кабельних ліній 110 кВ та методи їх заземлення: з одного та двох кінців - для безпечної експлуатації лінії.

Ключові слова: схема, проектування, розподільчий пристрій, кабельна лінія, розподільча установка, експлуатація, мережа, реконструкція, приєднання, прогнозування, оптимізація, надійність, напруга, струм, потужність.

## ANOTATION

UDC 621.316.3

Lyudmila Oleksandrivna Orlovska "Development of a fragment of the electrical network 110 kV with the study of cable lines" Master's qualification thesis for specialty 141 – Power engineering, electrical engineering and electromechanics.

Vinnytsia: VNTU. 2022. 92 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 16 titles; fig.: 15; table 36.

In the master's qualification work, the technical and economic substantiation of the phased development of the electrical network with the voltage class of 110/35kV was performed. The development will take 3 years. According to the results of the simplex method, the optimal network graph was determined, which does not satisfy the conditions of reliability of power supply of substations to the corresponding category, therefore, to solve the situation, it was proposed to lay additional line 703-704 and 701-702. In each of the 2 years, substations 701, 702, 703, 704 were built and repaired. Based on the calculations, the main equipment and parameters of their operation were selected. A study of 110 kV cable lines and their grounding methods was also conducted: from one and two ends - for safe operation of the line.

Key words: scheme, design, switchgear, cable line, switchgear, operation, network, reconstruction, connection, forecasting, optimization, reliability, voltage, current, power.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ .....	7
1.1 Режим існуючої мережі .....	8
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	9
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	11
2.2 Використання симплекс-методу для оптимізації схеми мережі .....	14
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ.....	18
МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	19
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .....	19
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі .....	22
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП .....	24
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ .....	26
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ .....	28
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	28
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....	28
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій.....	29
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	33
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	33
7 АНАЛІЗ І РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	35
7.1 Виведення результатів розрахунків та їх аналіз .....	35
7.2 Регулювання напруги у мережі.....	36
8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	39
9 КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ В МЕРЕЖАХ 110 КВ. ОСОБЛИВОСТІ ПРОКЛАДАННЯ....	62

9.1 Конструкція кабелю з сшитого поліетилену на напругу 110 кВ.....	62
9.2 Номенклатура кабелю.....	64
9.3 Монтаж кабельних систем .....	64
9.3.1 Загальні відомості .....	64
9.3.2 Монтаж кабельної лінії 110 кВ .....	68
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	72
10.1 Підготовка до заземлення екранів .....	72
10.1.1 Заземлення екранів кабельної лінії з одного кінця.....	72
10.1.2 Заземлення екранів кабельної лінії з обох кінців .....	77
10.2 Заходи безпеки.....	78
10.3 Вимоги до електромонтажних організаціям .....	79
10.4 Методика прокладання кабелю.....	80
10.5 Розкочування кабелів.....	81
10.6 Випробування оболонки кабелів .....	82
ВИСНОВКИ.....	85
ЛІТЕРАТУРА.....	87
ДОДАТКИ.....	88

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПЛ – повітряна лінія;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

ОПН – обмежувач перенапруг;

КРУ – комплектний розподільчий пристрій;

КРПЗ – комплектна розподільча підстанція закритого типу;

КРУН – комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України;

ГОСТ – державний стандарт;



## ВСТУП

*Актуальність теми.* У повсякденному житті для оптимального розвитку економіки країни та для споживання електроенергії є важливим безперебійна та надійна роботи електроенергетичної системи в цілому. Оскільки Україна розвивається, постає необхідність у збільшенні як генерації так і споживання електроенергії, тому що для нормального функціонування великих підприємств (такі як металургійні, машинобудівні та харчові) та роботи бізнесу в цілому потрібно більше як активної так і реактивної потужностей. Створення нових споживачів вимагає постійної реконструкції підстанцій і модернізації, прокладки нових електропередавальних ліній, причому з можливості розвитку орієнтовно на 10 років наперед.

Прокладання кабельних ліній (КЛ) – одне з найкращих рішень, оскільки воно може бути реалізовано будь-де та практично при будь-яких умовах: а особливо їх доцільно використовувати там, де не доцільно або неможливо використовувати повітряні. Особливість лінії 110 кВ як повітряної так і кабельної обумовлює те що для її нормального та тривалого функціонування, необхідно виділяти величезні ділянки землі для охоронних зон, що може ускладнювати ведення наприклад діяльності агробізнесу.

Проектовану КЛ та способи прокладання кабелю згідно документації та затверджених норм вибирають згідно з ДБН, ПУЕ, СНиП II-89 і т.д, та з урахуванням рекомендацій, які дає виробник електрообладнання згідно технічного паспорту будь-якого електротехнічного обладнання.

Основною задачею організації яка займається новим будівництвом або капітальним ремонтом чи реконструкцією ділянки мережі - це задовільнити вимоги технічних умов для безпечної та якісної експлуатації не тільки об'єктів замовника, але й державних вже на той час існуючих об'єктів, та які є прийнятними для ведення будь-якої діяльності на виділену потужність, тобто для споживачів.

*Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.* Робота виконана з врахуванням наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем ВНТУ згідно держбюджетних актуальних тем.

*Мета і задачі дослідження.* Метою даної дипломної роботи є розвиток та проектування електричної мережі з дослідженням особливостей прокладання, особливостей експлуатації ділянки кабельної лінії 110 кВ.

Відповідно до вказаної вище мети, розглянуто такі основні задачі:

- підключення нових споживачів, у тому числі СЕС, яка додатково буде виробляти в мережу електроенергію;
- Знаходження найвигіднішого варіанту розвитку мережі з використанням симплекс-методу та за допомогою методу динамічного програмування прорахувати найкращий варіант для підключення в мережу нових проєктованих підстанцій;
- розрахунок ділянок кабельних ліній для передачі електроенергії до споживачів;
- охорона праці та безпека життєдіяльності, де зазначається особливості конструкції КЛ 110 кВ, порядок та правила прокладання, а також способи заземлення для усунення ймовірності ураження струмом.

*Об'єктом дослідження МКР є:* високовольтні електричні мережі.

*Предметом дослідження є:* проектування, та подальше прогнозування розвитку нової електричної мережі з підключенням нових споживачів.

*Методи дослідження.* В роботі використовувались такі основні методи дослідження: лінійного (відносяться метод найменших квадратів та симплекс-метод) та нелінійного програмування (динамічного програмування) .

*Практичне значення отриманих результатів.* Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

*Особистий внесок здобувача.* Результати що були отримані, входять до складу основного змісту МКР, отримано автором під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ

Використаємо метод найменших квадратів, який являє собою аналітичного виразу що показує залежність часу від максимальної потужності. Метод дає змогу з найменш можливою похибкою замінити функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

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

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

Перепишемо вираз у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції, маємо:

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

Підставимо значення з табл. 1 (ТЗ) в формулу (1.3):

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 939, \\ 20155 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1862457. \end{cases}$$

звідки  $a' = -3204$ ,  $b' = 1,6370$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6370T - 3204$$

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

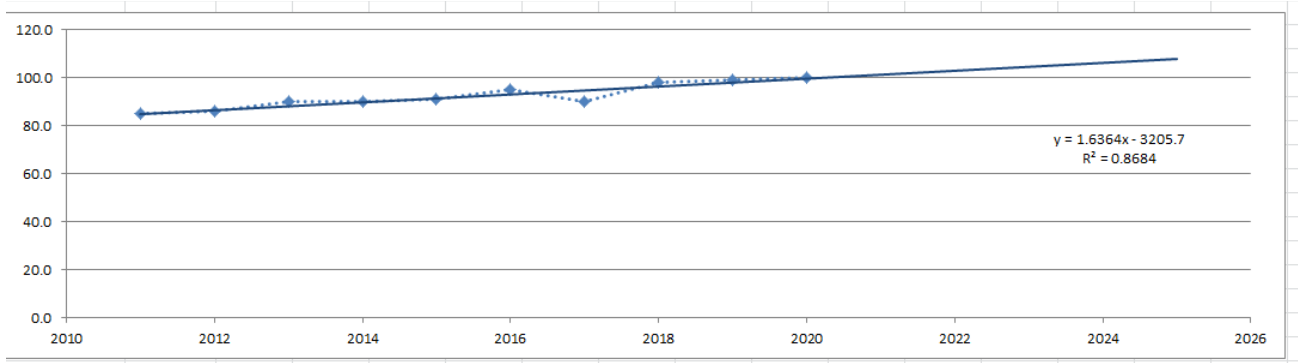


Рисунок 1.1 Залежність  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  від часу  $T$

Згідно графіка (рис. 1.1) впливає що необхідно забезпечити надійність та якість електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання. Це говорить нам аналіз графіку, згідно якого видно що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік буде збільшено до 109,3 %, що в свою чергу на 9,3 % більше потужності що використовується.

### 1.1 Режим існуючої мережі

Ввівши в програмі «ВТРАТИ 110» дані з технічного завдання та провівши розрахунок існуючої мережі , отримали Додаток А

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів показала що, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них (табл. 1.1).

Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1.4 МВт;
- в трансформаторах – 1.049 МВт з них холостого ходу 0.645 МВт та навантажувальні 0.404 МВт.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	6-103	7-103	300-110	108-12
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-240	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	605	450
Розрах. струм, А	28	27	131	116

Аналізуючи дані розрахунку програми, згідно табл. 1.2 видно що у місцях де планується підключення нових споживачів, існуючі мережі електропостачання мають достатній запас пропускної здатності.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	103	110	12	109
Напруга вузла,кВ	112,52	115,31	114,98	114,01

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

Згідно пп. 1.1 ми проаналізували що є змога підключати нових споживачів, тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими



підстанціями згідно варіанту є: №103 – Станіславчик з рівнем напруги 112,52 кВ;  
вузл № 110 – Слобода Межирівська з рівнем напруги 114,01 кВ.

Сформувавши згідно ТЗ, отримуємо максимальний граф рис.1.2 з варіантами усіх можливих приєднань підстанцій.

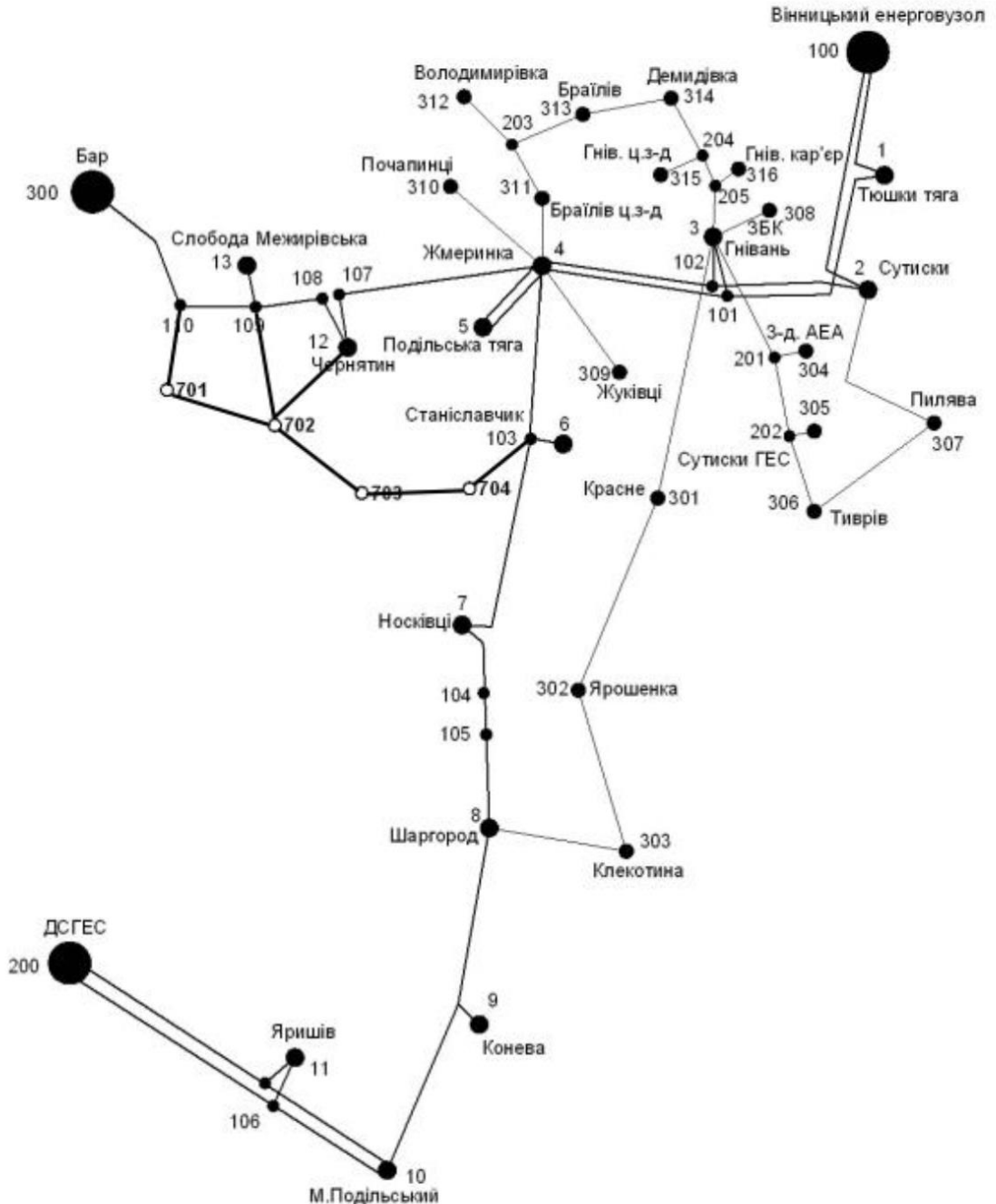


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

## 2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Процес проектування розбивається на етапи виконання та на декілька математичних моделей. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності  $B_i = f(P_i)$  нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелійними обмеженнями на змінні  $P_i$ . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної  $i$ -тої ЛЕП дасконтовані витрати  $B_i$  можна записати:

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

де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на  $i$ -тій ЛЕП;  $E$  – коефіцієнт дисконту ( $E=0,2$ );  $\alpha$  – 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.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 [3] питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

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

де  $U_n$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (3862 год/рік для  $T_{нб} = 5400$  год/рік);  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу провoda (провoda АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
110	701	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	0,664	3994,3
109	702	1,65	9,9	110	1573,680	0,131	4985,4	0,843	5069,7
12	702	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,715	4301,6
103	704	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	0,562	3379,8
701	702	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	0,818	4916,1
702	703	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	0,767	4608,9
703	704	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	0,767	4608,9

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, 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
110-701	1,3	10,5	4001,2	3987,2	4016,5	381,1	4001,2	3601,0	4401,3
109-702	1,65	10,5	5078,4	5060,7	5097,9	483,7	5078,4	4570,5	5586,2
12-702	1,4	10,5	4308,9	4293,9	4325,5	410,4	4308,9	3878,0	4739,8
103-704	1,1	10,5	3385,6	3373,8	3398,6	322,4	3385,6	3047,0	3724,2
701-702	1,6	10,5	4924,5	4907,4	4943,4	469,0	4924,5	4432,0	5416,9
702-703	1,5	10,5	4616,7	4600,7	4634,5	439,7	4616,7	4155,0	5078,4
703-704	1,5	10,5	4616,7	4600,7	4634,5	439,7	4616,7	4155,0	5078,4

## 2.2 Використання симплекс-методу для оптимізації схеми мережі

За допомогою симплекс-методу та системі обмежень, врахувавши всі критерії та вимоги до нової мережі, маємо:

мінімізація

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

при обмеженнях:

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

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) симплекс-методу (СМ) проводиться в два етапи:

1) приведення до канонічного вигляду цільову функцію та системи рівнянь;



2) оптимізація функції, яку ми отримаємо в результаті вирішення першого етапу.

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

1. Змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	109-702	12-702	103-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.29	0.00
702	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10.39	12.18
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-7.50	0.00
704	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	3.28	-12.18
Коефіцієнти цільової функції	3316.447	4421.929	1096.988	861.919	1175.344	4145.559	1175.344	1175.344	1175.344	1175.344								60674.619
Потужності ЛЕП	0.000	0.000	0.000	15.463	0.000	9.295	0.000	7.500	0.000	0.000	0.000	12.183	0.000	0.000				
Постійні складові витрат	0.000	0.000	0.000	3323.612	0.000	4532.199	0.000	4532.199	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				12388.010
Змінні складові витрат	0.000	0.000	0.000	134.422	0.000	66.227	0.000	43.121	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				243.770
Дисконтровані витрати, тис. грн																		

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

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» маємо результат на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	109-702	12-702	103-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.29	0.00
702	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10.39	0.00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-7.50	0.00
704	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	3.28	0.00
Коефіцієнти цільової функції	395.792	676.230	96.988	1014.998	1175.344	1175.344	1175.344	610.043	1175.344	1175.344								10706.789
Потужності ЛЕП	9.295	0.000	6.169	0.000	0.000	0.000	0.000	4.220	3.280	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
Постійні складові витрат	3625.759	0.000	4230.052	0.000	0.000	0.000	0.000	4532.199	4532.199	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				16920.209
Змінні складові витрат	52.981	0.000	27.226	0.000	0.000	0.000	0.000	13.649	8.250	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				102.105
Дисконтровані витрати, тис. грн																		

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		110-701	109-702	12-702	103-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
	701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.29	0.00	
	702	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	10.39	0.00	
	703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-7.50	0.00	
	704	0	0	0	1	0	0	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	3.28	0.00	
	Коефіцієнти цільової функції	428.770	1253.701	690.170	861.919	1175.344	1175.344	1175.344	1077.333	1384.344	1175.344							16886.053	
	Потужності ЛЕП	9.295	0.000	2.888	3.280	0.000	0.000	0.000	7.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000			
	Постійні складові витрат	3927.906	0.000	4230.052	3323.612	0.000	0.000	0.000	4532.199	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		16013.769	
	Змінні складові витрат	57.396	0.000	5.968	6.050	0.000	0.000	0.000	43.121	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		112.535	
		Дисконтовані витрати, тис. грн																	16126.305

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

У таблиці на рис. 2.3 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

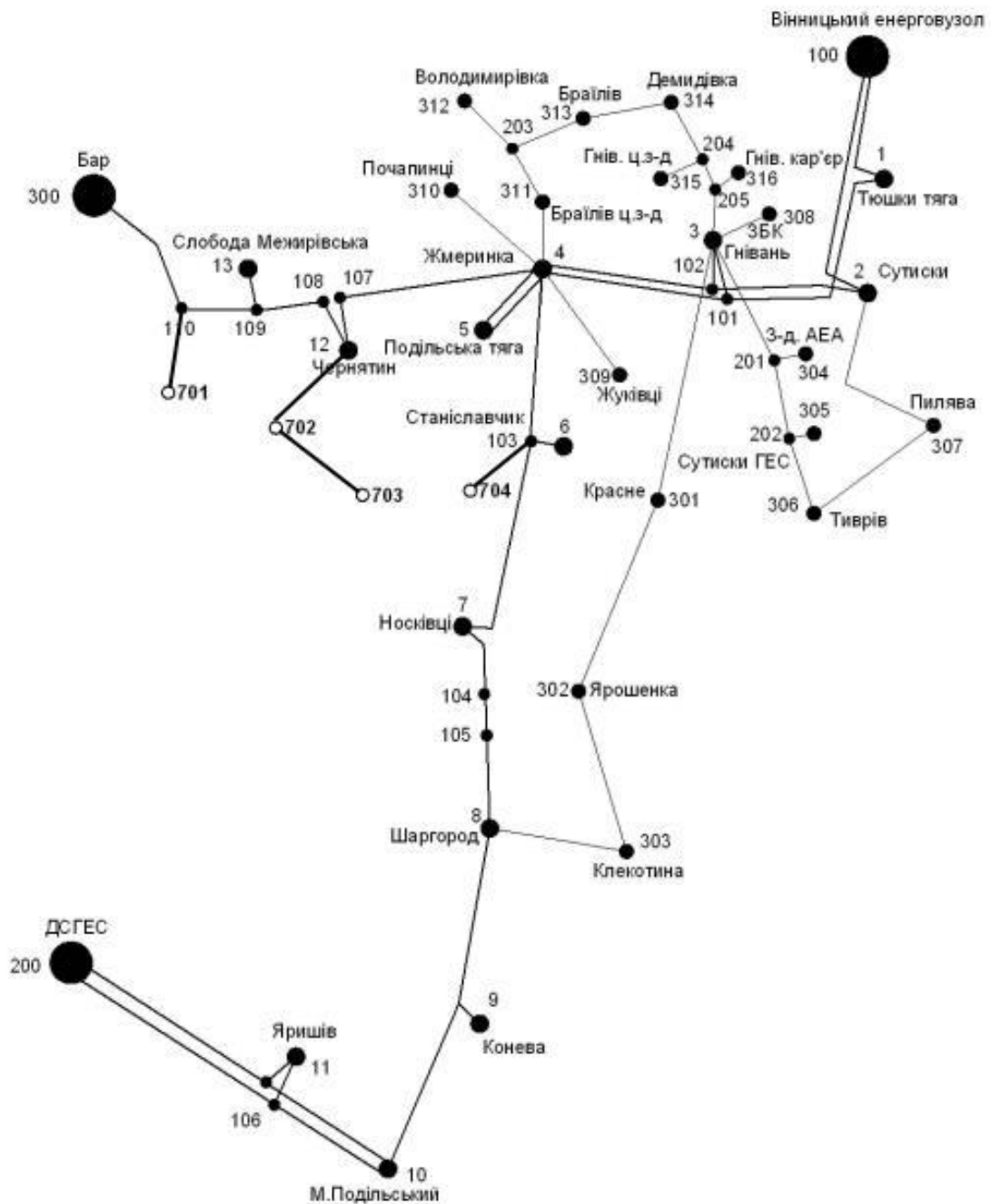


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому потрібно побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-702, 703-704, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення, а лінію 10-702 не будувати оскільки таке рішення дозволить уникнути витрат на реконструкцію підстанції..

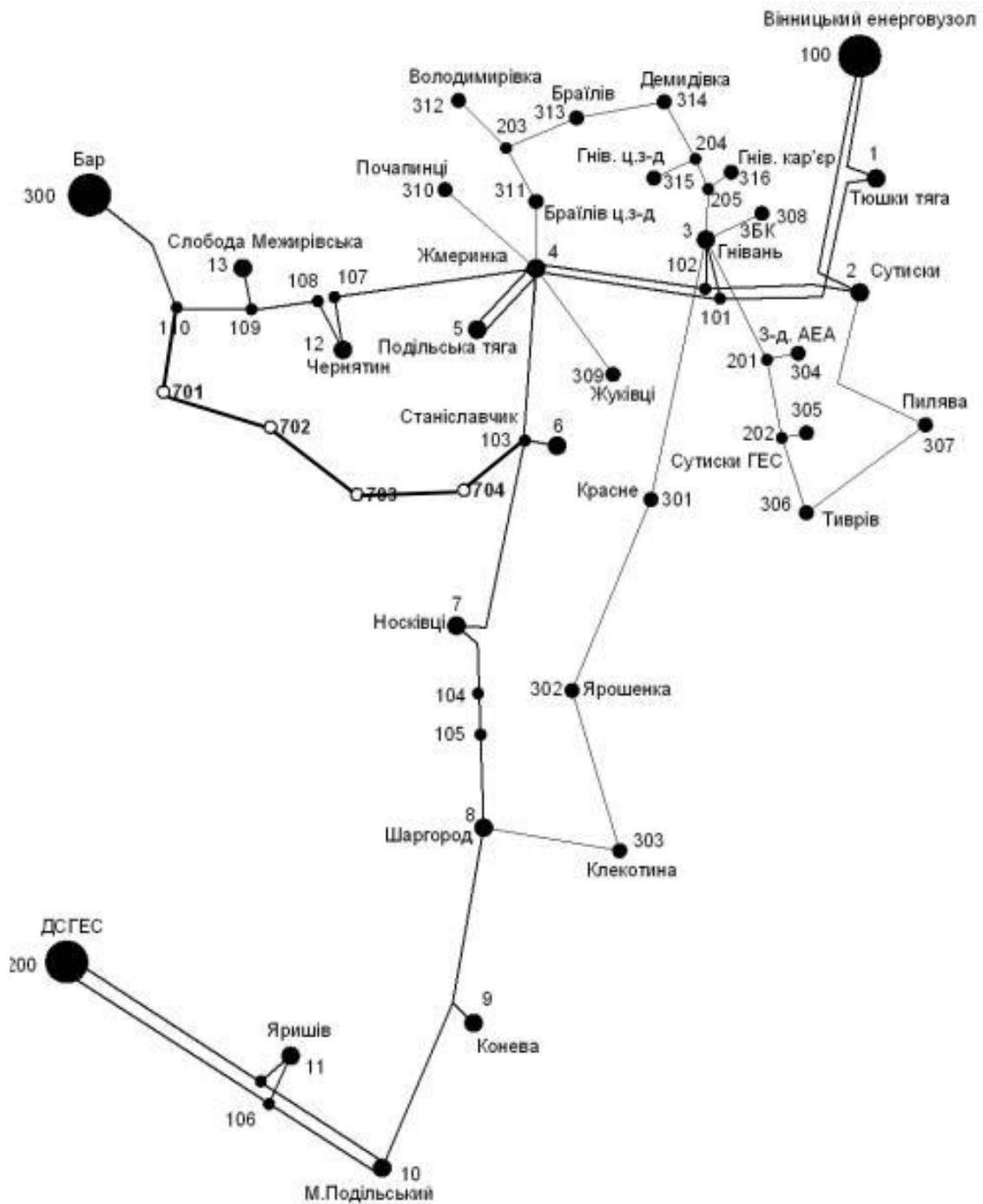


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно надійності електропостачання. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

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

Метод динамічного програмування підходить для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу. При використанні даного методу, операція розбивається на ряд послідовних кроків і у кожному цьому кроці оптимізується функція однієї змінної.

#### 3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Маємо функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язку задач та рівняння типу (3.1) використовуємо метод динамічного програмування що є одним з методів нелінійного програмування.

Метод динамічного програмування розв'язується в 2 етапи:

- прямого ходу;
- зворотного ходу.

Методом прямого ходу рухаючись від першого року до останнього визначається умовно оптимальна схема мережі. К правило крок вибирають так, щоб сумарні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  році були мінімальні:



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

Функція витрат  $B_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Варіант №1

1-ий рік – будуємо лінії до пунктів 110-701, 701-702, 103-704. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{206-601} + \Delta L_{601-602} = 7,8 + 9,6 + 6,6 = 24 \text{ (км)},$$

Оскільки :  $L_{max} \leq 25$  км, то розраховане значення  $\Delta L_{\Sigma}$  знаходиться в межах норми

За формулою (3.4) розраховуються значення  $B_t$ , для кожної лінії і лише для першого року (Дані подано у табл.3.1).

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 602-603. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку не будуються оскільки всі лінії побудовані, але для третього та четвертого варіантів на третьому році будівництво продовжується. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
1	1	110-701	7.8	23.5	24	14113,64	42877,44	35731,20	35731,20
		701-702	9.6	14.1		17083,47			
		103-704	6.6	9.2		11680,33			
	2	110-701	7.8	23.5	23.4	14113,64	41776,83	34814,02	34814,02
		703-704	9	12.5		15982,86			
		103-704	6.6	9.2		11680,33			
	3	110-701	7.8	23.5	17.4	14113,64	47179,97	39316,64	39316,64
		701-702	9.6	14.1		17083,47			
	4	703-704	9	12.5	15.6	15982,86	27663,19	23052,66	23052,66
		103-704	6.6	9.2		11680,33			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
2	11	702-703	9	5,0	18	15882,09	31864,95	22128,44	57859,64
		703-704	9	12,5		15982,86			
	21	701-702	9,6	14,1	18,6	17083,47	32965,56	22892,75	57706,78
		702-703	9	5,0		15882,09			
	31	703-704	9	12,5	15,6	15982,86	27663,19	19210,55	58527,19
		103-704	6,6	9,2		11680,33			
	32	702-703	9	5,0	15,6	15882,09	27562,42	19140,57	58457,21
		103-704	6,6	9,2		11680,33			
	33	703-704	9	12,5	18	15982,86	31864,95	22128,44	61445,08
		702-703	9	5,0		15882,09			
	41	110-701	7,8	23,5	17,4	14113,64	31197,11	21664,66	44717,32
		701-702	9,6	14,1		17083,47			
	42	702-703	9	5,0	16,8	15882,09	29995,73	20830,37	43883,03
		110-701	7,8	23,5		14113,64			
	43	702-703	9	5,0	18,6	15882,09	32965,56	22892,75	45945,41
		701-702	9,6	14,1		17083,47			
	11	702-703	9	5,0	18	15882,09	31864,95	22128,44	57859,64
		701-702	9,6	14,1		15982,86			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
3	311	702-703	9	5,0	9	15882,09	15882,09	9191,03	67718,21
	321	703-704	9	12,5	9	15982,86	15982,86	9249,34	67706,55
	331	103-704	6,6	9,2	6,6	11680,33	11680,33	6759,45	68204,53
	411	702-703	9	5,0	9	15882,09	15882,09	9191,03	53908,34
	421	701-702	9,6	14,1	9,6	17083,47	17083,47	9886,27	53769,29
	431	110-701	7,8	23,5	7,8	14113,64	14113,64	8167,62	54113,02

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 421. Після уточнення

потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 421 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 змінює перетоки потужності, у ЛЕП першого та другого році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

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

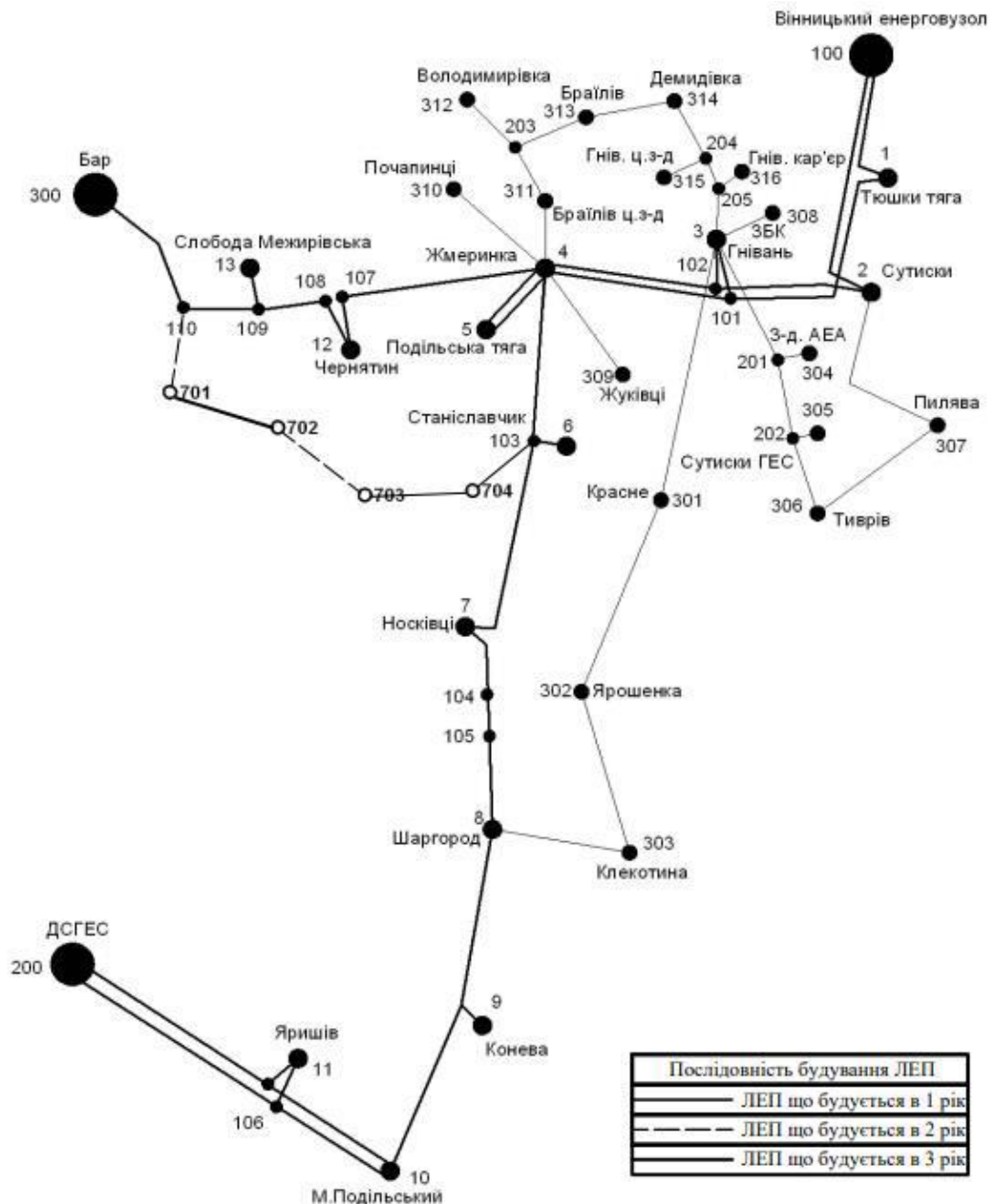


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

### 3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Знайдемо розрахункові струми у всіх вітках за формулою (3.5) :

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

$$I_{розр110-701} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_d|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_l} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 153,21 \text{ (A)};$$

$$I_{розр701-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17,45}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 96,2 \text{ (A)};$$

$$I_{розр702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,15}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33,93 \text{ (A)};$$

$$I_{розр103-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,758}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 64,8 \text{ (A)};$$

$$I_{розр603-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15,21}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 83,86 \text{ (A)};$$

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

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

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

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

1й – розрив лінії 3-503;

2й – розрив лінії 3-504;

3й – розрив лінії 503-502;

4й – розрив лінії 502-501;

5й – розрив лінії 501-200;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП



ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа7, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
110-701	0	52	111	83	66	0	136	136	390	153.20	АС-120/19
701-702	54	0	59	32	15	54	82			96.20	АС-120/19
702-703	115	60	0	28	45	11	19			33.92	АС-120/19
103-704	87	33	28	0	18	135	0			64.80	АС-120/19
703-704	69	15	45	18	0	117	19			83.86	АС-120/19

Порівнявши отримані результати значень струмів у аварійних режимах з допустимим струмом для АС-120/19, було вирішено що доцільніше буде нашу проєктовану мережу 110 кВ використати провід АС-120/19, який повністю відповідає вимогам ПУЕ [1].

## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно з вимогами проектування потужність трансформаторів та обладнання до них на понижуючих підстанціях вибирається згідно допустимих перевантажень в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Трансформатор вибирають по основним критеріям:

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

2. Допускається встановлення 1-го трансформатора на підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, за умов наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби.

Для вибору трансформатора повинна виконуватись умова [4]:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{10,44}{1,4 \cdot (2-1)} = 7,5 \text{ МВА.}$$

Згідно обмеження на дозволена потужність вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		цк %	ΔPk кВТ	ΔPх кВТ	Ix %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
704	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.на} = \frac{10,44}{(2-1) \cdot 10} = 0,95 \leq 1.4 \quad K_{з3.на} = \frac{14,7}{(2-1) \cdot 10} = 0,89 \leq 1.4$$

$$K_{з2.на} = \frac{11,8}{(2-1) \cdot 10} = 1,079 \leq 1.4 \quad K_{з4.на} = \frac{3,64}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,53 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 1.4$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації [6]. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1), оскільки на підстанціях 701, 702, 703 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює 2-м. Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть як що трансформатор виведений з ладу.

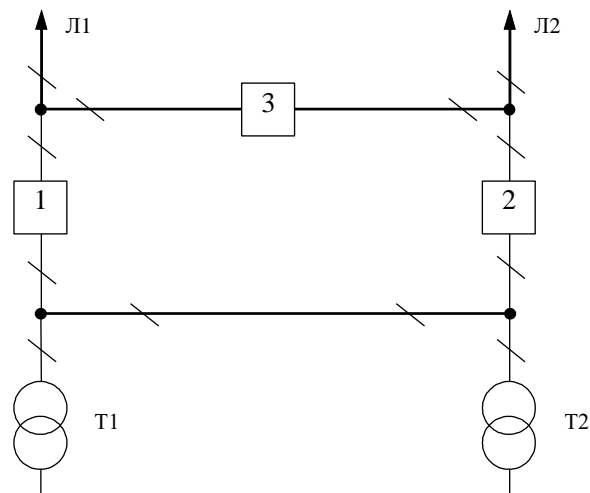


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503

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

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано вузол 110 що є місцем з'єднання проводів АС-240 та АС-95 лінії «Бар - Чернятин» (див. нормальну схему)[3], тому там

пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Наступним місцем, що забезпечує живлення нових підстанцій є вузол 103 в якому сходяться лінії 4-103,6-103,7-103 проводом АС-120. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП..

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Для аналізу надійності мережі що проектується було обрано вузол 703 в якому встановлено СЕС. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-4 (рис 5.2).

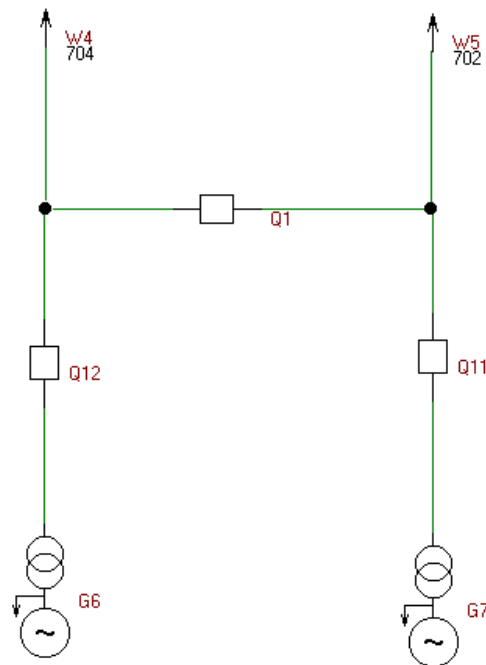


Рисунок 5.2 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва [4].

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

Згідно формули (5.4):

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,001 = 0,997$$

Розраховуємо математичне сподівання відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ :

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 5,8 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік.}$$

Час вимикача, який знаходиться в плановому ремонті та планового простою вимикача, що відмовив можемо знайти:

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

де  $T_{П1} = 23$  год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті			
			Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтуємі вимикачі			
			$K_0=0,997$	$K_P=0,000091$		
Q1	Q2	Q3				
Q1	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,G1,W2,W1- $T_0$		G2,G1,W2,W1- $T_0$	G2,G1,W2,W1- $T_0$
			D(W1,G1), D(W2,G2)- $T_B$		G2,W2, D(W1,G1)- $T_B$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_B$
Q2	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,W2, D(W1,G1)- $T_0$	G2,W2, D(W1,G1)- $T_0$		G2,G1,W2,W1- $T_0$
			G2, D(W1,W2,G1)- $T_B$	G2,W2, D(W1,G1)- $T_B$		G2,G1, D(W1,W2)- $T_B$
Q3	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,0444	G1,W1, D(W2,G2)- $T_0$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_0$	G2,G1,W2,W1- $T_0$	
			G1, D(W1,W2,G2)- $T_B$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_B$	G2,G1, D(W1,W2)- $T_B$	

Таблиця 5.2 – Вибрка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Імовірність події	Коефіцієнт вимушеного простою $10^{-5}$
G2,W2	3	1	0,0073	0,25
G1,W1	3	1	0,0073	0,25
G1,G2,W1,W2	2	16,38	0,0073	4,10

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ( $Z_0 = 245$  грн./кВт·год.);

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

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

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії для секціонованої системи збірних шин

W <sub>РІК</sub> , МВт·год	ΔW <sub>НД</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
67 500	3,1	728,88

Оскільки магістраль з нових підстанцій живиться від двох підстанцій, то надійність їх приєднання не є критичною (див. креслення 08-15 МОРЕС.112.00.119 ЕЗ [8]) З розрахунків можна сказати, що схема дає не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.



## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу [9]. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot (9.29 + 10.39 + 1.59) + 0,05 - 0,5 \cdot 12.5 + (9.29 + 10.39 + 1.59) - 0.05 \cdot 12.5 = 14.9$$

(МВт),

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;  $\sum P_{\text{ні}}$  – сумарна активна потужність навантажень;  $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$  – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{\text{ні}}$ ;  $K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma 3-504} = 14.9 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 14.9 \cdot 0.34 = 4.91 \text{ (МВАр)}.$$

де  $\varphi_{\Gamma} = 0.95$  – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивну потужність по району в цілому визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{ЛЕП3-504} = 113,93^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 6,6) = 0,244 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,244 + 0,336 + 0,336 + 0,36 + 0,289 = 1,56 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{СП} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi} = 0,95 \cdot 11,9 = 8,3 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП} = 0,1 \cdot 8,3 = 0,83 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{КПi} = 15,66 + 0,83 - 1,56 - 4,9 - 0,6 \cdot 7,75 = -1,9 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 8,3 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,9 МВАр, можна зробити висновок відсутності встановлення КУ.

## 7 АНАЛІЗ І РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму ЕМ проводимо за допомогою програмного комплексу «Втрати 110». За допомогою цієї програми ми можемо провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ використовуючи дані технічного завдання про вузли та вітки.

### 7.1 Виведення результатів розрахунків та їх аналіз

Основні результати досліджень - втрати електроенергії та потужності в електричній мережі. Також додатково маємо розрахунок усталеного режу електричної мережі (дані по напругам у вузлах та струмах у вітках).

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Результати отримано та зазначено у додатках А і В до даної магістерської роботи.

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим що допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Тобто напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі  $\pm 10\%U_{ном.}$

У додатках В та Г наведено результати розрахунку режимів електричної мережі після розвитку (мінімального та післяаварійного).

## 7.2 Регулювання напруги у мережі

Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН [5].

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	114.7	109.1	120.7
702	114.4	108.8	120.5
703	114.4	108.8	120.5
704	113.9	108.3	120.0

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	10.6	10.0	11.2
702	10.3	9.7	10.9
703	11.4	10.9	12.0
704	10.8	10.2	11.3

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

Формула для знаходження коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{T6}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{HH6}}} \quad (7.3)$$

Трансформатори, які використовуються, мають напругу низької сторони 10,5 кВ, а високої – 115 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок коефіцієнту трансформації:

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{HH}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

Згідно (7.2) втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН 601 підстанції становитимуть:

$$\Delta U_{\text{T501}} = \frac{((9,29) (7,95 / 2)) + ((4,76) (139 / 2))}{114,706} = 3,21 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{T5016}} = \frac{114,706 + 3,21}{10,5} = 11,23$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{т601д} = 11,082$ , що відповідає 5-й відпайці.

Розрахуємо дійсний рівень напруги в 1-му вузлі за формулою (7.1).

$$U_{НН601д} = \frac{114,706 - 3,21}{10,643} = 10,06 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Тб}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	3,21	11,23	10,0	5	11,082	0,09
702	6,07	11,47	9,5	3	11,395	0,09
703	3,17	11,20	9,9	4	11,239	0,10
704	1,08	10,95	10,3	6	10,925	0,09

Після розрахунку режиму максимальних навантажень було запроваджено бажані коефіцієнти трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

## 8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Виконавши розрахунки з вибору аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ, головних схем вузлової та споживальних підстанцій, оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, основного обладнання підстанцій та електричних мереж, вираховано достатньо інформації для аналізу економічної ефективності роботи.

Показник рентабельності капіталовкладень використовується для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі, має вигляд (з урахуванням будівництва протягом 3-х років):

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, 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.

$\Pi_t$  для кожного року знаходиться окремо:

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються розраховуються:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (4342 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  $\Delta W_t$ .

Формула одноразових капітальних витрат:

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

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

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

Оскільки збільшується навантаження, відповідно необхідно збільшувати потужність трансформаторів та відповідного електрообладнання в ТП.

Вибравши остаточний варіант будівництва мережі, маємо план будівництва:



**На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: (вузол 103) - 704;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 704;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту (вузол 103);
- будівництво ліній електропередач: 704-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 703.

**На другому році:**

- будівництво лінії електропередач: (вузол 110) – 701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту (вузол 110);
- будівництво ліній електропередач: 702-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 702.

**На третьому році:**

- будівництво ліній електропередач: 702-703.

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	4 од.	373,308	25000,524	229,936	159,800	2,482	31256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,8</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	16 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
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>888,168</b>	<b>6943,872</b>	<b>202,008</b>	<b>214,406</b>	<b>23</b>	<b>8271,483</b>	<b>153,9</b>

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.1 - 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)									
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58 177,167</b>							

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Жмеринка-Носківці" (вузол 103):

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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформа- тора 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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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



Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.5	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
5.1.6	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
5.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 109 817,397 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4–8.6.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.1	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа-	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

	тора без вимикача								
2.2	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
2.3	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
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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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 10кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
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
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10кВ								
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. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

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

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Бар-Слобода Межирівська" (вузол 110):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>	<b>100</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,23</b>						

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів</b>								
1.1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу відсилового 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	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>646,47</b>	<b>4874,011</b>	<b>146,03</b>	<b>151,62</b>	<b>17</b>	<b>5845,329</b>	<b>112,5</b>
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

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
	<b>Всього</b>		<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор-	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0





	торцеві панелі – всього чотири панелі)									
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>							

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 105 916,097 тис. грн.

Знаходження капітальних витрат на спорудження ліній електропередач:

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

де  $C_{\text{T}}$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (6,6+9) = 18\,054,405 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,8+9) = 19\,443,206 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 9,6 = 11\,110,403 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 109\,817,397 + 18\,054,405 = 127\,871,802 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 105\,916,097 + 19\,443,206 = 125\,359,303 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 0 + 11\,110,403 = 11\,110,403 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

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:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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:

$$B_{\text{Л}} = (18\,054,405 \cdot 0,3)/100 = 54,163 \text{ (тис.грн.);}$$

$$V_{Л2} = (19\,443,206 \cdot 0,3)/100 = 58,33 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (11\,110,403 \cdot 0,3)/100 = 33,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (109\,817,397 \cdot 3)/100 = 3294,52 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (105\,916,097 \cdot 3)/100 = 3177,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (0 \cdot 3)/100 = 0 \text{ (тис.грн.)};$$

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

Таблиця 8.8 – 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:103-704,704-703 П/ст:103,704,703	-302	134	-1 753
2	ЛЕП:110-701,702-703 П/ст:110,702,701	311	175	4 764
3	ЛЕП:701-702	-232	-1	-2 313

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$V_1 = 54,16 + 3294,52 + (-1753) \cdot 1,65 = 456,24 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 58,33 + 3177,5 + 19443,2 \cdot 1,65 = 11096,41 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 33,33 + 0 + (-2313) \cdot 1,65 = -3783,12 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(704)} = 3,29 \cdot 5400 + 12,5 \cdot 1200 = 32766 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = (10,39 + 9,29) \cdot 5800 = 106272 \text{ МВт·год}.$$

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

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 32766 - 5,4 \cdot 0,12 \cdot 1200 - 456,24 = 27263,8 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 106272 - 11096,41 = 9945,44 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 3783,12 = -3783,12 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{27263,8/(1+0,2)+9945,44/(1+0,2)^2+(-3783,12)/(1+0,2)^3}{127871,8/(1+0,2)+125359,3/(1+0,2)^2+11110,43/(1+0,2)^2} = 0,137$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,137 = 7,3 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	22,96
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	12,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	млн.кВт*год	139,03
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*год	15,00
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн.грн.	264,341
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,2
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	0,698
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	24,433

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (7,3) підтверджують можливість на існування такого проекту.

## 9 КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ В МЕРЕЖАХ 110 КВ. ОСОБЛИВОСТІ ПРОКЛАДАННЯ

### 9.1 Конструкція кабелю з сшитого поліетилену на напругу 110 кВ

На Рис.9.1.1 представлена типова конструкція високовольного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену, що виробляється заводом

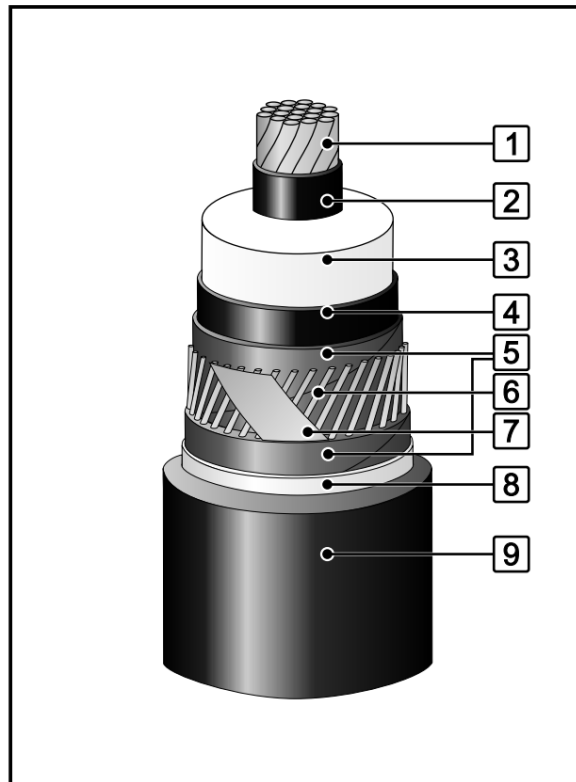


Рисунок 9.1.1 – Схема кабелю

Конструкція:

1. Багатодротяна, кругла, ущільнена струмопровідна жила, алюмінієва або мідна, клас гнучкості жили
2. Жили перетином 1000 мм<sup>2</sup> та 1200 мм<sup>2</sup> - сегментовані, скручені по системі «Мілікен».
3. Внутрішній екструдований електропровідний шар.
4. Ізоляція з пероксидносшитого поліетилену.
5. Зовнішній екструдований електропровідний шар

5. Шар обмотки електропровідною полімерною стрічкою або електропровідним папером, або електропровідною водоблокуючою стрічкою (кабелі з індексом "Г" або "2Г")
6. Екран із мідних дротів. Можливе введення в екран розподіленого оптичного датчика температури
7. Мідна стрічка
8. Алюмополімерна стрічка для кабелів з індексом "2Г"
9. Зовнішня оболонка з поліетилену, ПВХ пластикату чи пластикату зниженої горючості (кабелі з індексом «нг»)

При передачі великих струмових навантажень на високих напругах змінний струм протікає переважно у зовнішніх повивах жил кабелю (поверхневий або скін-ефект) [3]. Магнітні поля сусідніх кабелів обурюють вплив на розподіл струму по перерізу жили (Ефект близькості). Ці ефекти призводять до збільшення опору жили до 15%. Підвищення опору веде до збільшення теплових втрат у жилі. Для зниження втрат використовується спеціальна конструкція жили – «Міллікен» (Жила скручується із ізольованих сегментів).

Накладення внутрішнього напівпровідного шару, ізоляції та зовнішнього напівпровідного шару поверх провідника з міді або алюмінію виробляється в один технологічний процес, що забезпечує рівні поверхні розділу та відсутність забруднень.

Ці три шари у поєднанні з житловою утворюють сердечник кабелю. Сердечник кабелю оточений мідним дротяним екраном, що захищає кабель під час прокладання, підтримує нульовий потенціал на поверхні кабелю, несе зарядні струми, що відводить струми при коротких замиканнях і зарядні струми на землю.

Зона екрану з мідних дротів забезпечується поздовжньою водонепроникністю за допомогою водонабухаючого матеріалу так, щоб вода не могла проникнути в кабель під час пошкодження зовнішньої оболонки.

## 9.2 Номенклатура кабелю

Основні сфери застосування кабелів наведені в таблиці 9.2.1

Таблиця 9.2.1 - Сфери застосування кабелів

Марка кабелю	Найменування	Основна сфера застосування
ПвПг (АПвПг)	Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену, з водоблокуючими стрічками, в оболонці з поліетилену високої щільності	Для прокладки в землі незалежно від від ступеня корозійної активності ґрунту (у траншеях або бетонних лотках), якщо кабель захищений від механічних пошкоджень.
ПвП2г (АПвП2г)	Те саме, з алюмополімерною стрічкою	Для прокладки в землі незалежно від ступеня корозійної активності ґрунту (у траншеях або бетонних лотках), а також у воді, якщо кабель захищений від механічних ушкоджень
ПвВ (АПвВ)	Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену, в оболонці з полівінілхлоридного пластикату	Для одиночної прокладки в кабельних спорудах та виробничих приміщеннях, а також у сухих ґрунтах з вологістю менше 14%
ПвВнг (АПвВнг)	Те саме, в оболонці з полівінілхлоридного пластикату зниженої горючості	Для групової прокладки в кабельних спорудах та виробничих приміщеннях, а також у сухих ґрунтах з вологістю менше 14%.

## 9.3 Монтаж кабельних систем

### 9.3.1 Загальні відомості



Монтаж та експлуатація КЛ-110кВ повинні виконуватися відповідно до вимог та чинних нормативних документів:

- правила влаштування електроустановок (ПУЕ);
- правила техніки безпеки під час експлуатації електроустановок;
- правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж;
- СНиП 3.05.06-85 (ДБН Д.2.6-1-2000) «Електротехнічні пристрої» [3].

При прокладанні кабелів повинні також дотримуватись відповідних норм і правил, передбачені іншими нормативними документами, затвердженими чи узгодженими у встановленому порядку.

Прокладка КЛ-110 кВ (або її ділянки) дозволяється тільки після закінчення будівельних робіт, та за наявності узгодженого проекту виконання робіт (ПВР).

Тяжіння кабелів під час прокладки повинно проводитися за допомогою дротяної кабельної панчохи, що закріплюється на оболонці або за струмопровідну жилу за допомогою клинового захвату.

П'ять основних правил укладання кабелю:

1. не перевищувати допустиме тяжіння;
2. не перевищувати допустимий бічний тиск;
3. не укладати кабель із радіусом вигину менше допустимого;
4. не укладати кабель за температури нижчої допустимої;
5. дотримуватись вимог безпеки при проведенні робіт.

Допустимі зусилля тяжіння на всіх ділянках прокладки не повинні перевищувати:

50 Н/мм<sup>2</sup> – для кабелів із мідною жилою;

30 Н/мм<sup>2</sup> – для кабелів із алюмінієвою житловою.

Мінімальний радіус вигину кабелів при прокладці має бути не менше  $15 D_n$  де  $D_n$  - зовнішній діаметр кабелю. З використанням спеціального шаблону за умови попереднього прогрівання кабелю до 20-30 °С допускається мінімальний радіус вигину щонайменше  $7,5 D_n$ .

Кабелі із зовнішньою оболонкою із ПВХ пластикату стійки до впливу зниженої температури навколишнього середовища до мінус 50°C, із зовнішньою оболонкою із поліетилену – до мінус 60°C.

Кабелі слід укладати із запасом по довжині, достатнім для компенсації температурних деформацій кабелів та конструкцій, а також можливих зміщень ґрунту. Вкладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) забороняється.

Кабельні металеві конструкції повинні бути заземлені відповідно до ПУЕ та СНиП 3.05.06-85 [3].

Під час прокладання кабельної лінії, кабелі трьох фаз повинні прокладатися паралельно та розташовуватися трикутником або в одній площині. При прокладанні кабельних ліній безпосередньо у землі кабелі повинні прокладатися у траншеях на глибині 1500 мм і мати знизу підсипання товщиною не менше 100 мм, а зверху засипання товщиною не менше 200 мм шаром піщано-гравійної суміші. Підсипка під кабель шару піщано-гравійної суміші в кабельному колодязі із сполучними муфтами повинна бути визначена в проекті та погоджена з підприємством-виробником муфт.

При розташуванні кабелів трикутником у разі прокладання на повітрі кабелі повинні скріплюватися разом у трикутник у місцях, розташованих по довжині кабельної лінії з кроком від 1,0 до 1,5 м (на вигинах траси – на відстані не більш ніж 0,5 м з обох боків від середини вигину). Скріплення із зазначеним вище кроком має бути по всій кабельній лінії, за винятком ділянок біля сполучних та кінцевих муфт. Скріплення кабелів трьох фаз у трикутник має здійснюватися стрічками, стяжками, хомутами, чи скобами. Крок, тип, конструкція та матеріал кріплень визначаються під час проектування кабельної лінії. Слід враховувати, що кабелі, що прокладаються в землі, не повинні змінювати свого положення при засипанні їх ґрунтом, при необхідно вибрати крок скріплення та скріпити кабелі. Для скріплення кабелів трьох фаз однієї кабельної лінії в трикутник можливо використання хомутів або скоб з магнітних матеріалів (наприклад, сталі) з обов'язковим використанням еластичних прокладок для захисту оболонки кабелю.

Сталеві хомути або скоби повинні мати антикорозійне покриття, розраховане на ефективний захист від корозії на весь термін експлуатації кабельної лінії.

Окремі кабелі повинні прокладатися так, щоб навколо кожного з них не було замкнених металеві контури з магнітних матеріалів. У зв'язку з цим забороняється використання магнітних матеріалів для бандажів, кріпильних або інших виробів (скоб, хомутів, манжет, екранів), що охоплюють кабель по замкнутому контуру. Забороняється прокладати окремі кабелі всередині труб із магнітних матеріалів (наприклад, сталевих чи чавунних). Бірки на кабель рекомендується кріпити капроновими, пластмасовими нитками або дротом із немагнітних металів. (Наприклад, з нержавіючої сталі або міді).

При паралельній прокладці кабелів у площині відстань по горизонталі у світлі між кабелями окремого ланцюга має бути не менше розмір зовнішнього діаметра кабелю. При прокладанні кількох кабелів у траншеї кінці кабелів, призначені для подальшого монтажу сполучних муфт, слід розташовувати за проектом (місця з'єднань в один ряд або зі зсувом) (місця з'єднань на сусідніх кабелях не менше ніж 2 м). При цьому має бути залишений запас кабелю довжиною, необхідної для монтажу муфти, а також укладання дуги компенсатора. Вкладати запас кабелю як кілець (витків) не допускається. Відомості про трасу кабельної лінії, глибину закладення кабелів та розташування кабелів у траншеї, типі покриття кабелів у траншеї, товщині присипки піщано-гравійною сумішшю, а також відстані між паралельно лініями, що прокладаються в траншеї і на повітрі визначаються відповідно до ПУЕ та вимогами підприємств-виробників кабелю та повинні бути вказані у проекті кабельної лінії.

Для монтажу з'єднувальних муфт на трасі кабельної лінії повинні бути підготовлені котловани, співвісні з траншеєю, шириною не менше 2 м одноланцюгової лінії та 3 м для дволанцюгової лінії, глибина котловану не менше 1,5 м. Довжина котловану не менше 6 м. Для багатоланцюгових ліній розміри котлованів визначаються при проектуванні з урахуванням конкретні умови. Не рекомендується розташовувати котловани для муфт над та під комунікаціями, а

також над перекриттями підземних споруд.

Траншеї та кабельні споруди перед прокладанням кабелю повинні бути оглянуті для виявлення місць на трасі, що містять речовини або сміття, що руйнівню діють на оболонку кабелю, у тому числі:

- для кабелів із поліетиленовою оболонкою – місця, забруднені нафтовими оліями з високим вмістом ароматичних вуглеводнів;
- насипний ґрунт, що містить шлак або будівельне сміття;
- ділянки, розташовані ближче 2 м від вигрібних та сміттєвих ям.

При неможливості обходу цих місць (при прокладці в траншеї) кабель повинен бути прокладений у чистому нейтральному ґрунті в безнапірних азбоцементних трубах, покритих зовні і всередині бітумним складом, або трубах із ПВХ із герметичними стиками. При засипанні кабелю нейтральним ґрунтом траншея має бути додатково розширена з обох боків на 0,5-0,6 м і заглиблена на 0,3-0,4 м.

### 9.3.2 Монтаж кабельної лінії 110 кВ

Кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену можуть прокладатися у землі, в залізобетонних лотках, у кабельних приміщеннях (тунелі, галереї, естакади), у трубах. Спосіб прокладання кабелів вибирається на стадії проектування кабельної лінії.

Кабелі мають бути прокладені на глибині не менше 1,5 м. Допускається зменшення глибини прокладки до 0,6 м за умови захисту кабелю від зовнішніх механічних впливів. Відстань між ланцюгами та іншими кабельними лініями мають бути не менше 0,8 м. Кабелі можуть бути прокладені на трасах без обмеження різниці рівнів.

Маршрут та підготовка траси кабельної лінії, глибина закладення кабелів, відстань між окремими лініями визначається при проектуванні відповідно до ПУЕ. В разі відсутності відповідних нормативів у чинній документації необхідно погодити умови прокладання із заводом «Севкабель».

Прокладання кабелів у тунелях, по естакадах та галереям рекомендується при кількості кабелів, що йдуть в одному напрямку більше двадцяти.

Прокладання кабелів у залізобетонних лотках застосовується для забезпечення механічного захисту кабелю за наявності зусиль, що розтягують, в ґрунті, при розрідженні та зміщенні шарів ґрунту, в болотистій місцевості.

При прокладанні кабельних ліній у землі кабелі прокладаються в траншеях і повинні мати знизу підсипку, а зверху засипку з піщано-гравійної суміші.

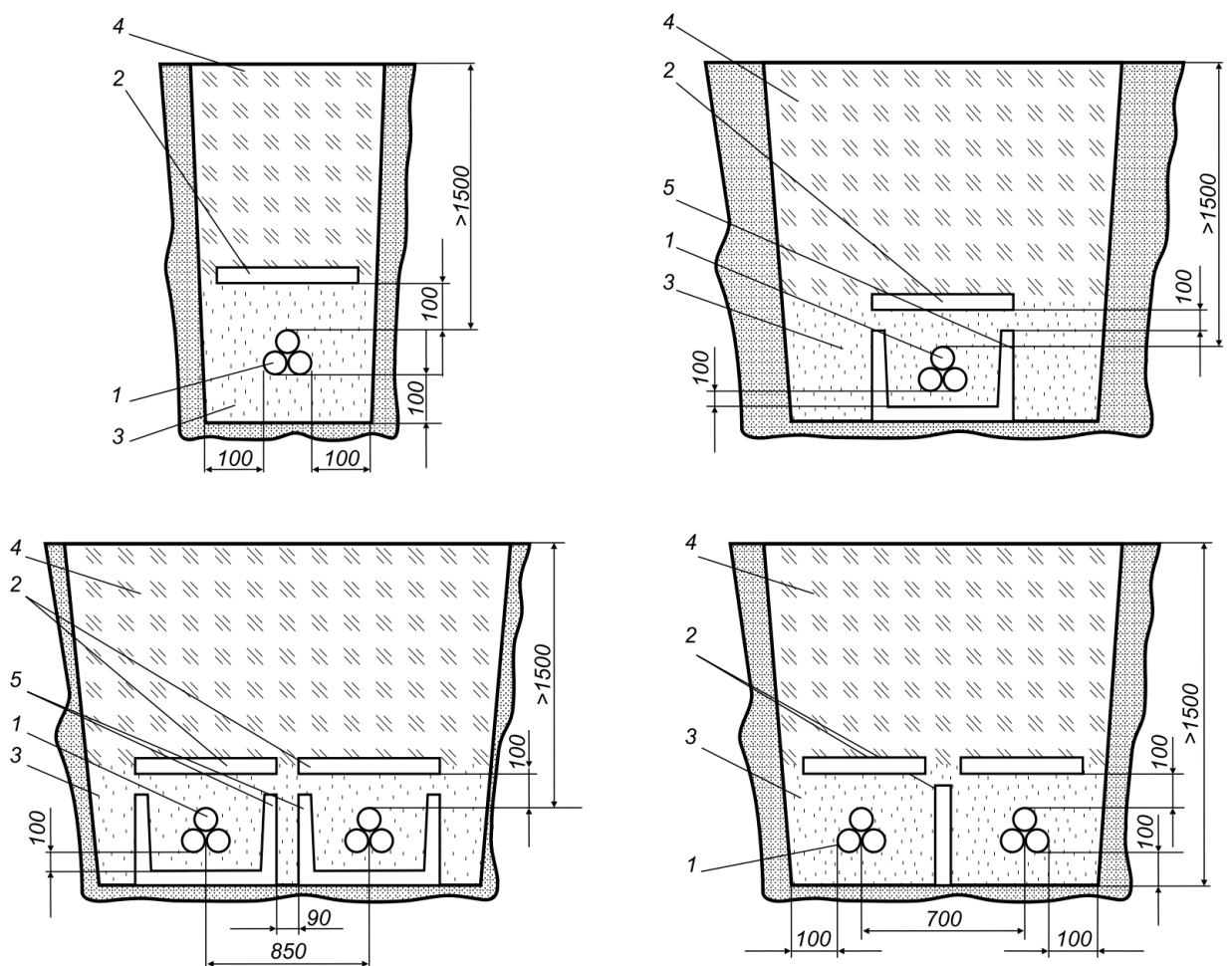


Рисунок 9.3.2.1 – Прокладання кабелю в траншеї  
 1 – кабель 110 кВ; 2 – з/б плита; 3 – піщано-гравійна суміш;  
 4 – ґрунт; 5 – стінки лотків

Кабелі на всьому протязі повинні бути захищені від механічних пошкоджень залізобетонними плитами або цеглою, а також прокладеними на 500-800 мм вище

за пластмасові кабелі. сигнальними стрічками. У разі використання залізобетонних лотків, у залізобетонних лотках виконується підсипка з піщано-гравійної суміші, завтовшки не менше 100 мм. Після прокладання кабелів у лотку зверху виконується засипка піщано-гравійною сумішшю, на висоту не менше 200 мм від верхнього краю кабелю. Зверху лотки закриваються кришками. Рекомендується виконувати засипку в лотках вище за краї стінок лотка на 5 см.

Для захисту кабелів при перетині доріг, інженерних споруд та природних перешкод повинні застосовуватися труби (асбоцементні, керамічні, пластмасові або іншого немагнітного матеріалу).

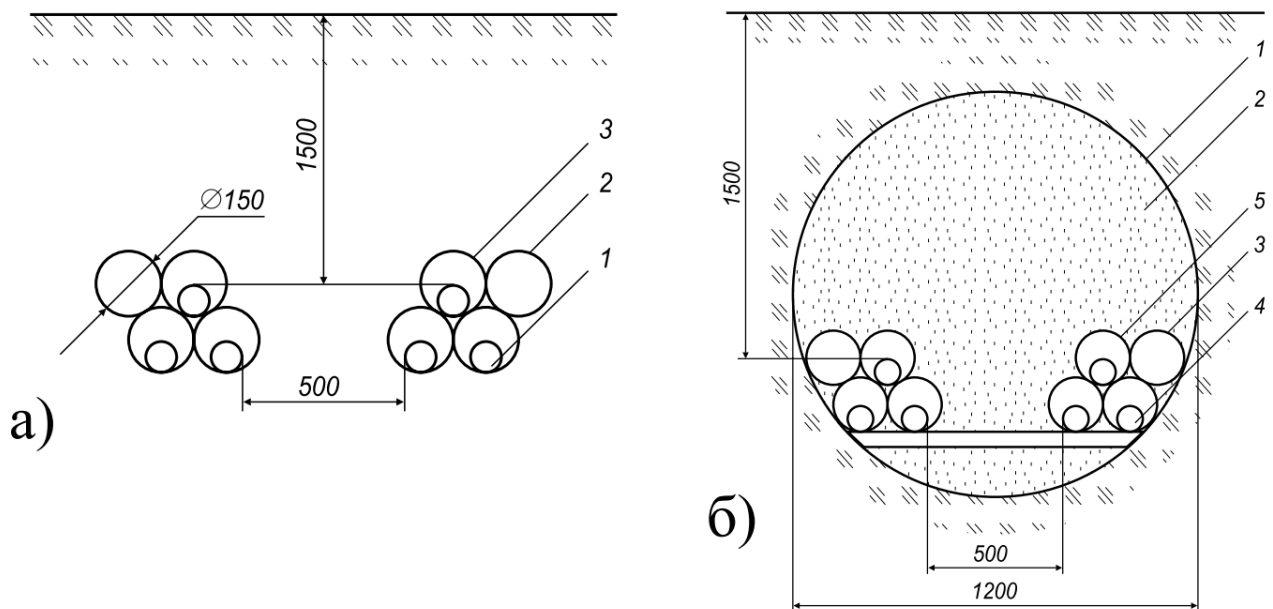


Рисунок 9.3.2.2 – Прокладання кабелю під дорогою

- а) Прохід у трубах під автошляхом:  
 1 – кабель 110 кВ;  
 2 – резервна асбоцементна труба;  
 3 – асбоцементна труба;

- б) Прохід у трубах під залізницею:  
 1 – сталева труба;  
 2 – бетон;  
 3 – резервна асбоцементна труба;  
 4 – кабель 110 кВ;  
 5 – асбоцементна труба

Допускається під час прокладання трьох фаз одного ланцюга в одну трубу використання металевої труби. У цьому випадку рекомендується помістити

всередину металевої труби чотири пластмасові труби (одна резервна), які при тяжінні кабелю захистять його від зачеплення за краї металевої труби.

Внутрішній діаметр труби під час прокладання одного кабелю має бути не менше 1,5 ДН. Внутрішній діаметр труби під час прокладання трьох кабелів трикутником має бути не менше 2,6 ДН.

При прокладанні кабелів з ПЕ оболонкою на повітрі в кабельних спорудах та виробничих приміщеннях проектом має бути передбачено нанесення вогнезахисних покриттів на оболонку.

Кабелі в кабельних спорудах рекомендується прокладати цілими будівельними довжинами, уникаючи застосування сполучних муфт. Сполучні муфти кабелів мають бути розташовані таким чином, щоб доступ до них був максимально зручним.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 10.1 Підготовка до заземлення екранів

#### 10.1.1 Заземлення екранів кабельної лінії з одного кінця

Екрани з'єднуються та безпосередньо заземлюються тільки на одному кінці кабельної лінії. На другому кінці екрани з'єднуються із землею через обмежувач перенапруги (ОПН) [10] (Рис. 2.3).

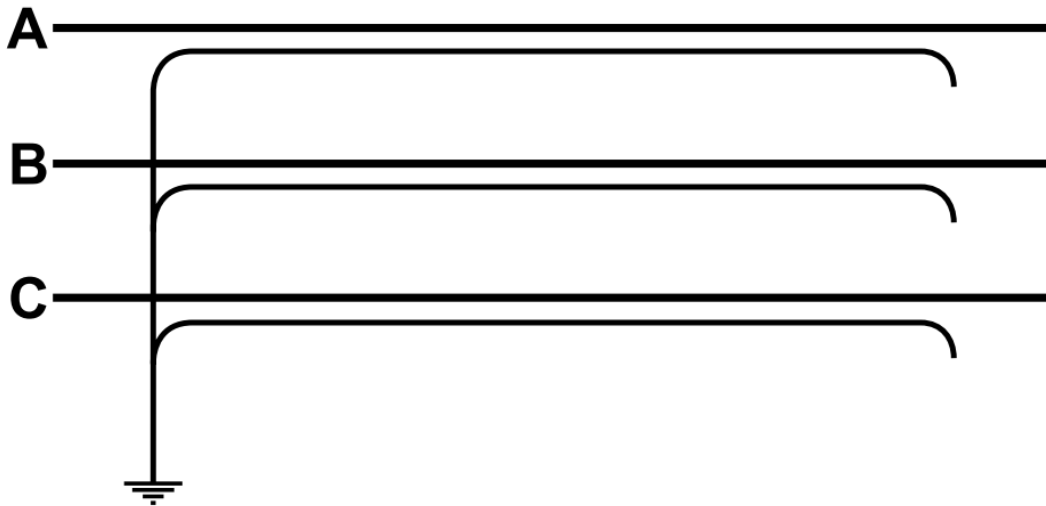


Рисунок 10.1.1.1 - Заземлення мідного екрану з одного кінця лінії

Обмежувачі напруги необхідні, щоб уникнути напруги в кілька кіловольт, яке може виникнути на мідному екрані при короткому замиканні. Неприпустимий дотик людини до незаземленого кінця екрану.

При такому способі заземлення на екранах з'являється наведена напруга  $E$  прямо пропорційна струму, що протікає по кабелю, та довжині кабельної лінії  $L$  (див. нижче). Струм в екрані в нормальному режимі дорівнює "0".

При цьому способі з'єднання екранів втрати в екранах обумовлені вихровими струмами, та їх величина менше, ніж при заземленні екрану способом 1, що дає можливість підвищити довгостроково допустимі струмові навантаження кабелів.

Наведена напруга виникає у мідному екран пропорційно довжині до незаземленого кінця. Довжина такої секції кабелю, тому, обмежується приблизно 500 м.



Якщо заземлювати екрани з одного кінця, то таке рішення дає змогу під час експлуатації КЛ виключити чималі втрати електроенергії в струмопровідних екранах кабелів.

При нормальному режимі роботи на незаземленому кінці екрану наведена напруга не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, в свою чергу яка становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму  $U_{об.випр.}$  для оболонки кабелю:

$$U_{е.н.} = I_{р.макс} \cdot l \cdot X_M < 0,7 \cdot U_{об.випр.} \quad (10.1.1.1)$$

де:

$I_{р.макс}$  – максимальний робочий струм КЛ;

$l$  – довжина КЛ;

$X_M$  – погонний індуктивний опір екрана кабелю за нормального режиму роботи;

$U_{об.випр.}$  – випробувальна напруга постійного струму для оболонки кабелю.

Погонний індуктивний опір екрана кабелю обчислюється:

$$X_M = \omega \cdot M; \quad (10.1.1.2)$$

де:

$\omega$  – циклічна (кутова) частота змінного струму

при частоті  $f = 50$  Гц,  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$  с<sup>-1</sup>;

$M$  – погонний коефіцієнт взаємоіндукції жила-екран, Гн/км.

Коефіцієнт взаємоіндукції  $M$  визначають за формулою:

$$M = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma, \quad (10.1.1.3)$$

де:

$\gamma$  – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі.

У разі нормального трифазного режиму роботи, при прокладанні кабелів за схемою «в трикутник» параметр  $\gamma$  розраховуємо за формулою:

$$\gamma = 0,5 \cdot \ln \left( \beta^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{\beta}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{1}{\beta^2}\right)} \right), \quad (10.1.1.4)$$

де:

$\beta = s/D_e$  – безрозмірний параметр;

$D_e$  – зовнішній діаметр кабелю,  $D_e = 0,039$  м;

$s$  – відстань між центрами жил двох сусідніх кабелів однієї КЛ.

Якщо КЛ прокладати схемою «трикутник» впритул один до одного, то  $s = D_e$ .

За формулами вище (10.1.1.1-10.1.1.4) можемо розраховувати значення на незаземленому кінці екрану наведеної напруги при нормальному трифазному режимі роботи мережі:

$$\beta = \frac{s}{D_e} = \frac{0,039}{0,039} = 1;$$

тоді безрозмірний параметр параметр  $\gamma$  розраховуємо:

$$\gamma = 0,5 \cdot \ln \left( \beta^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{\beta}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{1}{\beta^2}\right)} \right) = 0,5 \cdot \ln \left( 1^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{1}{1^2}\right)} \right) = 0,707;$$

$$M = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 0,707 = 1,4145 \cdot 10^{-4} \text{ Гн/км};$$

$$X_M = \omega \cdot M = 314 \cdot 1,4145 \cdot 10^{-4} = 0,0444 \text{ Ом/км};$$

$$U_{e.n.} = I_{p.макс} \cdot l \cdot X_M = 324,13 \cdot 3,53 \cdot 0,0444 = 50,84 \text{ В};$$

$$U_{e.n.} = I_{p.макс} \cdot l \cdot X_M = 50,84 \text{ В} < 0,7 \cdot U_{об.випр.} = 3500 \text{ В}.$$

В режимі трифазного КЗ наведена на незаземленому кінці екрана напруга не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму  $U_{об.випр.}$  для оболонки кабелю[10]:

$$U_{e.КЗ} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot l \cdot X_M < 0,7 \cdot U_{об.випр.} \quad (10.1.1.5)$$

Розраховуємо значення наведеної на незаземленому кінці екрану напруги для режиму трифазного КЗ (формула 10.1.1.5). Параметр  $\gamma$  для режиму трифазного КЗ розраховується аналогічно режиму нормального трифазного навантаження, тоді:

$$U_{e.КЗ} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot l \cdot X_M = 6890 \cdot 3,53 \cdot 0,0444 = 1080,8 \text{ В};$$

$$U_{e.КЗ} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot l \cdot X_M = 1080,8 \text{ В} < 0,7 \cdot U_{об.випр.} = 3500 \text{ В};$$

Для захисту оболонки кабелю в режимі КЗ на незаземленому кінці екрану передбачається встановлення ОПН. Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

$$U_{e.n.} = I_{p.макс} \cdot l \cdot X_M < U_{доп.} \quad (10.1.1.6)$$

$$U_{e.КЗ} < U_{доп.} \cdot T(t_{кз}) \quad (10.1.1.7)$$

Приймаємо для встановлення на незаземленому кінці екрану ОПН-РТ/TEL-3/3,0УХЛ2 (формули 10.1.1.6-10.1.1.7):

$$U_{e.n.} = 50,84 \text{ В} < U_{доп.} = 3000 \text{ В};$$

$$U_{e.КЗ} = 1080,8 \text{ В} < U_{доп.} \cdot T(t_{кз}) = 3000 \cdot 1 \text{ В}.$$

Значення  $\gamma_{\text{рем}}$  для КЛ в ремонтному режимі розташованої за схемою «в трикутник» розраховується за формулами:

$$\gamma_{\text{рем}} = \ln \left( \frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{\sqrt{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2}} \right),$$

де:  $\alpha = A/D_e$  – безрозмірний параметр;

$D_e$  – зовнішній діаметр кабелю,  $D_e = 0,039$  м;

$A$  – найменша відстань в просвіті між КЛ, що перебуває в робочому режимі і кабелем КЛ, яку виведено в ремонт, оскільки КЛ прокладаються паралельно з відстанню між центрами жил сусідніх КЛ 200мм, то  $A = 0,2 - D_e = 0,2 - 0,039 = 0,161$  м.

За наведеними вище формулами розраховуємо значення напруги наведеної на незаземленому екрані кабелю в ремонтному режимі від протікання струму в суміжній КЛ, яка знаходиться в нормальному робочому режимі:

$$\alpha = \frac{A}{D_e} = \frac{0,161}{0,039} = 4,128;$$

$$\gamma_{\text{рем}} = \ln \left( \frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{\sqrt{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2}} \right) = \ln \left( \frac{0,87 \cdot 1 + 4,128 + 0,5}{\sqrt{0,25 \cdot 1^2 + (0,5 + 4,128)^2}} \right) = 0,1665$$

$$M_{\text{рем}} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{рем}} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 0,1665 = 3,329 \cdot 10^{-5} \text{ Гн/км};$$

$$X_{\text{м.рем}} = \omega \cdot M_{\text{рем}} = 314 \cdot 3,329 \cdot 10^{-5} = 0,0105 \text{ Ом/км};$$

$$U_{\text{е.р.}} = I_{\text{р.макс}} \cdot l \cdot X_{\text{м.рем}} = 324,13 \cdot 3,53 \cdot 0,0105 = 11,97 \text{ В};$$

У разі паралельного прокладання КЛ з одножилльними кабелями, на яких застосоване заземлення екранів з одного кінця, потрібно перевірити наведену напругу на екрані в ремонтному режимі, так як в такому разі на струмопровідному

екрані вимкненої для ремонту КЛ може наводитися напруга  $U_{e.p.}$  від суміжної КЛ, яка знаходиться в нормальному (трифазному) режимі симетричного навантаження [10].

Наведена напруга на незаземленому екрані кабелю в ремонтному режимі КЛ  $U_{e.p.}$  до накладання тимчасового заземлення екрана не повинна бути більшою ніж 24 В:

$$U_{e.p.} = I_{p.макс} \cdot l \cdot X_M \leq 24 \text{ В}, \quad (10.1.1.8)$$

де:

$I_{p.макс}$  – максимальний робочий струм КЛ, що залишається в роботі

За формулою 10.1.1.8:

$$U_{e.н.} = 11,97 \text{ В} < 24 \text{ В}.$$

Оскільки умова перевірки виконується, то експлуатація КЛ в ремонтному режимі, при дотриманні всіх правил безпечна.

#### 10.1.2 Заземлення екранів кабельної лінії з обох кінців

Загальноприйнята схема заземлення екранів застосовується для коротких ліній з незначною наведеною напругою на екрані кабелю. Напруга в точках приєднання до контуру заземлення дорівнює нулю, струм екрані значний.

При цьому мідні екрани трьох фаз з'єднуються та заземлюються з двох сторін кабельної лінії, при цьому ефект додаткових втрат мідного екрана буде повним (рис. 10.1.2) [10].

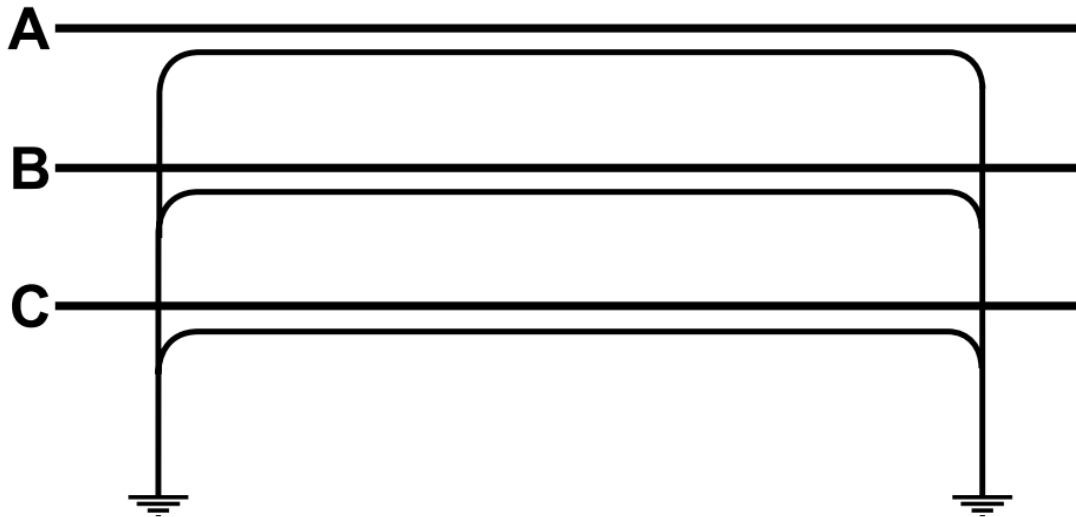


Рисунок 10.1.2 - Заземлення мідних екранів з двох кінців лінії

Втрати енергії в екрані при такому способі заземлення обумовлені струмами, що циркулюють екрану. Ці втрати менші при прокладанні кабелів трикутником, ніж при прокладанні у площині.

Для мідного екрана питомий активний опір при  $20^{\circ}\text{C}$  рівний:  
 $R_{20}=0,727$  Ом/км.

Питомий активний опір екрану за температури  $T=70^{\circ}\text{C}$  розраховуємо за формулою:

$$R_{70} = R_{20} \cdot \frac{242,5+T}{262,5} = 0,727 \cdot \frac{242,5+70}{262,5} = 0,866 \text{ Ом/км.}$$

Отже наведений струм екрана згідно формули:

$$I_e = I_{\text{розр.макс}} \cdot \sqrt{\frac{0,0019}{R_{70}^2 + 0,0019}}, \quad (10.1.2.1)$$

$$I_e = 324,13 \cdot \sqrt{\frac{0,0019}{0,866^2 + 0,0019}} = 16,3 \text{ А.}$$

При протіканні струму наведення в екрані кабелю як результат призводить до зменшення пропускної здатності робочої жили кабелю та втрат електроенергії.

## 10.2 Заходи безпеки

При виконанні робіт з прокладання кабельних ліній, транспортування кабелю та вантажорозвантажувальних роботах слід дотримуватися правил техніки безпеки згідно з наступними документів [11]:

- правила техніки безпеки при електромонтажних та налагоджувальних роботах;
- міжгалузеві правила з охорони праці (правила безпеки) під час експлуатації електроустановок;
- СНиП 111-4-SO «Техніка безпеки у будівництві»;
- правила пожежної безпеки;
- правила безпеки при роботі з інструментом та приладдям.

У випадках, коли монтаж з'єднань дроту заземлення повинен проводитися в умовах, не передбачених зазначеними вище правилами, повинні бути розроблені та затверджені додаткові заходи безпеки у проекті виконання робіт.

### 10.3 Вимоги до електромонтажних організаціям

Перед початком робіт з монтажу кабелю необхідно провести інструктаж персоналу, який займатиметься монтажем.

Повинен бути забезпечений надійний зв'язок між персоналом при кабельному барабані, проміжних вхідних отворах, кутах повороту, кінці кабелю та на лебідці. Зв'язок необхідний для координації робіт та їх виконання належним чином. Зазвичай використовуються бездротові радіостанції. Обладнання, що використовується, повинно мати високу надійність та бути повністю перевірено перед операцією укладання кабелю.

Прокладку КЛ-110 кВ має виконувати спеціалізована монтажна організація, яка має відповідне обладнання для прокладання КЛ, спеціалізований інструмент, необхідний матеріал, а також кваліфікований персонал, який пройшов відповідне навчання та допущений до проведення цих робіт на підставі відповідних сертифікатів.

Після огляду траси та пред'явлення всіх необхідних сертифікатів (паспортів) на використанні матеріали за наявності на об'єкті необхідних інструментів та матеріалів представник монтажної організації (головний інженер) дає дозвіл на прокладку кабелю.

#### 10.4 Методика прокладання кабелю

Спосіб прокладання визначається при складанні ПВР [2].

Зразкова схема розміщення робочих при протяжці кабелю (остаточно визначається ПВР) [11]:

- барабан – 2 особи;
- рольганги на сході кабелю з барабана – 2 особи;
- спуск кабелю в траншею (вхід, вихід із тунелю) – 1 особа;
- на лебідці – 2 особи;
- супровід кінця кабелю – 2 особи;
- на кожному розі повороту – 1 людина;
- на кожному проході в трубах через перегородки чи перекриття, біля входу в камеру чи будівлю – 1 особа;
- на прямих ділянках – за потребою.

При одночасному тяжінні трьох кабелів (якщо це передбачено проектом) за пристроєм для групування кабелів повинні бути 2 людини для скріплення кабелю в трикутник.

Керівник робіт супроводжує рух кінця кабелю трасою. Після розстановки робітників та випробування зв'язку команду на включення лебідки під час протягування дає керівник робіт. Команду на зупинку лебідки може дати будь-який, хто помітив неполадки при протяжки.

Швидкість прокладки не повинна перевищувати 20 м/хв. і має вибиратися залежно від характеру траси, погодних умов та зусиль тяжіння.

Якщо зусилля тяжіння перевищує допустиму величину, необхідно зупинити



прокладку та перевірити правильність встановлення та справність лінійних та кутових роликів, наявність мастила (води) у трубах, а також перевірити можливість заклинювання кабелю у трубах. Подальша протяжка кабелю можлива лише після усунення причин перевищення допустимих зусиль тяжіння.

Якщо протягування перервано, то повторне початок тяжіння має виконуватися з малим прискоренням, щоб уникнути великого зусилля тяжіння.

Барабан з кабелем необхідно підгальмовувати так, щоб не було ривків, ослаблення та провисання витків кабелю, і в той же час не створювати надмірних зусиль гальмування. При спуску кабелю в траншею або вході в тунель необхідно стежити, щоб кабель не зісковзував з роликів, не терся об труби та стінки у проходах.

На вході до азбоцементних, керамічних або пластмасові труби необхідно стежити за тим, щоб не ушкоджувалися захисні покриття кабелів.

У разі пошкодження оболонки кабелю необхідно зупинити прокладку, оглянути місце пошкодження у присутності шеф-інженера, який приймає рішення про спосіб ремонту оболонки. Скласти Акт про пошкодження оболонки кабелю.

Супроводжуючі кінець кабелю повинні стежити за тим, щоб кабель йшов по роликах, при необхідності підправляти ролики, а також направляти кінець кабелю спеціальним гаком. Кабель витягується таким чином, щоб при укладанні його за проектом відстань від верху кінцевої муфти або від умовного центру сполучної муфти був надлишок довжини не менше 2 м. Рішення про запас кабелю приймає шеф-інженер. Кінці кабелю після відрізання повинні бути ущільнені термоусаджувальними капами для запобігання проникненню вологи/

## 10.5 Розкочування кабелів

Розкочування кабелів може здійснюватися з рухомого кабельного транспортера, автомобіля або трубоукладача в тих випадках, коли механізм може вільно рухатися вздовж траси і коли в траншеї немає споруд, які потребують протяжки через них кабелів (труби, підземні споруди) [11].

Швидкість руху механізму при розкочуванні кабелів повинна бути в межах 0,6-1 км/год, при цьому відстань між краєм траншеї та колесом механізму має бути не менше глибини траншеї, помноженої на коефіцієнт 1,25.

При розкочуванні не можна допускати ривків кабелю при сході з барабана, які можуть призвести до пошкодження кабелю. Для цього необхідно стежити, щоб кабель плавно змотувався з барабана і мав провис.

При розкочуванні кабелю по дну траншеї слідом за кабелем повинні рухатися робітники, які приймають кабель, що змотується з барабана, і укладають його на дно траншеї.

#### 10.6 Випробування оболонки кабелів

Оболонка кабелю після прокладки має бути випробувана напругою 10 кВ постійного струму, прикладеним між металевим екраном та заземлювач протягом 1 хвилини.

Після випробування оболонки постійним струмом необхідно заземлити струмопровідну жилу та мідний екран тимчасово щонайменше 1 год.

При випробуванні оболонки напруга повинна плавно підніматися до максимального значення та підтримуватись постійним протягом усього періоду випробувань. Відліковий час програми напруги вважається з моменту встановлення його максимального значення.

Кабельна оболонка вважається витриманою випробування, якщо під час випробувань: не відбулося пробую, а також зростання струму витоку в період витримки під напругою і не спостерігалось різких стрибків струму.

При помітному зростанні струму витоку або появі стрибків струму тривалість випробування слід збільшити у 2 рази. При подальшому наростанні струмів витоку або збільшення кількості стрибків струму випробування слід вести до пробую оболонки кабельної лінії.

Для своєчасного виявлення можливих пошкоджень випробування оболонки проводяться відразу після прокладання будівельних довжин на ділянках між колодязями або на окремих ділянках кабельної лінії з прокладеним кабелем та змонтованими муфтами. Випробування проводяться також після повного монтажу всієї кабельної лінії. Якщо оболонка кабелю не витримала випробування або спостерігалось збільшення значення струму витoku більше 300мкА, слід негайно розпочати пошук та усунення пошкодження.

У процесі огляду складається відповідний акт, і шеф-інженер приймає рішення про можливість ремонту оболонки кабелю. Після ремонту випробування потрібно повторити.

Пластмасові оболонки кабелів, прокладених повітря, не відчувають. Після ремонту оболонки кабелю до кабельного журналу необхідно внести дані про дату ремонту, місце розташування дефектної ділянки на трасі, фотографію місця ремонту, опис дефекту та проведених ремонтних робіт, а також найменування монтажної організації та прізвища монтажників.

#### 10.6 Випробування основної ізоляції кабелю

У кабельних лініях із ізоляцією зі зшитого поліетилену після монтажу випробувань піддаються основна ізоляція та оболонка кабелю.

В даний час в Україні лабораторії з можливістю випробування КЛ 110 кВ методом часткових розрядів є лише у заводів виробників. Кожна будівельна довжина виробленого кабелю проходить випробування згідно стандартів МЭК 60840.

Після монтажу кабельної лінії кожна фаза та змонтована на ній арматура повинні пройти випробування змінною напругою 110 кВ частотою 50 Гц.

Випробування ізоляції струмоведучої жили кабелю 110 кВ рекомендується проводити включенням кабельної лінії у мережу без навантаження під робоче напруга. За відсутності зауважень до роботи Лінії протягом 24 годин кабельна лінія вважається минулою випробування.

Не допускається випробування основної ізоляції кабелю постійною напругою, а також відчувати основну ізоляцію кабелю підвищеним напругою після прокладки, оскільки підвищена напруга може призвести до прискореного старіння основної ізоляції. У разі порушення цього пункту завод-виробник кабелю вправі зняти кабель із гарантії.

Якщо в процесі експлуатації кабельна лінія працює в нормальному режимі, аварійних ситуацій та відключень не відбувається, то проведення міжремонтних випробувань не потрібне.

## ВИСНОВКИ

В дипломній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ з заживленням нових споживачів та приєднанні нових підстанцій.

За результатами розрахунків, маємо:

- що при сумарній активній потужності генерації 126,762 МВт, спроектована мережа має малі втрати активної потужності – 2,5 МВт. Повні витрати на введення в експлуатацію мережі терміном за 3 роки складає 264 341,51 тис. грн що є економічно вигідним для вкладання коштів.
- дана схема розвитку мережі характеризується високою ефективністю оскільки її рентабельність становить 0.15, а оптимальний термін окупності становить 6,28 років.

Для отримання вищевказаних результатів, згідно технічного завдання (ТЗ) яке видається керівником магістерської роботи, до схеми яка вже введена в експлуатацію необхідно підключити нових споживачів (вузли 701, 703 та 704) та фотовольтаїчну електричну станцію (вузол 702). Згідно до категорії споживачів, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях, що в свою чергу забезпечує надійність та безперебійність електропостачання в мережі.

Для спроектованих ПС (701,702,703,704) було обрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», з можливістю подальшого розвитку.

У вузлах 103 та 110, запропоновано замість анкерної опори встановити відгалужувальну, що в свою чергу економить кошти на облаштування допоміжного РП.

Розрахунки були проведені за допомогою симплекс-методу (проведено перебір всіх існуючих варіантів побудови мережі завдяки методу динамічного програмування) та , як результат, було обрано найбільш економічно вигідний.

Розраховано актуальність використання РПН для підтримання робочого рівня напруги (максимальному, аварійному та максимальних навантажень). Для цього

було перевірено мережу на основні параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо,

Також в розділі «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях», було розглянуто питання заземлення екрану як з одного кінця кабельної лінії, так і з двох, а також було доведено розрахунками що експлуатація проектованої лінії в ремонтному режимі при дотриманні всіх правил є безпечною. Також прокладання кабелю виконуватиметься «трикутником» або при прокладанні у площині буде використовуватись метод транспозиції, що суттєво зменшить втрати електроенергії при експлуатації.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».
4. Надежность электрических систем (Розанов М.Н.). – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні (Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В.). – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі» (Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А.). – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник (Остапчук Ж.І., Тептя В.В.). – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок.
9. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».
10. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах. – Є.А. Бондаренко, В.М. Кутін, П.Д. Лежнюк.
11. Типовой альбом А10-2011. Прокладка кабелей в блочной канализации с применением двухстенных гофрированных труб, – ОАО «НИПИ «Тяжпромэлектропроект» и ЗАО «Диэлектрические кабельные системы» (Типовий альбом А10-2011. Прокладання кабелів у блочній каналізації із застосуванням двошарових гофрованих труб, – ВАТ «НДПІ «Важпромелектропроект» і ЗАТ «Діелектричні кабельні системи»).

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Тема роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням збільшених ліній

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МБР)

Підрозділ: кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unisheck

Оригінальність 84,6% Схожість 15,4%

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 створення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку



Гуцько І.О.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи



Орловська Л.О.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи



Собчук Н.В.

(прізвище, ініціали)



Ім'я користувача:  
Гулько І.О. ЕСС

ID перевірки:  
1013289765

Дата перевірки:  
13.12.2022 14:25:40 EET

Тип перевірки:  
Doc vs Internet

Дата звіту:  
13.12.2022 14:36:19 EET

ID користувача:  
61410

Назва документа: МКР\_ECM\_ОрловськаЛО (1)

Кількість сторінок: 71 Кількість слів: 10507 Кількість символів: 73205 Розмір файлу: 2.32 MB ID файлу: 1013048290

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 15.4% Схожість

Найбільша схожість: 3.24% з Інтернет-джерелом (<https://ua-referat.com/uploaded/rozrahunok-rejimu-isnuyuchoyi-mer...>)

15.4% Джерела з Інтернету

294

Сторінка 73

Пошук збігів з Бібліотекою не проводився

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0% Вилучень

Немає вилучених джерел

## Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

133

Підозріле форматування

12  
сторінок

**ДОДАТОК Б**

**Технічне завдання МКР**

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завдувач кафедри ЕСС

Д.т.н., професор Комар В.О.

  
\_\_\_\_\_

" 11 " 09 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням кабельних ліній»**

08-13. МКР.006.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

  
Собчук Н.В.

Магістрант-групи ЕСМ-21/м

  
Орловська Л.О.

Вінниця-2022 р.

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

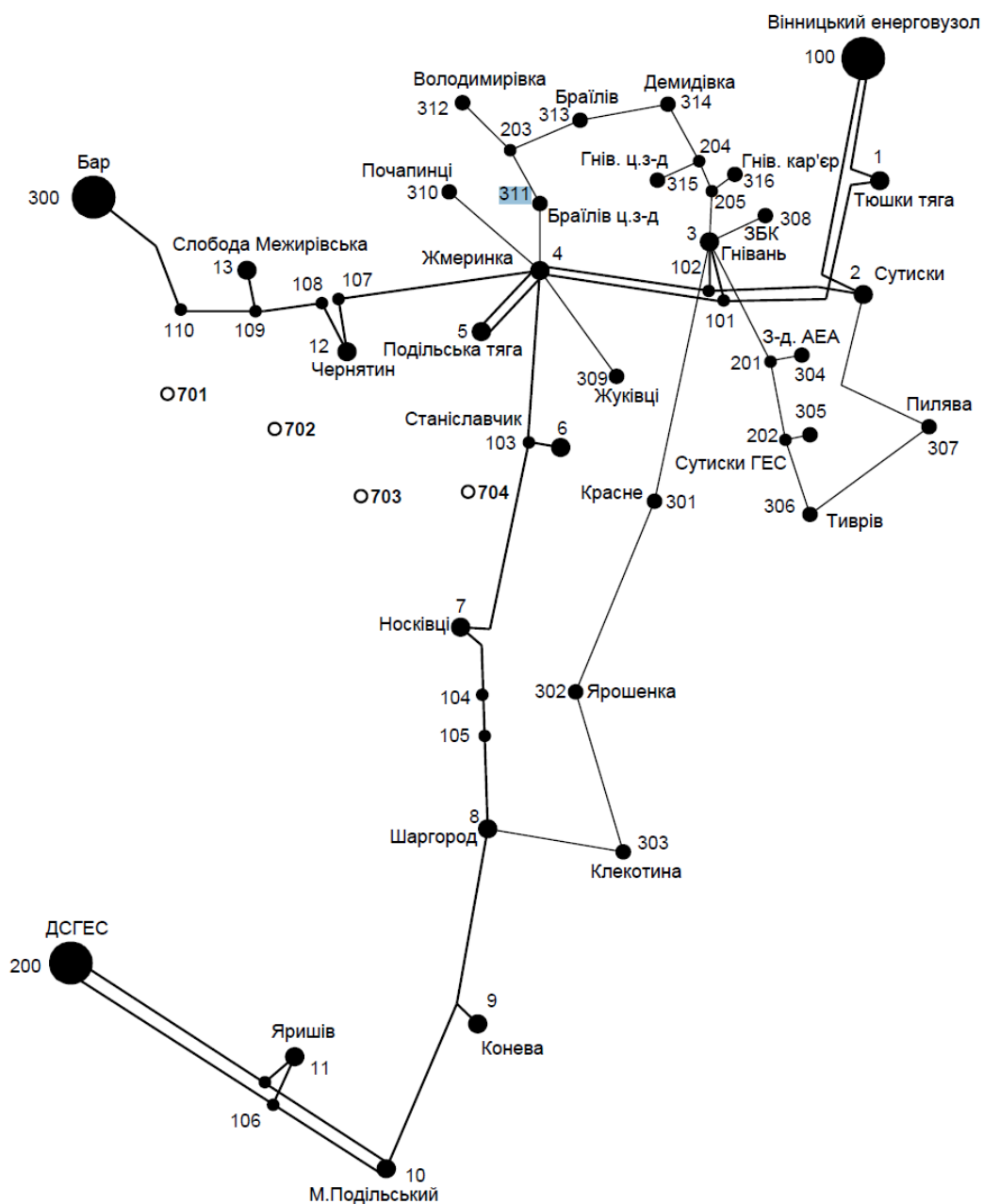
- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### **2. Мета і призначення МКР**

- а) мета – розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

### **3. Вихідні дані для виконання МКР**

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1. Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2.



**Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі**

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 345 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	8,5	9,5	12,5	3,0
cos φ	0,89	0,89	0,87	0,9
Категорія споживачів	I,II	I,II	II	I,II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	96	97	98	99	100

Таблиця 3 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівіль	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівіль	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2□5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2□22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2□1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2□16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівіль – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70

302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця 4 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_N$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладжинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8+ j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0+ j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1

7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

#### 4. Вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;
- метод поконтурної оптимізації

#### 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання			Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина			Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі			розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування			розділ 3
5	Пристрої заземлення в електричній мережі			розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту			розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації			пояснювальна записка, презентація

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

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відзив наукового керівника, відзив опонента, протоколи складання державних екзаменів, 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 Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

#### **9. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.108 МВт / 1168.814 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.272 МВт / 2.693 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.825 МВт / 7.541 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.968 МВт / 28.787 млн.кВт\*г (2.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.334	-8.932	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.000	-0.21
101	101	0.000	0.000	115.085	-0.19
102	102	0.000	0.000	114.536	-0.41
104	104	0.000	0.000	114.137	-0.53
5	Тульчин	0.000	0.000	113.846	-0.59
3	Брацлав	0.000	0.000	114.072	-0.54
2	Немирів	0.000	0.000	114.267	-0.51
103	103	0.000	0.000	114.226	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.702	-1.26
105	105	0.000	0.000	115.288	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.252	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.265	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-76.972	-41.395	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.867	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.621	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.627	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.584	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.554	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.073	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.438	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.496	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.496	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.732	-2.45
2001010		3.340	1.520	10.794	-1.82
201		0.000	0.000	112.932	-1.84
202		0.000	0.000	112.932	-1.84
2002035		0.000	0.000	37.808	-1.84
2002010		3.340	1.520	10.794	-1.82

3001010		2.700	1.300	10.618	-3.15
4001010		6.145	3.485	10.259	-1.54
4002010		6.145	3.485	10.259	-1.53
	501	0.000	0.000	112.300	-1.89
5001035		0.000	0.000	37.575	-1.88
5001010		3.020	1.630	10.696	-2.16
	502	0.000	0.000	111.957	-2.19
5002035		0.000	0.000	37.575	-1.88
5002010		3.020	1.630	10.696	-2.16
	601	0.000	0.000	108.865	-2.70
6001010		8.840	5.245	10.305	-3.60
	602	0.000	0.000	108.865	-2.70
6002010		8.840	5.245	10.305	-3.60
7001010		3.450	1.770	10.288	-4.64
	801	0.000	0.000	109.111	-2.77
8001027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010		7.655	4.340	10.347	-3.56
	802	0.000	0.000	109.111	-2.77
8002027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010		7.655	4.340	10.347	-3.56
9001010		3.230	1.560	10.628	-3.32
	1001	0.000	0.000	110.252	-2.66
10001035		0.000	0.000	36.911	-2.66
10001010		2.695	1.600	10.415	-3.69
	1002	0.000	0.000	110.252	-2.66
10002035		0.000	0.000	36.911	-2.66
10002010		2.695	1.600	10.415	-3.69
11001010		3.670	1.980	10.159	-5.21
	1201	0.000	0.000	108.056	-3.78
12001035		0.000	0.000	36.178	-3.78
12001010		5.715	2.765	10.200	-5.13
	1202	0.000	0.000	108.066	-3.78
12002035		0.000	0.000	36.178	-3.78
12002010		5.715	2.765	10.201	-5.13
13001010		3.560	2.020	10.096	-5.29
	2001035	0.000	0.000	37.808	-1.84
	6001027	0.000	0.000	26.032	-2.70
	6002027	0.000	0.000	26.032	-2.70

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.754	4.201	9.733	4.154	0.021	0.047	0.053	0.416
101	102	7.343	3.725	7.323	3.679	0.021	0.046	0.041	0.551
102	104	7.323	4.374	7.306	4.344	0.016	0.030	0.043	0.401
104	5	4.585	3.501	4.577	3.487	0.008	0.014	0.029	0.292
5	103	-2.769	-2.419	-2.776	-2.431	0.006	0.011	-0.019	-0.381
103	2	-2.776	-1.846	-2.776	-1.848	0.001	0.001	-0.017	-0.041
2	100	-9.519	-4.596	-9.580	-4.732	0.061	0.135	-0.053	-1.238
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389
201	2001035	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
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389

202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.07
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
5	105	-16.900	-7.925	-17.040	-8.181	0.140	0.255	-0.094	-1.448
105	200	-25.945	-13.455	-25.976	-13.511	0.031	0.057	-0.146	-0.212
105	4	8.904	5.781	8.902	5.778	0.002	0.003	0.053	0.036
4	106	-3.465	-2.067	-3.466	-2.067	0.000	0.000	-0.020	-0.014
106	200	-27.837	-15.373	-27.874	-15.441	0.037	0.067	-0.159	-0.235
106	7	24.372	14.044	23.903	13.187	0.467	0.854	0.141	3.421
7	8	20.426	11.977	20.278	11.707	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.877	2.191	4.873	2.184	0.004	0.007	0.028	0.127
107	12	1.284	0.202	1.283	0.201	0.001	0.001	0.007	0.060
12	11	-10.221	-5.951	-10.259	-6.021	0.038	0.069	-0.062	-0.645
11	108	-13.960	-7.665	-14.081	-7.885	0.120	0.220	-0.083	-1.500
108	10	-14.081	-7.393	-14.083	-7.397	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.527	-11.180	-19.533	-11.187	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.533	-10.661	-19.777	-11.108	0.243	0.445	-0.114	-2.190
9	200	-23.031	-12.277	-23.122	-12.443	0.090	0.165	-0.131	-0.698
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1001	10001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.604
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.196	5.788	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.601
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000

502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.303
5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.148	0.023	1.965
502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.492
1	1001010	2.377	1.344	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.896
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.146	11.907	17.778	11.374	0.367	0.532	0.110	3.165
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085
104	3	2.721	1.441	2.720	1.440	0.001	0.001	0.016	0.066
3	3001010	2.709	1.460	2.698	1.299	0.011	0.160	0.016	3.218

---

## ДОДАТОК Г

### 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.: 121.946 МВт / 1070.800 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.599 МВт / 5.250 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.960 МВт / 8.821 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.806 МВт / 27.134 млн.кВт\*г (2.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.929	-7.113	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.084	-0.20
101	101	0.000	0.000	115.169	-0.18
102	102	0.000	0.000	114.756	-0.38
104	104	0.000	0.000	114.443	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	114.023	-0.57
3	Брацлав	0.000	0.000	114.470	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	114.364	-0.50
103	103	0.000	0.000	114.332	-0.51
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.884	-1.23
105	105	0.000	0.000	115.298	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.259	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.271	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.959	-50.782	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.871	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.625	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.628	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.586	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.556	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.076	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.441	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.500	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.499	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.741	-2.43
2001010		3.340	1.520	10.803	-1.81
201		0.000	0.000	113.030	-1.83
202		0.000	0.000	113.030	-1.83
2002035		0.000	0.000	37.841	-1.83
2002010		3.340	1.520	10.803	-1.81
3001010		2.700	1.300	10.658	-3.10

4001010	6.145	3.485	10.260	-1.53
4002010	6.145	3.485	10.260	-1.53
501	0.000	0.000	112.479	-1.86
5001035	0.000	0.000	37.635	-1.85
5001010	3.020	1.630	10.713	-2.13
502	0.000	0.000	112.136	-2.17
5002035	0.000	0.000	37.635	-1.85
5002010	3.020	1.630	10.713	-2.13
601	0.000	0.000	109.050	-2.67
6001010	8.840	5.245	10.323	-3.57
602	0.000	0.000	109.050	-2.67
6002010	8.840	5.245	10.323	-3.57
7001010	3.450	1.770	10.288	-4.64
801	0.000	0.000	109.115	-2.77
8001027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010	7.655	4.340	10.348	-3.55
802	0.000	0.000	109.115	-2.77
8002027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010	7.655	4.340	10.348	-3.55
9001010	3.230	1.560	10.628	-3.32
1001	0.000	0.000	110.253	-2.66
0001035	0.000	0.000	36.911	-2.66
0001010	2.695	1.600	10.415	-3.69
1002	0.000	0.000	110.253	-2.66
0002035	0.000	0.000	36.911	-2.66
0002010	2.695	1.600	10.415	-3.69
1001010	3.670	1.980	10.159	-5.21
1201	0.000	0.000	108.059	-3.78
2001035	0.000	0.000	36.179	-3.78
2001010	5.715	2.765	10.201	-5.13
1202	0.000	0.000	108.069	-3.78
2002035	0.000	0.000	36.179	-3.78
2002010	5.715	2.765	10.201	-5.13
3001010	3.560	2.020	10.096	-5.29
2001035	0.000	0.000	37.841	-1.83
6001027	0.000	0.000	26.076	-2.67
6002027	0.000	0.000	26.076	-2.67

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.761	2.905	8.745	2.870	0.016	0.036	0.046	0.331
101	102	6.356	2.443	6.342	2.411	0.014	0.031	0.034	0.415
102	104	6.342	3.109	6.331	3.089	0.011	0.021	0.035	0.314
104	5	6.162	5.329	6.146	5.301	0.015	0.028	0.041	0.422
5	103	-2.365	-1.916	-2.369	-1.924	0.004	0.008	-0.015	-0.311
103	2	-2.369	-1.339	-2.370	-1.340	0.000	0.001	-0.014	-0.032
2	100	-9.113	-4.087	-9.167	-4.208	0.054	0.120	-0.050	-1.140
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
201	2001035	-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
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079

2002010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
5	105	-15.734	-6.602	-15.851	-6.816	0.116	0.213	-0.086	-1.281
105	200	-25.208	-12.553	-25.237	-12.606	0.029	0.053	-0.141	-0.202
105	4	9.357	6.245	9.355	6.242	0.003	0.003	0.056	0.039
4	106	-3.013	-1.603	-3.013	-1.603	0.000	0.000	-0.017	-0.011
106	200	-27.392	-14.916	-27.427	-14.981	0.035	0.064	-0.156	-0.229
106	7	24.379	14.050	23.910	13.193	0.467	0.854	0.141	3.422
7	8	20.432	11.983	20.284	11.713	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.883	2.197	4.880	2.190	0.004	0.007	0.028	0.128
107	12	1.290	0.209	1.289	0.208	0.001	0.001	0.007	0.061
12	11	-10.215	-5.945	-10.253	-6.014	0.038	0.069	-0.062	-0.644
11	108	-13.954	-7.658	-14.074	-7.879	0.120	0.219	-0.083	-1.499
108	10	-14.074	-7.386	-14.077	-7.390	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.521	-11.173	-19.526	-11.181	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.526	-10.655	-19.770	-11.101	0.243	0.444	-0.114	-2.189
9	200	-23.024	-12.270	-23.115	-12.436	0.090	0.165	-0.131	-0.697
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1001	10001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.603
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.196	5.789	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.597
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000



502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.302
5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.147	0.023	1.961
502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.491
104	3	0.169	-1.639	0.169	-1.640	0.000	0.000	0.008	-0.026
3	5031	-6.350	-4.157	-6.355	-4.170	0.004	0.013	-0.038	-0.162
5031	5021	-14.49	-2.134	-14.513	-2.199	0.023	0.065	-0.074	-0.257
5021	5011	-2.593	-2.722	-2.595	-2.727	0.002	0.005	-0.019	-0.141
5011	200	-16.14	-10.665	-16.180	-10.75	0.033	0.094	-0.097	-0.475
5011	5011001	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5021	5021001	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5031	5031001	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5041	5041001	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
1	1001010	2.377	1.343	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.892
3	3001010	2.709	1.459	2.698	1.299	0.011	0.159	0.015	3.202
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
3	5041	3.799	1.325	3.798	1.323	0.001	0.002	0.020	0.047
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.145	11.901	17.778	11.370	0.366	0.530	0.110	3.159
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085

---

## ДОДАТОК Д

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.: 122.160 МВт / 1072.985 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.541 МВт / 4.736 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.401 МВт / 3.979 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.942 МВт / 8.715 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.020 МВт / 29.319 млн.кВт\*г (2.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.953	-7.544	110.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	109.550	-0.21
101	101	0.000	0.000	109.640	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.193	-0.42
104	104	0.000	0.000	108.860	-0.54
5	Тульчин	0.000	0.000	108.416	-0.63
3	Брацлав	0.000	0.000	108.889	-0.56
2	Немирів	0.000	0.000	108.781	-0.54
103	103	0.000	0.000	108.746	-0.56
6	Рахни тяга	0.000	0.000	105.084	-1.35
105	105	0.000	0.000	109.784	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.743	-0.08
106	106	0.000	0.000	109.755	-0.08
200	Ладжинська ТЕС	-92.150	-52.601	110.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	106.117	-1.25
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.788	-1.68
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.253	-0.25
109	109	0.000	0.000	106.922	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	106.876	-1.02
108	108	0.000	0.000	106.844	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	105.261	-1.55
12	Крижопіль	0.000	0.000	104.586	-1.77
107	107	0.000	0.000	104.652	-1.73
13	Вапнярка	0.000	0.000	104.652	-1.73
1001010		2.370	1.220	10.196	-2.69
2001010		3.340	1.520	10.262	-1.99
201		0.000	0.000	107.373	-2.02
202		0.000	0.000	107.373	-2.02
2002035		0.000	0.000	35.947	-2.02
2002010		3.340	1.520	10.262	-1.99
3001010		2.700	1.300	10.107	-3.43
4001010		6.145	3.485	9.752	-1.69
4002010		6.145	3.485	9.752	-1.69

501	0.000	0.000	106.785	-2.06
5001035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5001010	3.020	1.630	10.166	-2.36
502	0.000	0.000	106.423	-2.39
5002035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5002010	3.020	1.630	10.166	-2.36
601	0.000	0.000	103.133	-2.95
6001010	8.840	5.245	9.750	-3.96
602	0.000	0.000	103.133	-2.95
6002010	8.840	5.245	9.750	-3.96
7001010	3.450	1.770	9.711	-5.16
801	0.000	0.000	103.182	-3.07
8001027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8001010	7.655	4.340	9.775	-3.94
802	0.000	0.000	103.182	-3.07
8002027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8002010	7.655	4.340	9.775	-3.94
9001010	3.230	1.560	10.076	-3.68
1001	0.000	0.000	104.395	-2.94
10001035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10001010	2.695	1.600	9.847	-4.09
1002	0.000	0.000	104.395	-2.94
10002035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10002010	2.695	1.600	9.847	-4.09
11001010	3.670	1.980	9.572	-5.80
1201	0.000	0.000	102.036	-4.19
12001035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12001010	5.715	2.765	9.616	-5.70
1202	0.000	0.000	102.047	-4.19
12002035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12002010	5.715	2.765	9.616	-5.70
13001010	3.560	2.020	9.505	-5.89
2001035	0.000	0.000	35.947	-2.02
6001027	0.000	0.000	24.661	-2.95
6002027	0.000	0.000	24.661	-2.95
5011	0.000	0.000	109.491	-0.19
5021	0.000	0.000	109.333	-0.23
5031	0.000	0.000	109.061	-0.49
5041	0.000	0.000	108.840	-0.59
5011001	6.740	3.640	9.999	-3.00
5011002	6.740	3.640	9.999	-3.00
5021001	-6.000	0.000	10.022	3.77
5021002	-6.000	0.000	10.022	3.77
5031001	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5031002	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5041001	1.885	0.577	9.419	-2.58
5041002	1.885	0.577	9.419	-2.58

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.775	3.156	8.757	3.116	0.018	0.040	0.049	0.361
101	102	6.368	2.589	6.352	2.553	0.016	0.035	0.036	0.449
102	104	6.352	3.185	6.339	3.162	0.013	0.023	0.038	0.334

104	5	6.165	5.379	6.147	5.348	0.017	0.031	0.043	0.446
5	103	-2.372	-1.959	-2.377	-1.968	0.005	0.009	-0.016	-0.331
103	2	-2.377	-1.438	-2.377	-1.439	0.000	0.001	-0.015	-0.035
2	100	-9.117	-4.253	-9.178	-4.388	0.061	0.135	-0.053	-1.224
2	201	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
201	2001035	-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
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.89	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
4	106	-2.995	-1.536	-2.995	-1.537	0.000	0.000	-0.018	-0.012
106	200	-27.450	-15.40	-27.490	-15.478	0.040	0.072	-0.165	-0.245
106	7	24.455	14.537	23.926	13.570	0.527	0.963	0.149	3.663
7	8	20.448	12.241	20.281	11.936	0.166	0.303	0.129	1.348
8	107	4.886	2.341	4.881	2.333	0.004	0.008	0.030	0.139
107	12	1.290	0.271	1.289	0.270	0.001	0.001	0.007	0.068
12	11	-10.215	-6.026	-10.257	-6.104	0.043	0.078	-0.065	-0.686
11	108	-13.960	-7.860	-14.095	-8.108	0.135	0.247	-0.088	-1.605
108	10	-14.095	-7.664	-14.098	-7.668	0.003	0.004	-0.087	-0.032
10	109	-19.540	-11.47	-19.547	-11.483	0.006	0.009	-0.122	-0.046
109	9	-19.547	-11.00	-19.822	-11.513	0.274	0.502	-0.121	-2.346
9	200	-23.077	-12.76	-23.179	-12.953	0.102	0.186	-0.139	-0.748
10	1001	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1002	10002010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
12	1201	3.232	1.821	3.225	1.642	0.007	0.178	0.020	2.772
1201	12001035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.160	0.037	0.160	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.229	4.729	8.217	4.272	0.012	0.456	0.052	2.762
1202	12002010	8.057	4.234	8.046	3.961	0.012	0.273	0.051	1.735
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.157	0.000
1201	12001010	3.384	1.679	3.377	1.566	0.007	0.113	0.021	1.727
8	802	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
802	8002010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.894	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
8	801	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.188	5.613	6.173	5.291	0.015	0.321	0.044	2.990
4001010	4002010	0.032	1.808	0.032	1.808	0.000	0.000	-0.107	-0.000
4	4002010	6.118	1.863	6.109	1.674	0.009	0.188	0.034	1.090
5	501	2.076	1.191	2.073	1.122	0.003	0.069	0.013	1.694
501	5001035	1.319	0.525	1.318	0.525	0.001	0.000	0.008	0.064
5001035	5002035	1.318	0.525	1.318	0.525	0.000	0.000	0.023	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.318	-0.525	0.000	0.009	-0.008	-0.321
5	502	3.978	2.316	3.974	2.152	0.005	0.163	0.024	2.079
502	5002010	5.291	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.032	0.132
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.141	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.007	0.005	0.520
104	3	0.175	-1.673	0.174	-1.673	0.000	0.000	0.009	-0.028
3	5031	-6.344	-4.245	-6.349	-4.259	0.005	0.014	-0.040	-0.173
5031	5021	-14.484	-2.276	-14.509	-2.348	0.025	0.072	-0.077	-0.275
5021	5011	-2.590	-2.971	-2.592	-2.977	0.002	0.006	-0.021	-0.158
5011	200	-16.145	-11.020	-16.183	-11.126	0.037	0.105	-0.103	-0.510
5011	5011001	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5021	5021001	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5031	5031001	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5041	5041001	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
1	1001010	2.378	1.357	2.369	1.219	0.009	0.137	0.014	3.068
3	3001010	2.710	1.476	2.698	1.299	0.012	0.176	0.016	3.407
107	13	3.592	2.449	3.592	2.449	0.000	0.000	0.024	0.000
13	13001010	3.583	2.392	3.558	2.019	0.025	0.372	0.024	5.760
9	9001010	3.245	1.814	3.228	1.559	0.017	0.254	0.020	4.126
7	7001010	3.469	2.090	3.448	1.769	0.021	0.320	0.022	4.974
3	5041	3.798	1.337	3.797	1.334	0.001	0.003	0.021	0.050

---

## ДОДАТОК Е

## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.240	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.240	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.537	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.537	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5041001	1.885	0.577	11.348	-2.13
5041002	1.885	0.577	11.348	-2.13

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386

102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	-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
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951



8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

---

## ДОДАТОК Є

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

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.075	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386

102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	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
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951

8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

---

## ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ  
1 РІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.569 МВт / 1099.982 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.988 МВт / 1075.079 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.593 МВт / 5.191 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 2.674 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.862 МВт / 7.865 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.581 МВт / 24.902 млн.кВт\*г (2.3%)  
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-21.460	-9.274	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.478	-0.22
101	101	0.000	0.000	120.559	-0.20
102	102	0.000	0.000	119.956	-0.45
104	104	0.000	0.000	119.517	-0.59
5	Тульчин	0.000	0.000	119.330	-0.60
3	Брацлав	0.000	0.000	119.381	-0.62
2	Немирів	0.000	0.000	119.782	-0.50
103	103	0.000	0.000	119.738	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.353	-1.21
105	105	0.000	0.000	120.794	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.761	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.776	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-92.109	-48.714	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.588	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.415	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.309	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.268	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.240	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.849	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.249	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.300	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.300	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.270	-2.26
2001010		3.340	1.520	11.328	-1.70
201		0.000	0.000	118.512	-1.71
202		0.000	0.000	118.512	-1.71
2002035		0.000	0.000	39.676	-1.71
2002010		3.340	1.520	11.328	-1.70
3001010		2.700	1.300	11.141	-3.00
4001010		6.145	3.485	10.766	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.766	-1.40
501		0.000	0.000	117.861	-1.78

5001035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5001010	3.020	1.630	11.230	-2.03
502	0.000	0.000	117.534	-2.06
5002035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5002010	3.020	1.630	11.230	-2.03
601	0.000	0.000	114.617	-2.51
6001010	8.840	5.245	10.861	-3.33
602	0.000	0.000	114.617	-2.51
6002010	8.840	5.245	10.861	-3.33
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.989	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.914	-3.23
802	0.000	0.000	114.989	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.066	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.066	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.011	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.777	-4.64
1202	0.000	0.000	114.020	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.676	-1.71
6001027	0.000	0.000	27.407	-2.51
6002027	0.000	0.000	27.407	-2.51
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	0.000	0.000	119.336	-0.65
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	0.000	0.000
5021002	-6.000	0.000	0.000	0.000
5031001	4.045	-1.125	0.000	0.000
5031002	4.045	-1.125	0.000	0.000
5041001	1.885	0.577	10.353	-2.31
5041002	1.885	0.577	10.353	-2.31

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	11.268	4.499	11.242	4.443	0.025	0.056	0.058	0.442
101	102	8.853	4.115	8.826	4.056	0.026	0.059	0.047	0.606
102	104	8.826	4.819	8.805	4.781	0.021	0.038	0.048	0.441
104	5	2.280	2.799	2.277	2.794	0.003	0.005	0.017	0.188





8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885	
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000	
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786	
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.057	0.012	1.519	
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058	
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000	
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.287	
5	502	3.976	2.287	3.972	2.152	0.004	0.134	0.022	1.865	
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120	
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000	
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.468	
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450	
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450	
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141	
5011002	5011001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141	
5	6	18.115	11.738	17.783	11.258	0.330	0.479	0.104	2.996	
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.002	0.013	0.081	
104	3	6.526	2.638	6.520	2.631	0.006	0.007	0.034	0.137	
3	3001010	2.708	1.445	2.698	1.299	0.010	0.145	0.015	3.055	
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045	
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.744	
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000	
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.004	
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356	
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654	
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.346	
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922	
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951	
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503	
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885	
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000	
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786	

## 2 рік

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.799 МВт / 1069.265 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.660 МВт / 5.779 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.326 МВт / 3.233 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.012 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.659 МВт / 25.599 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.340	-8.305	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.541	-0.19
101	101	0.000	0.000	120.622	-0.18
102	102	0.000	0.000	120.119	-0.38
104	104	0.000	0.000	119.748	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	119.463	-0.55
3	Брацлав	0.000	0.000	119.691	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	119.853	-0.47
103	103	0.000	0.000	119.816	-0.48
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.490	-1.15
105	105	0.000	0.000	120.802	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.767	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.780	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-90.399	-48.040	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.591	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.418	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.310	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.269	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.241	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.851	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.251	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.302	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.302	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.276	-2.23
2001010		3.340	1.520	11.335	-1.66
201		0.000	0.000	118.585	-1.68
202		0.000	0.000	118.585	-1.68
2002035		0.000	0.000	39.700	-1.68
2002010		3.340	1.520	11.335	-1.66
3001010		2.700	1.300	11.171	-2.87
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.40
501		0.000	0.000	117.996	-1.72
5001035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5001010		3.020	1.630	11.243	-1.97
502		0.000	0.000	117.669	-2.00
5002035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5002010		3.020	1.630	11.243	-1.97
601		0.000	0.000	114.756	-2.45
6001010		8.840	5.245	10.874	-3.27
602		0.000	0.000	114.756	-2.45
6002010		8.840	5.245	10.874	-3.27
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.992	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.497	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.914	-3.23
802		0.000	0.000	114.992	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.497	-2.52

8002010	7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.067	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.067	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.013	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.023	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.700	-1.68
6001027	0.000	0.000	27.441	-2.45
6002027	0.000	0.000	27.441	-2.45
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	119.873	-0.28
5031	0.000	0.000	119.755	-0.47
5041	0.000	0.000	119.646	-0.53
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	10.989	3.04
5021002	-6.000	0.000	10.989	3.04
5031001	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5031002	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5041001	1.885	0.577	10.381	-2.18
5041002	1.885	0.577	10.381	-2.18

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.761	3.808	9.742	3.766	0.019	0.042	0.050	0.379
101	102	7.353	3.440	7.335	3.399	0.018	0.041	0.039	0.505
102	104	7.335	4.164	7.320	4.137	0.015	0.027	0.040	0.373
104	5	4.568	3.675	4.561	3.662	0.007	0.013	0.028	0.286
5	103	-2.770	-2.326	-2.776	-2.336	0.005	0.010	-0.017	-0.355
103	2	-2.776	-1.693	-2.776	-1.694	0.000	0.001	-0.016	-0.037
2	100	-9.524	-4.376	-9.579	-4.497	0.054	0.120	-0.050	-1.151
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
201	2001035	-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
202	2002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.701	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.815
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000



5021	5021002	-5.977	0.347	-5.996	-0.000	0.019	0.345	-0.029	-0.014
5031	5031001	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.740
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045
5	6	18.114	11.734	17.783	11.255	0.330	0.477	0.104	2.991
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081
104	3	2.752	1.120	2.751	1.119	0.001	0.001	0.014	0.058
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356
3	3001010	2.708	1.444	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.036
3	5031	-3.769	-1.351	-3.770	-1.354	0.001	0.003	-0.019	-0.065
5031	5021	-11.907	0.725	-11.92	0.686	0.014	0.039	-0.057	-0.120

## Зрiк

### ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звiтного перiоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт\*г  
Вiдпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарнi втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт\*г  
Сумарнi втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт\*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт\*г (2.4%)

### IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вiнницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирiв	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07

200	Ладизинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.39
501		0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010		3.020	1.630	11.258	-1.94
502		0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010		3.020	1.630	11.258	-1.94
601		0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010		8.840	5.245	10.890	-3.24
602		0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010		8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.915	-3.23
802		0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010		7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010		3.230	1.560	11.177	-3.02
1001		0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010		2.695	1.600	10.978	-3.34
1002		0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010		2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010		3.670	1.980	10.739	-4.71
1201		0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010		5.715	2.765	10.778	-4.64
1202		0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010		5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010		3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035		0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027		0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027		0.000	0.000	27.479	-2.42
5011		0.000	0.000	120.557	-0.16

5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.075	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	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
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293

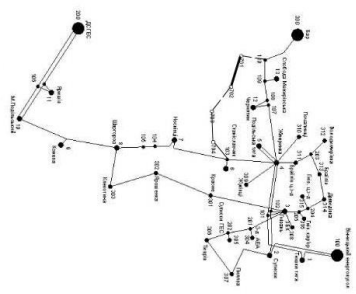
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293	
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383	
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383	
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403	
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007	
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000	
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002	
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394	
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505	
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000	
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498	
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503	
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951	
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951	
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503	
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884	
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000	
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785	
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512	
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058	
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000	
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286	
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856	
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120	
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000	
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466	
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025	
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153	
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240	
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126	
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444	
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145	
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145	
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008	
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008	
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814	
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814	
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432	
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432	
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737	
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022	
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000	
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003	
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654	



7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

---

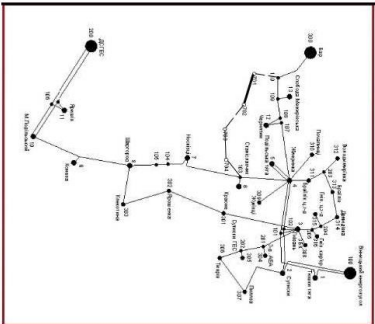
Схема існуючої мережі та розташування  
олих пунктів живлення



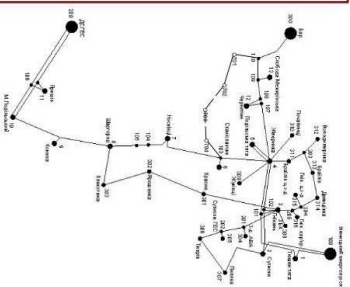
Варіант розвитку  
існуючої мережі

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ	
Сумарне максимальне навантаження нових лінійних мережі	МВт 22,96
Сумарне максимальне генерування нових лінійних мережі	МВт 12,5
Протяність використаня найбільшого навантаження для нових сліджштів	гол 5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим лініями	млн.кВт*гол 139,03
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*гол 15,0
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн.грн. 364,341
Термін окупності капітальовкладень, у розвиток електричної мережі	Рік 6,28
Очікувані витрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	Мвт 2,5
Очікувані витрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	% 2,2
Зміна витрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*гол 0,698
Очікувані витрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*гол 24,433

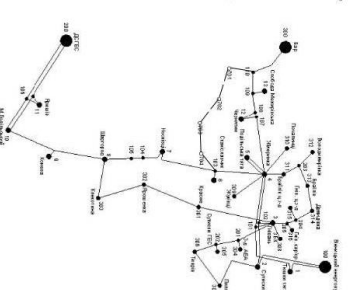
Варіант 421



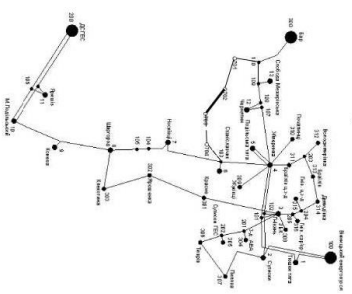
Варіант 11



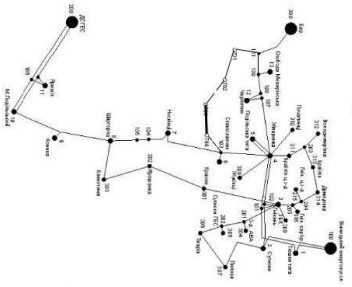
Варіант 21



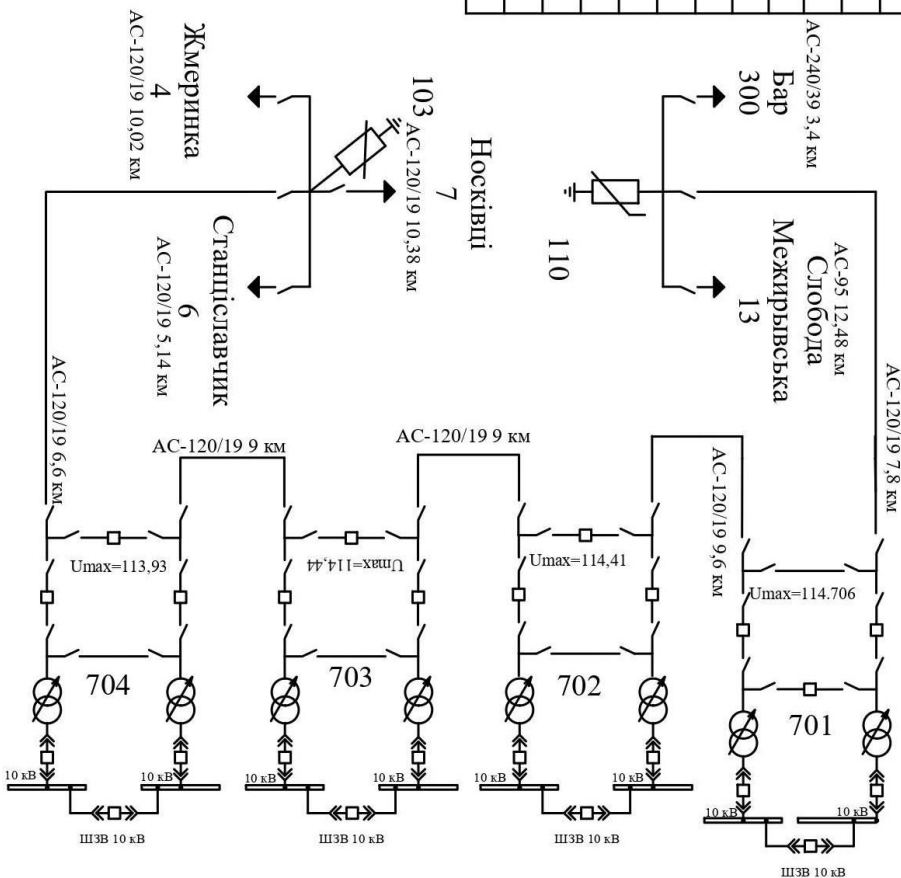
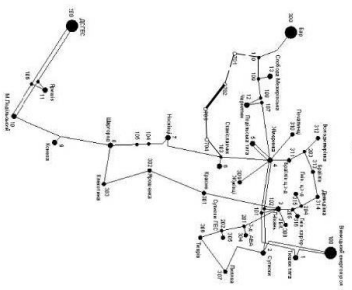
Варіант 311



Варіант 321



Варіант 411



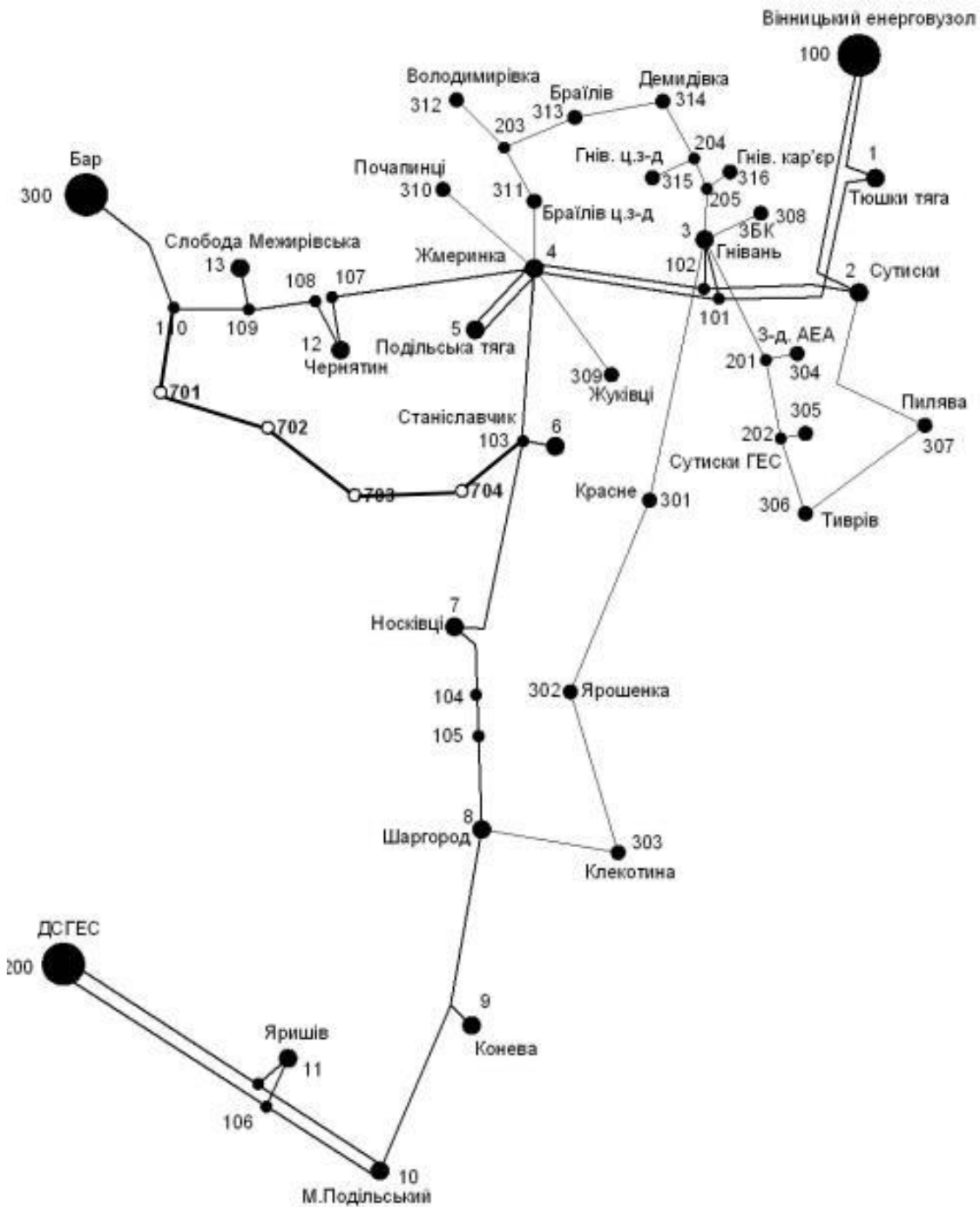
# Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням кабельних ліній

Виконав: студент 2-го курсу ОППП ,  
магістр групи ЕСМ-21м  
Орловська Л.О.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС  
Собчук Н. В.

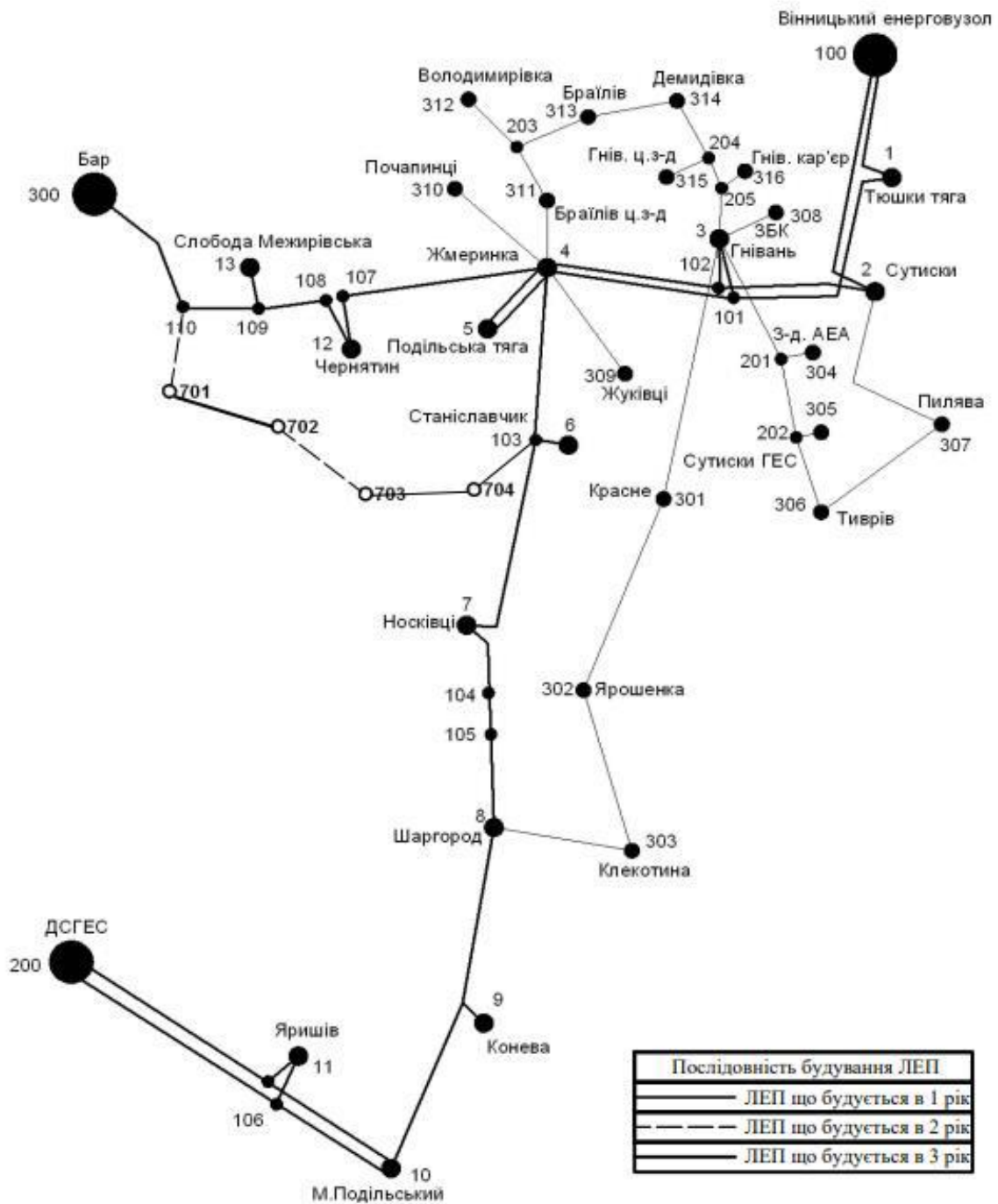
## Мета і задачі дослідження

- підключення нових споживачів до мережі;
- Знаходження найвигіднішого варіанту розвитку мережі з використанням симплекс-методу та за допомогою методу динамічного програмування прорахувати найкращий варіант для підключення в мережу нових проєктованих підстанцій;
- розрахунок ділянок кабельних ліній для передачі електроенергії до споживачів;
- охорона праці та безпека життєдіяльності, де зазначається особливості конструкції КЛ 110 кВ, порядок та правила прокладання, а також способи заземлення для усунення ймовірності ураження струмом.



## Оптимальна схема розрахована за симплекс-методом

Наведено схему найкращого варіанту приєднання нових споживачів, а також споживачів I категорії електропостачання з точки зору капіталовкладень та з виконанням вимог до електропостачання



## Оптимальна схема методом динамічного програмування

Сформовано план перспективного розвитку ЕМ в період на три роки в два етапи:

- прямого ходу;
- зворотного ходу.

# Програмний комплекс «Втрати 110кВ» у магістерській кваліфікаційній роботі

Використавши дані ТЗ у програмі «Втрати 110кВ» проведено розрахунок режимів мережі:

- максимальних навантажень вхідної ЕМ;
- максимальних навантажень після розвитку ЕМ;
- мінімальних навантажень після розвитку ЕМ;
- післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ;
- максимальних навантажень після встановлення БСК та РПН на ПС;
- результати поетапного розвитку ЕМ для 1-го, 2-го та 3-го року.

# Кабелі із зшитого поліетилену на напругу 110 кВ

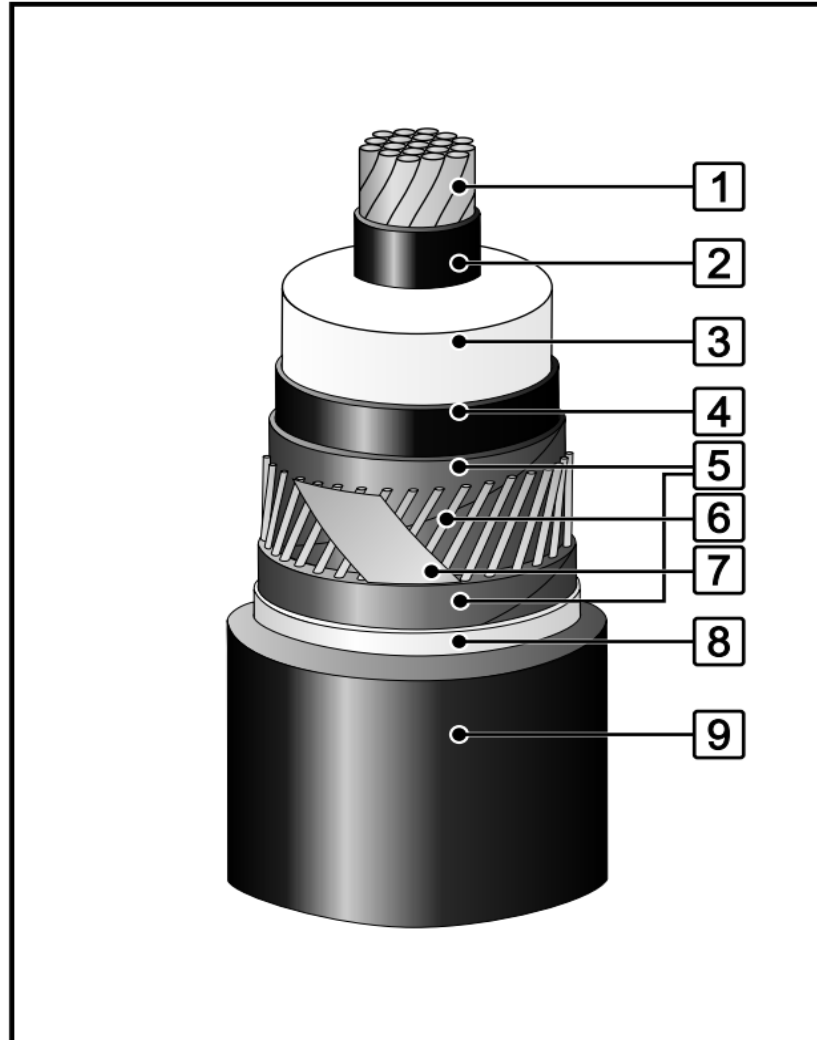


Схема кабелю

Основні правила укладання кабелю:

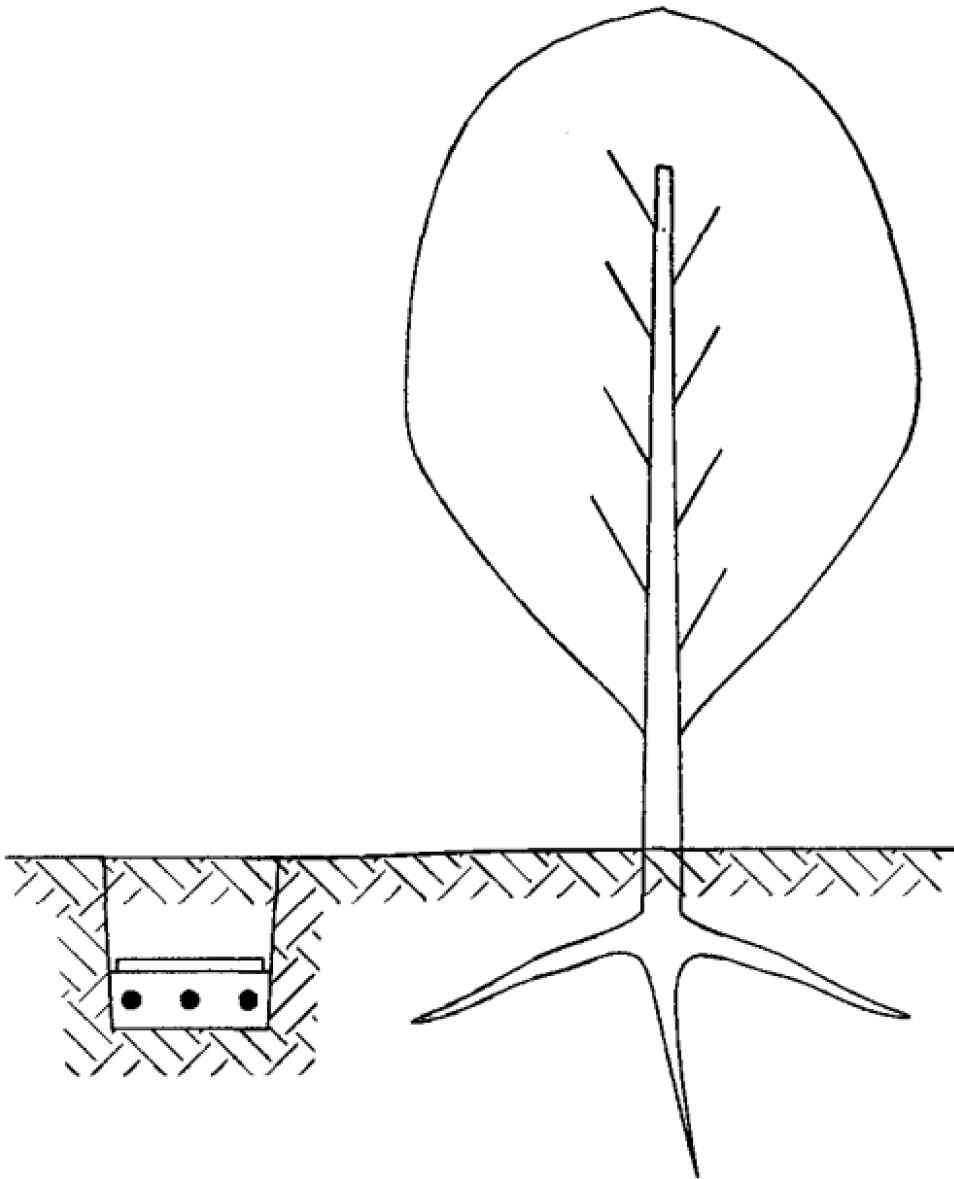
1. не перевищувати допустиме тяжіння;
2. не перевищувати допустимий бічний тиск;
3. не укладати кабель із радіусом вигину менше допустимого;
4. не укладати кабель за температури нижчої допустимої;
5. дотримуватись вимог безпеки при проведення робіт.

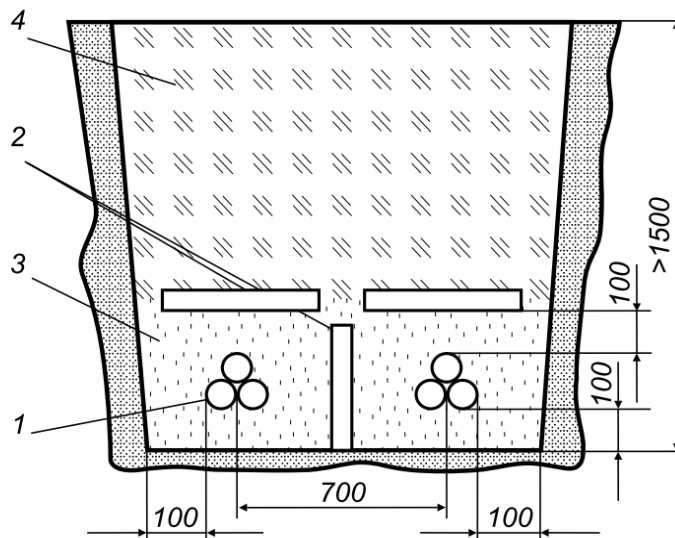
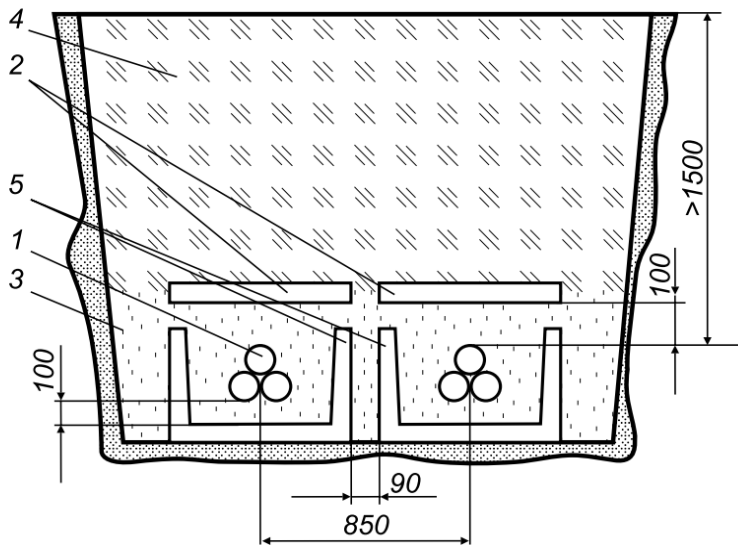
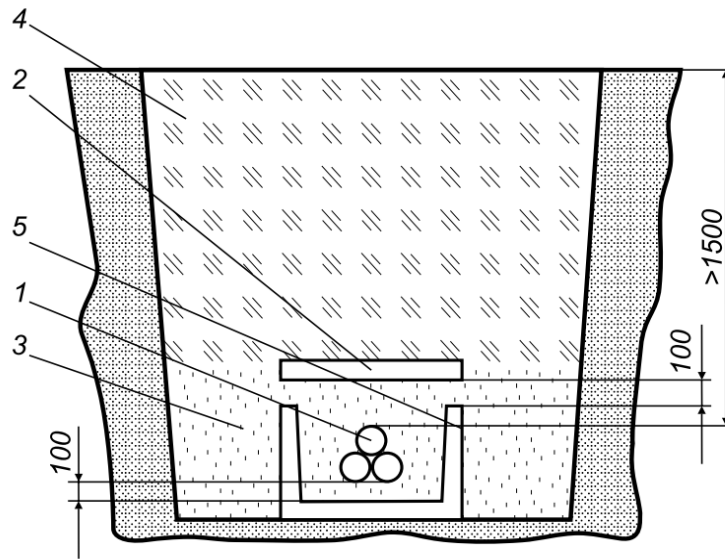
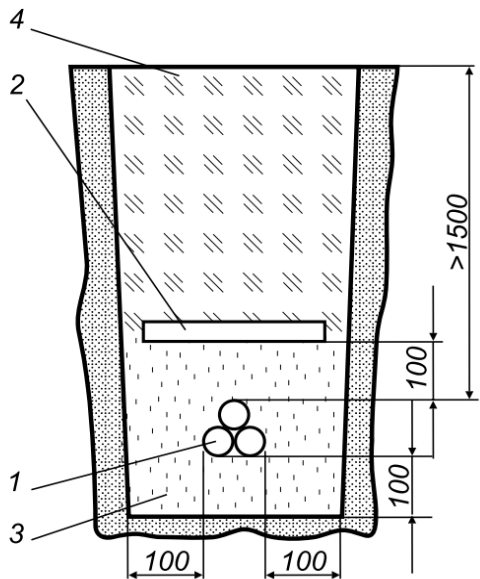


## Прокладання кабельної лінії 110 кВ

Кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену можуть прокладатися:

- у землі;
- в залізобетонних лотках;
- у кабельних приміщеннях (тунелі, галереї, естакади);
- у трубах.





Прокладання в траншеї

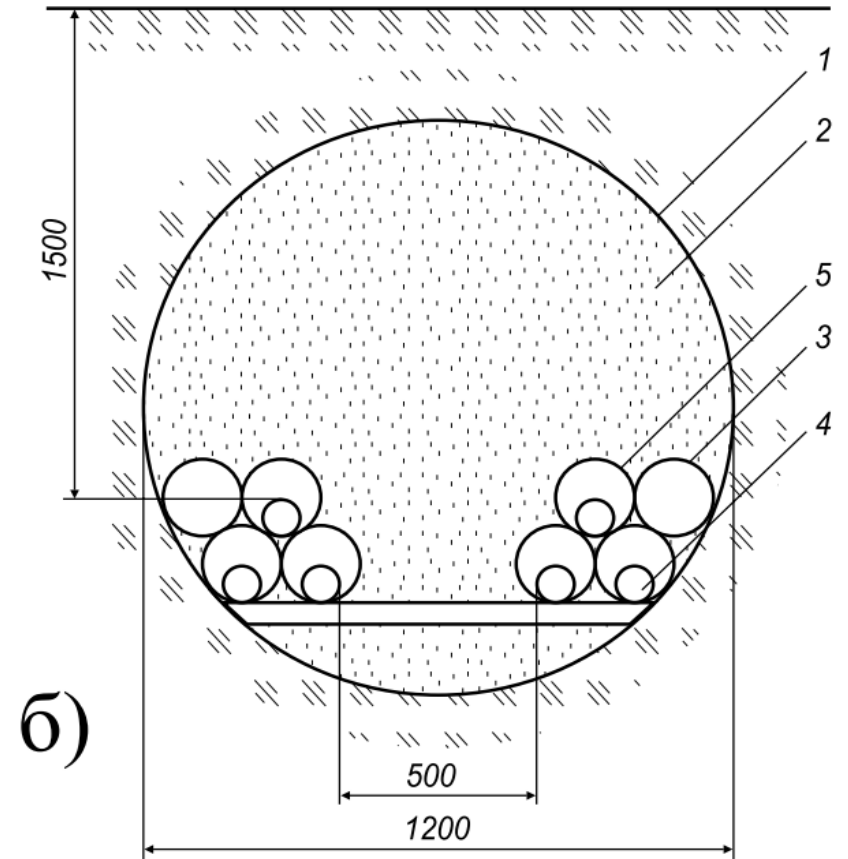
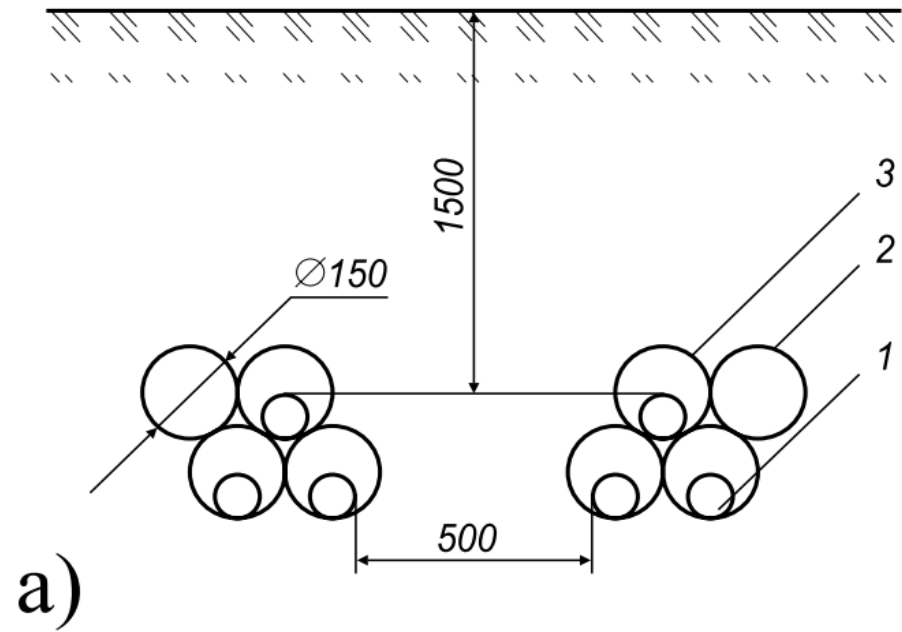
1 – кабель 110 кВ;

2 – з/б плита;

3 – піщано-гравійна суміш;

4 – ґрунт;

5 – стінки лотків



## Прокладання кабелю під дорогою

а) Прохід у трубах під автошляхом:

1 – кабель 110 кВ;

2 – резервна асбоцементна труба;

3 – асбоцементна труба;

б) Прохід у трубах під залізницею:

1 – сталева труба;

2 – бетон;

3 – резервна асбоцементна труба;

4 – кабель 110 кВ;

5 – асбоцементна труба

# ВИСНОВКИ

За результатами роботи, маємо:

- При сумарній активній потужності генерації 126,762 МВт, спроектована мережа має малі втрати активної потужності – 2,5 МВт. Повні витрати на введення в експлуатацію мережі терміном за 3 роки складає 264 341,51 тис. грн що є економічно вигідним для вкладання коштів.
- Схема розвитку мережі характеризується високою ефективністю оскільки її рентабельність становить 0.15, а оптимальний термін окупності становить 6,28 років.
- Досліджено методику прокладання КЛ 110 кВ з розрахунками заземлення екрану та розглянуто заходи безпеки при будівельно-монтажних виконанні робіт.