

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

## МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

### «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і мережі»

(цифра, назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кирилко Максим  
(прізвище та ініціали)

Керівник/к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О. В.  
(прізвище та ініціали)

«12» 12 2023 р.

Опонент:

Куріна М. В.  
(прізвище та ініціали)

«12» чудово 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

«11» чудово 2023 р.

Вінниця ВНТУ – 2023 рік

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

### ЗАТВЕРДЖУЮ

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

18 грудня 2023 року

### ЗАВДАННЯ

### НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ







Кирилку Максиму Федоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів

1. Керівник роботи к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 30% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 475 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Оцінювання балансу потужностей. 6. Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ. 7. Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 8. Експлуатація пристроїв регулювання напруги трансформаторів. 9. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф існуючої мережі 2. Варіанти розвитку мережі. 3. Основні техніко-економічні показники. 4. Методи регулювання напруги в електричних мережах. 4. Регулювання напруги в трансформаторах та автотрансформаторах. 5. Обслуговування регулювальних пристроїв. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ..

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О.В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ <i>Сікорська О.В.</i>		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23
8.	Економічна частина, визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23
9.	Експлуатація пристроїв регулювання напруги трансформаторів	21.11.23	25.11.23
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23

Студент

  
підпис

Кирилко М.Ф.

Керівник

  
підпис

Сікорська О.В.

## АНОТАЦІЯ

Кирилко Максим «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 89 с./ На укр. мові. рис.25, табл.22, бібліогр.18.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів.

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

## ANNOTATION

Kyrylko Maksym "Development of a fragment of the electrical network with analysis of operating conditions of transformer voltage regulation devices." Master thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2023 – 89 p./ In Ukrainian. speech fig. 25, table 22, bibliogr. 18.

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

A study of the operating conditions of voltage regulation devices of transformers was conducted.

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

## ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ .....	7
ВСТУП .....	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.2</b>	
1.2 Формування максимального графу фрагменту електромережі .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	
2 ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.5</b>	
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.4</b>	
3.1 Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розширення електричної мережі.....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	
3.3 Знаходження конструктивних параметрів ПЛЕП.....	30
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.3</b>	
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.5</b>	
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ .....	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ....	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунку.....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	
7.2 Регулювання напруги у мережі .....	<b>Помилка!</b>
<b>Закладку не визначено.</b>	

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....**Помилка!**

**Закладку не визначено.**

9 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

..... 64

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ..... 75

10.1 Задачі розділу ..... 74

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП ..... 76

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристрійх. .... 77

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії ..... 78

10.5 Розрахунок захисного заземлення ..... 82

10.6 Пожежна безпека ..... 82

ВИСНОВКИ ..... 86

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ..... 88

Додаток А ..... 90

Додаток Б..... 91

Додаток В..... 99

Додаток Г ..... 104

Додаток Д..... 108

Додаток Е..... 114

Додаток Є..... 114

Додаток Ж..... 114

Додаток З ..... 114

Додаток И ..... 114

## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;  
АТ – автотрансформатор;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;  
ВРП – відкрита розподільна пристрій;  
ВП – власні потреби;  
ГАЕС – гідроакумуляююча електрична станція;  
ГЕС – гідравлічна електрична станція;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;  
ПС – підстанція;  
ПТЕ – правила технічної експлуатації;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РУ – розподільна пристрій;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.



## ВСТУП

Проблеми якості електричної енергії і регулювання напруги тісно пов'язані між собою і в умовах ринкових відносин є особливо актуальними. Практичне вирішення цих задач вимагає аналізу режимів роботи електричних мереж і використовуваних методів та засобів регулювання напруги.

При регулюванні напруги враховуються вимоги до якості електричної енергії тільки у споживачів того ієрархічного рівня, на якому розташовуються засоби регулювання. У результаті споживачі з графіком навантажень, відмінним від графіка навантажень центру живлення, протягом тривалого часу працюють при нарузі, що не відповідає оптимальній.

В теперішній час показники якості напруги на споживачах електроенергії часто не відповідають встановленим нормам. Це притаманне як для виробничих, так і для міських мереж. Проблема якості електричної енергії тісно пов'язана з надійністю і ресурсом роботи різного роду споживачів, більш того, особливо вимогливі споживачі можуть функціонувати лише при високій якості напруги [2].

Існують три основні групи методів підвищення якості електроенергії. В першу чергу, це раціоналізація засобів електропостачання. До цієї групи відносять підвищення потужності мережі, живлення нелінійних споживачів підвищеною напругою тощо. Друга група передбачає удосконалення самих споживачів: номінальне завантаження електродвигунів, використання багатофазних схем випрямлення, введення до складу споживача коригувальних пристроїв тощо. Третя група передбачає використання пристроїв корекції якості – регуляторів одного або деяких параметрів електроенергії [2].

Найкращою за економічним фактором сьогодні є третя група методів, оскільки зміна структури мережі або оновлення всіх споживачів призведе до значних затрат. Отже, для забезпечення надійної роботи існуючого обладнання необхідне розроблення методів і засобів регулювання якості електричної енергії.

Економічність режиму напруг електричної мережі обумовлена величиною втрат активної потужності і енергії в її елементах (лініях і трансформаторах). Ці втрати в поздовжніх активних опорах ліній і трансформаторів обернено пропорційні квадрату напруги. Тому підвищення рівня напруги є одним з основних засобів

зменшення втрат потужності й енергії в електричних мережах напругою до 220 кВ включно.

З викладеного випливає, що для забезпечення необхідних показників режимів роботи електричних мереж необхідно регулювати напругу. Для різних електричних мереж засоби регулювання напруги розрізняються між собою.

Регулювання напруги здійснюється на шинах генераторів електростанцій, шинах вищої й середньої напруги великих вузлових підстанцій у системних мережах, шинах центрів живлення (ЦЖ) розподільних електричних мереж.

Регулювання напруги здійснюється за допомогою спеціальних технічних засобів, що називаються регулюючими пристроями. Всі ці регулюючі пристрої умовно можна розділити на два типи: вузлові й лінійні. Вузлові пристрої змінюють режимні параметри мережі - напругу й реактивну потужність у точці підключення до мережі. Це генератори електростанцій, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, нерегульовані й регульовані реактори і статичні регульовані джерела реактивної потужності [1].

Лінійні пристрої змінюють схемні параметри мережі - коефіцієнти трансформації, реактивний опір. Це трансформатори, автотрансформатори із пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН), спеціальні регулювальні трансформатори, конденсаторні установки для поздовжньої компенсації індуктивного опору мережі.

Основною метою регулювання напруги в розподільних мережах напругою 6-20 кВ, що перебувають у безпосередній електричній близькості від споживачів, є підтримка відхилень напруги в межах, установлених ДСТУ 13109-97 [11].

Основною метою регулювання напруги в розподільних мережах напругою 110-220 кВ є забезпечення економічного режиму їхньої роботи за рахунок зменшення втрат потужності й енергії.

Основною метою регулювання напруги в системних мережах напругою 330 кВ і вище є обмеження внутрішніх перенапруг для забезпечення надійної роботи

ізоляції устаткування таких мереж, гранична робоча напруга яких становить  $1,05 U_{\text{ном}}$ .

**Отже**, дослідження засобів та методів регулювання напруги є **актуальною науково-прикладною задачею**.

**Метою** даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів.

**Задачі роботи.** Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- аналіз умов експлуатації пристроїї регулювання напруги трансформаторів;
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРП.

**Об'єктом** дослідження є фрагмент електричних мереж.

**Предметом** дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

**Наукова новизна** полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих засобів та методів регулювання напруги.

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

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Для знаходження залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

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

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

Знаходження відповідних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для знаходження коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 928, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1871430 \end{cases}$$

звідки  $a' = -2793,21$ ,  $b' = 1,463$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,43T - 2793,21$$

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

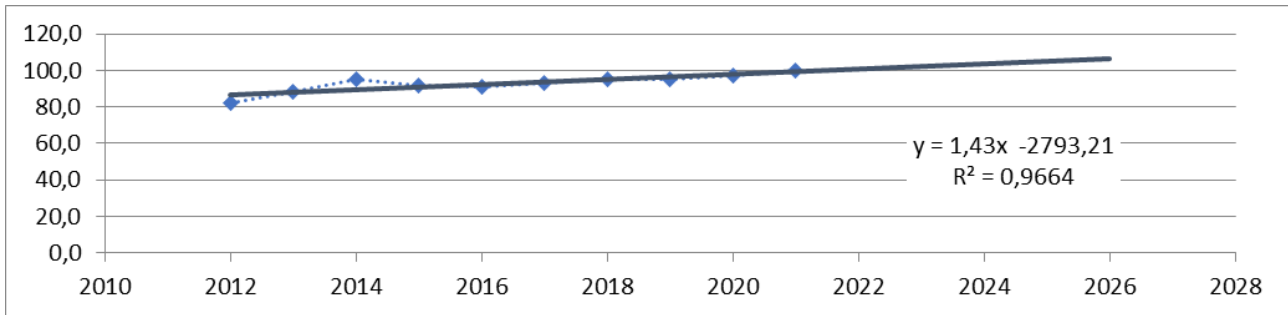


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 104 %, що на 4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

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

- в лініях електропередач – 1,39 МВт;
- в трансформаторах – 0,61 МВт з них холостого ходу 0,29 МВт та навантажувальні 0,33 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	6-202	202-7	1-2
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	450	450
Розрах. струм, А	31	29	28

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	202	7	2
Напруга вузла	110,88	111,5	111,62	112,13

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ПЛЕП 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, знаходження потенційних вузлів приєднання нових ПЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі

існуючої мережі мають достатній запас по пропускну́й здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 6 -110,8 кВ, №202 -111,5 кВ, № 7 -111,63 кВ, №2 -112,13 кВ, №8 – 112,34 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

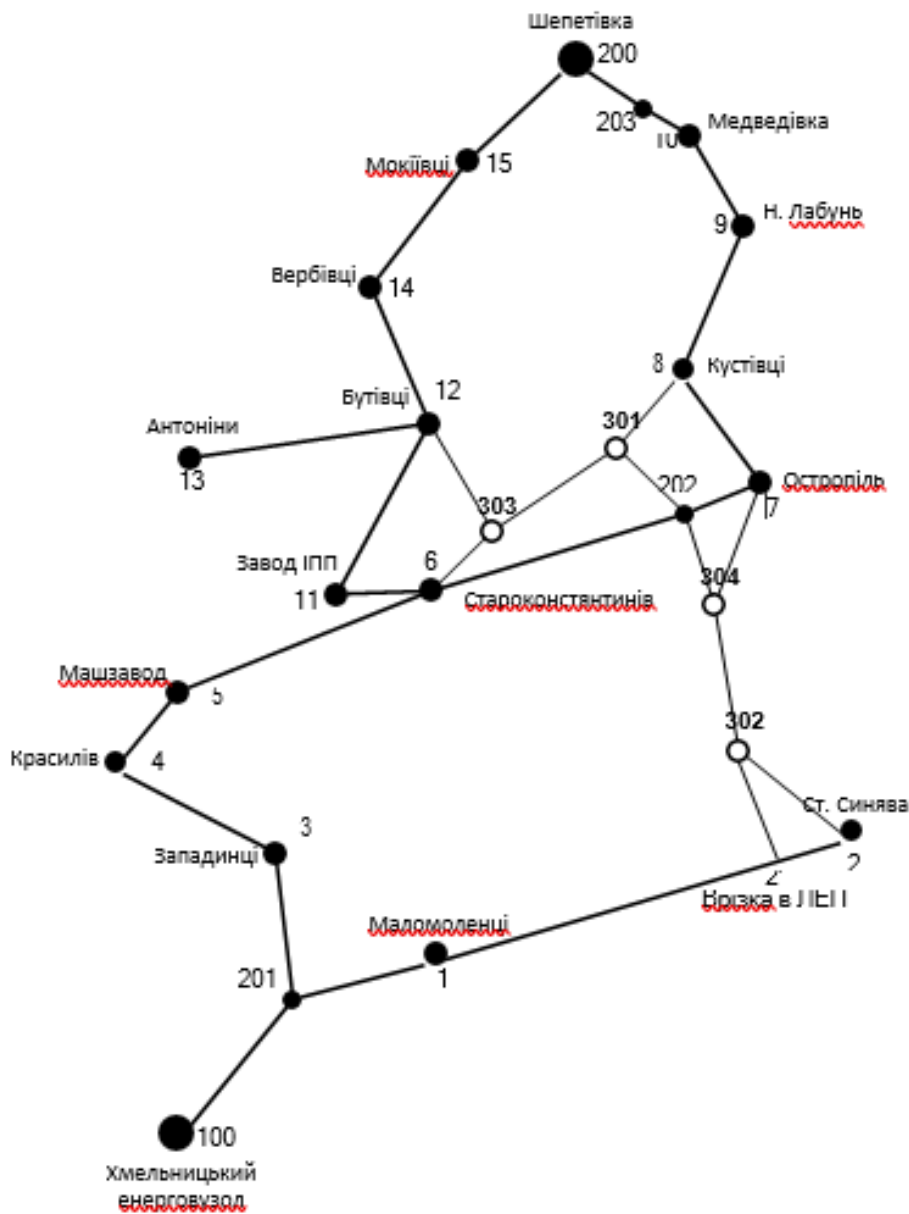


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

## 2 ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розширення 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 ПЛЕП дисконтовані витрати  $V_i$  можна записати:

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



де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на  $i$ -тій ПЛЕП;  $E$  – 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 ПЛЕП в км;  $P_i$  - потужність  $i$ -ї ПЛЕП.

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 ПЛЕП.

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 знаходження дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

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

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

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

де  $U_n$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (4720 год/рік для  $T_{нб} = 6100$  год/рік);  $C_0$  – вартість 1кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ПЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
12	303	1,2	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,605	4994,8
6	303	0,7	5,6	110	1573,680	0,131	2820,0	0,936	2913,6
8	301	0,9	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,204	3746,1
202	301	0,9	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,204	3746,1
303	301	1	8	110	1573,680	0,131	4028,6	1,337	4162,4

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 ПЛЕП під час знаходження задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ПЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ПЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (лінійн. афн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (1.1P), тис. грн
202-304	1	13,2	4259,9	4215,9	4308,4	323,9	4259,9	3833,9	4685,9
7-304	1,4	13,2	5963,8	5902,3	6031,8	453,5	5963,8	5367,4	6560,2
2-302	1,5	13,2	6389,8	6323,9	6462,7	485,9	6389,8	5750,8	7028,8
2'-302	1,2	13,2	5111,8	5059,1	5170,1	388,7	5111,8	4600,7	5623,0
304-302	1,3	13,2	5537,8	5480,7	5601,0	421,1	5537,8	4984,1	6091,6

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

Симплекс-метод – метод знаходження задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації сформулюється таким чином:

мінімізувати

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

при обмеженнях:

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

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для знаходження задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці

сполучень;

4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

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

2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	-4,20
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	8,70
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	901,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																		0,000

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

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	901,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				5779,765
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547
Дисконтовані витрати, тис. грн																		6891,203

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		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	4299,001	630,887	3224,251	3224,251	3582,501	964,812	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6891,203
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547
Дисконтовані витрати, тис. грн																		6891,203

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

Після остаточно уточнення отримуємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0			0-0		
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00	
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
коєфіцієнти цільової функції	4299,001	630,887	3224,251	3224,251	3582,501	964,812	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6891,203	
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656	
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			6891,203

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено.

Повторюємо дії для 2 частини графа.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0					
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	12,40	
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	5,20	
коєфіцієнти цільової функції	901,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				0,000	
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			0,000

Рисунок 2.5 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0					
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00	
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	901,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				15555,954	
Потужності ЛЕП	0,000	5,200	7,400	5,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	5640,070	6042,932	4834,345	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16517,347	
Змінні складові витрат	0,000	50,625	109,847	40,119	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		200,592	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			16717,938

Рисунок 2.6 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (частина 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0					
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00	
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	921,480	1094,364	831,457	974,893	1197,924	1197,924	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15101,757	
Потужності ЛЕП	5,200	0,000	12,400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	4028,621	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10071,553	
Змінні складові витрат	36,161	0,000	308,438	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		344,599	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			10416,152

Рисунок 2.7 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (частина 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0			
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00
коєфіцієнти цільової функції	781,689	1290,072	512,207	1105,776	1197,924	1197,924	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10416,152
Потужності ЛЕП	5,200	0,000	12,400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4028,621	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10071,553
Змінні складові витрат	36,161	0,000	308,438	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		344,599
																	10416,152

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.8 – Остаточний варіант (четверта ітерація) (частина 2)

Поєднавши результати, отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.4 та 2.8 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.9.

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 302 – 304 (10,4 км) та 301 – 202 (7,2 км) тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення. Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії.

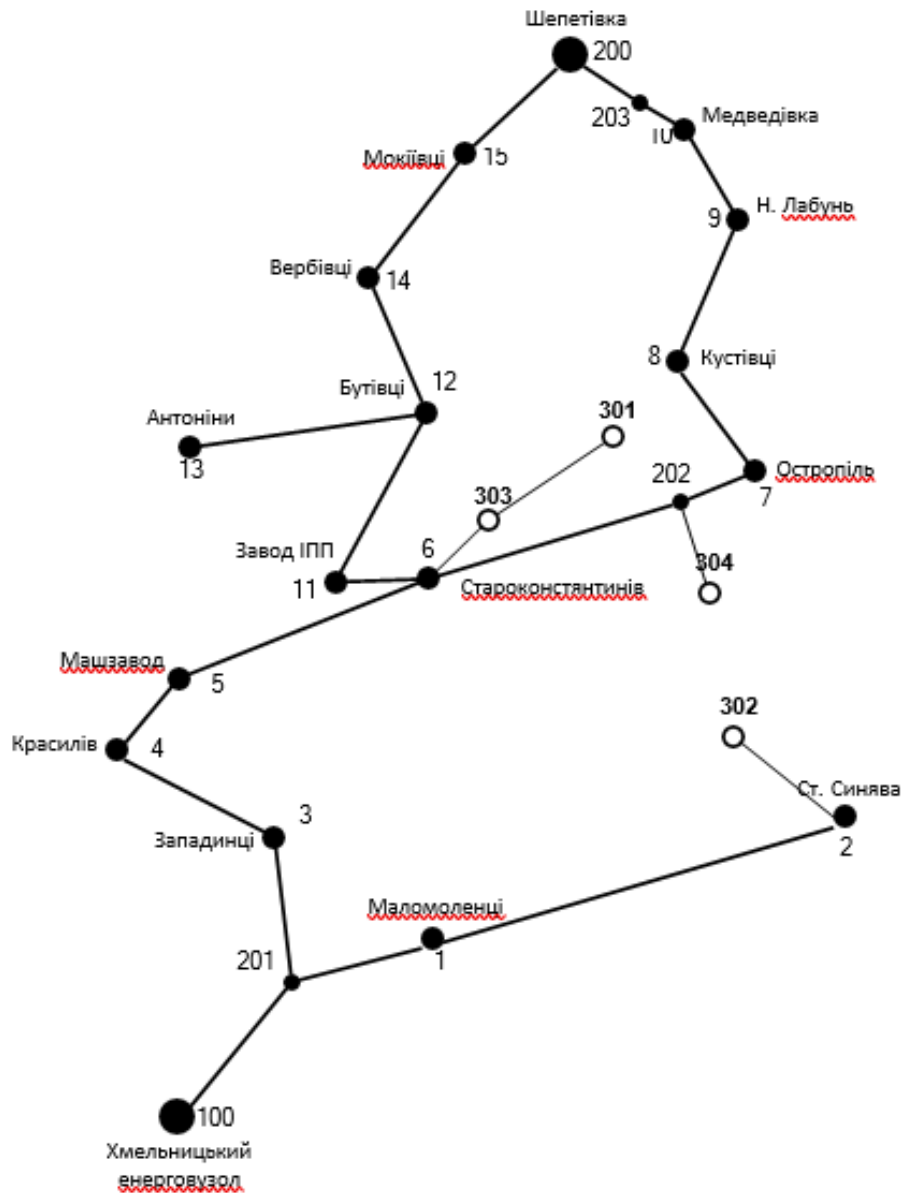


Рисунок 2.9 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ПЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ПЛЕП, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

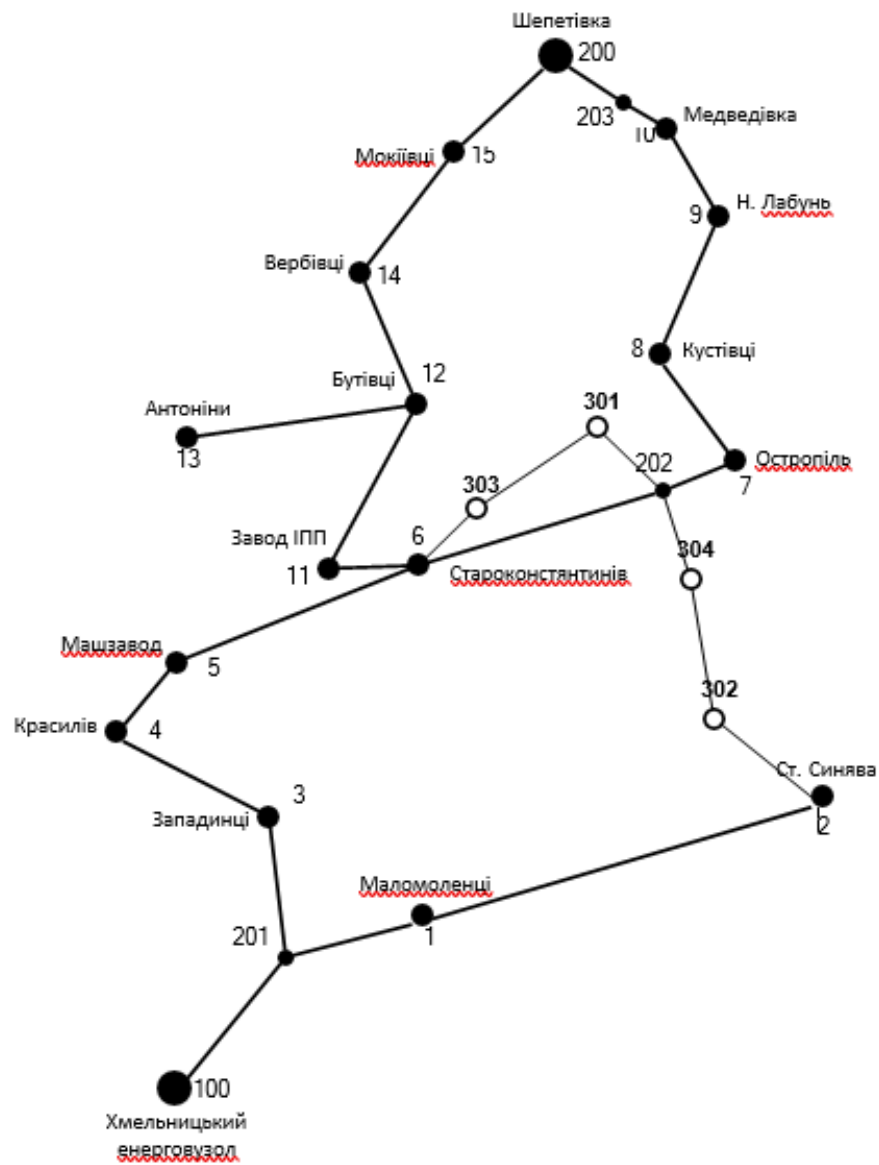


Рисунок 2.10 – Оптимальна схема мережі із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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



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

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

Динамічне програмування є методом нелінійного програмування. Він дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

#### 3.1 Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304).

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно

оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  році були мінімальні:

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі відповідно до завдання:

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

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

**Перший крок.** За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

## Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгові лінії до пунктів 202-301 та 301-303.

Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{202-301} + \Delta L_{301-303} = 8 + 7,2 = 15,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуюмо одноланцюгові лінії 6- 303 та 202-304. 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 будуюмо одноланцюгову лінію 304-302 та 302-2. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розширення схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	B <sub>i</sub>	B <sub>i,сум</sub>	B <sub>t</sub>	Вартість
1	1	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	20318,66	20318,66
		303-301	8	4,37		14341,75			
	2	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	13163,76	13163,76
		301-303	8	9,05		14386,97			
	3	202-304	8	18,3	18,4	14569,12	33351,04	27792,53	27792,53
		304-302	10,4	12,89		18781,92			
	4	2-302	12	18,3	22,4	21853,68	40507,48	33756,23	33756,23
		302-304	10,4	5,41		18653,79			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розширення мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Bt	Вартість
1	1	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	20318,66	20318,66
		303-301	8	4,37		14341,75			
	2	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	13163,76	13163,76
		301-303	8	9,05		14386,97			
	3	202-304	8	18,3	18,4	14569,12	33351,04	27792,53	27792,53
		304-302	10,4	12,89		18781,92			
	4	2-302	12	18,3	22,4	21853,68	40507,48	33756,23	33756,23
		302-304	10,4	5,41		18653,79			
2	31	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	16932,21	44724,75
		303-301	8	4,37		14341,75			
	32	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	18955,81	46748,34
		301-303	8	9,05		14386,97			
	33	2-302	12	8,07	19,2	21562,33	34469,91	23937,44	51729,97
		202-301	7,2	4,37		12907,57			
	34	2-302	12	8,07	17,6	21562,33	31633,21	21967,51	49760,04
		6-303	5,6	9,05		10070,88			
	41	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	16932,21	50688,44
		303-301	8	4,37		14341,75			
	42	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	18955,81	52712,04
		301-303	8	9,05		14386,97			
	43	202-304	8	10,25	15,2	14403,65	27311,22	18966,12	52722,35
		202-301	7,2	4,37		12907,57			
44	202-304	8	10,25	13,6	14403,65	24474,52	16996,2	50752,43	
	6-303	5,6	9,05		10070,88				

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Bt	Вартість
	111	301-202	7,2	0,21	19,2	12895,23	34457,56	19940,72	63419,82
		302-2	12	8,07		21562,33			
	121	301-202	7,2	0,21	15,2	12895,23	27298,87	15797,96	64246,81
		202-304	8	10,25		14403,65			
	131	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	62508,32
		302-2	12	8,07		21562,33			
	141	202-304	8	10,25	18,4	14403,65	33051,88	19127,25	63374,77
		304-302	10,4	4,83		18648,24			
	211	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	31602,05	18288,22	54612,42
		302-2	12	8,07		21562,33			
	221	304-202	10,4	10,25	16	18724,74	28764,45	16646,1	57940,04
		303-6	5,6	4,48		10039,72			
	231	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	53370,42

3		302-2	12	8,07		21562,33			
	241	202-304	8	10,25	18,4	14403,65	33051,88	19127,25	54312,64
		304-302	10,4	4,83		18648,24			
	311	301-202	7,2	0,21	19,2	12895,23	34457,56	19940,72	64665,47
		302-2	12	8,07		21562,33			
	321	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	31602,05	18288,22	65036,56
		302-2	12	8,07		21562,33			
	331	301-303	8	4,57	13,6	14343,04	24382,75	14110,39	65840,36
		303-6	5,6	4,48		10039,72			
	341	303-301	8	4,57	15,2	14343,04	27238,27	15762,89	65522,93
		301-202	7,2	0,21		12895,23			
	412	301-202	7,2	0,21	15,2	12895,23	27298,87	15797,96	66486,4
		202-304	8	10,25		14403,65			
	421	304-202	8	10,25	13,6	14403,65	24443,36	14145,46	66857,5
		303-6	5,6	4,48		10039,72			
	431	301-303	8	4,57	13,6	14343,04	24382,75	14110,39	66832,74
		303-6	5,6	4,48		10039,72			
	441	303-301	8	4,57	15,2	14343,04	27238,27	15762,89	66515,31

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

По В<sub>Σ</sub> з табл. 3.3 було обрано варіант розширення з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ПЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 231 приєднання підстанцій 301, 302, 303, 304 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
231	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	62943,12
	302-2	12	8,07		21562,33			
23	6-303	5,6	4,48	13,6	10039,72	24443,36	16974,56	39673,11
	202-304	8	10,25		14403,65			
2	202-301	7,2	0,21	15,2	12895,23	27238,27	22698,55	22698,55

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

**На першому році:**

- - - будівництво лінії електропередач: 202-301 та 301-303;

**На другому році:**

будівництво ліній електропередач: Староконстантинів (вузол 6)-303 та 202-304;

**На третьому році:**

----- будівництво ліній електропередач: 302-304, 302 – Стара Синява (вузол 2) ;

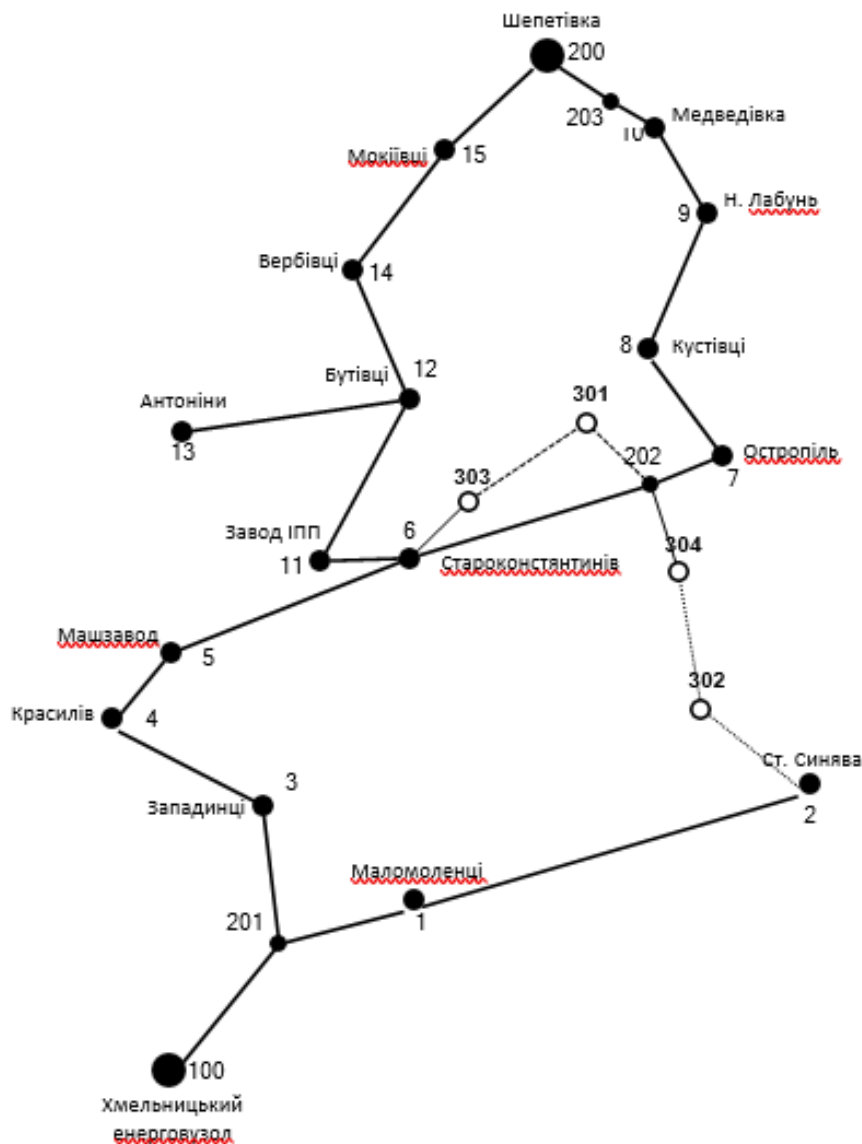


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

### 3.4 Знаходження конструктивних параметрів ПЛЕП

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

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

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Pi}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (3.5)$$

Час найбільших навантажень  $T_{\text{нб}} = 6100$  (год). Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $T_{\text{нб}} > 6000$  годин, район ожеледі – III, тому  $\alpha_1 = 1$ .

$$I_{\text{розр}6-303} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Pi}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\Pi}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{4,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}303-301} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-202} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 12,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}202-304} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{11,13}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 58,44 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}304-302} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 26,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}302-2} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{9,53}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 49,9 \text{ (A)};$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження  $T_{\text{нб}}$  (6100 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$  для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 500 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{\text{розр}6-303} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{24,78}{0,7} = 35,4 (\text{мм}^2)$$

$$F_{\text{розр}303-301} = \frac{27,78}{0,7} = 39,7 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}301-202} = \frac{12,8}{0,7} = 18,3 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}202-304} = \frac{58,44}{0,7} = 83,5 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}304-302} = \frac{26,66}{0,7} = 38,1 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}302-2} = \frac{49,9}{0,7} = 71,42 (\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі.

Проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії вмережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 6-303 та 202-304;

2й – розрив лінії 6-303, 202-304 та відсутня генерація на СЕС

(301); 3й – розрив лінії 301-202 та 202-304;

4й – розрив лінії 301-202 та 202-304 та відсутня генерація на СЕС

(301); 5й – розрив лінії 303-301;

6й – розрив лінії 301-202.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС240/39, але допускається АС-120/19.



Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А тах	Іпа Доп.	Марка проводу
6-303	0	0	32,5	52,11	52,66	32,5	52,66	390	АС-120/19
303-301	52,59	52,57	22,89	68,23	0	22,9	68,23		АС-120/19
301-202	32,53	52,18	0	0	22,89	0	52,18		АС-120/19
202-304	0	0	109,41	109,41	61,67	48,17	109,41		АС-120/19
304-302	32,31	32,31	57,49	57,49	29,9	27,2	57,49		АС-120/19
302-2	109,3	109,31	0	0	46,7	49,2	109,3		АС-120/19

## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції; Для 301 вузла відповідно до (4.1) маємо:

$$S_i = \frac{4,37}{1,4 \cdot (2-1)} = 3,12 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

У вузлах 302, 303 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
301	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	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 відповідно до формули 4.2

$$K_{з.ма} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_n} \leq 0,7 - 0,8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.ма} = \frac{4,37}{2 \cdot 2,5} = 0,87 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з3.ма} = \frac{10,1}{2 \cdot 6,3} = 0,79 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.ма} = \frac{14,65}{2 \cdot 10} = 0,73 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з4.ма} = \frac{6,21}{2 \cdot 6,3} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 0,7 - 0,8$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми підстанції необхідно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та місця розташування підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

В огляді функцій ПС в електричній мережі схема повинна:

- забезпечення надійного електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій енергонадійності енергозбирального комбайна з урахуванням наявності автономних аварійних джерел живлення;

- забезпечення надійності передачі струму через ПС у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах залежно від його значення для окремої ділянки мережі;

- враховує ступінчастість розвитку ПС, динаміку навантаження мережі тощо. Необхідно дотримуватися принципу поетапного розширення підстанції та її основної схеми, виходячи з розширення підстанції найбільш простим і економічним шляхом без проведення значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та мінімізації постачання електроенергії споживачам. ;

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

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301, 302 та 304 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або

виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

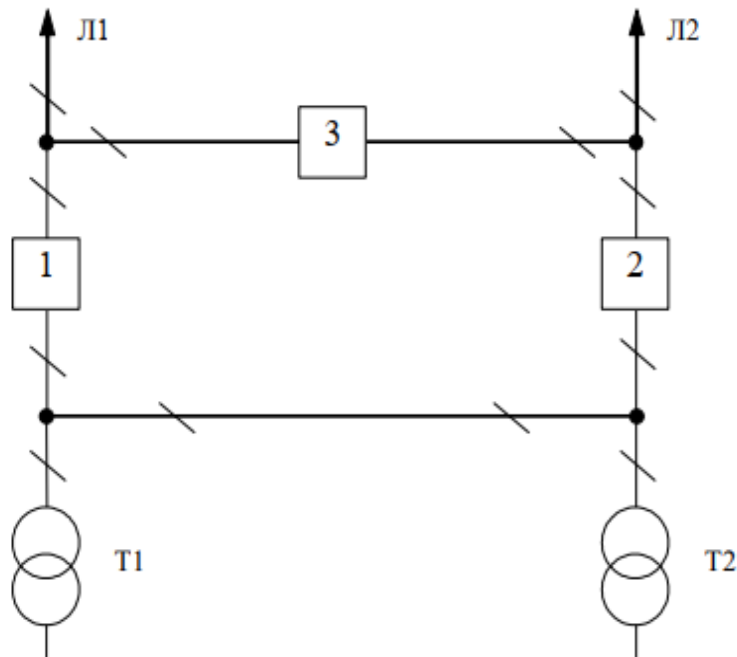


Рисунок 5.1 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

## 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Старокостянтинів (вузол 6) пропонується залишити наявну схему, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною» (рис. 5.2). Дана схема має можливість жити 3-6 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток.

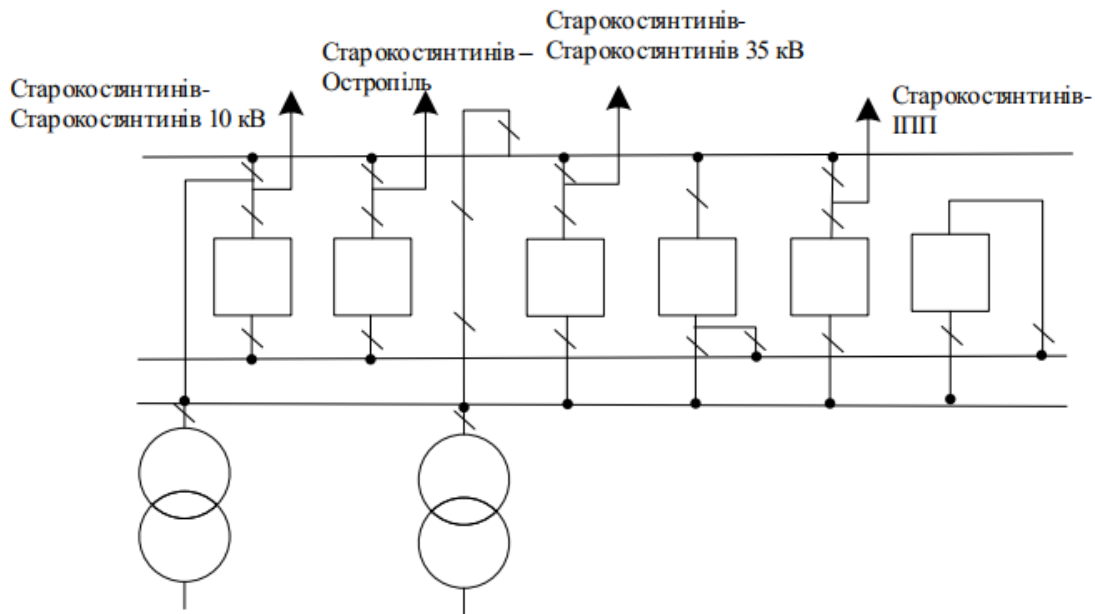


Рисунок 5.2 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Стара Синява (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схему, а саме «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.3). Дана схема має можливість жити 3-6 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток. Для 202 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

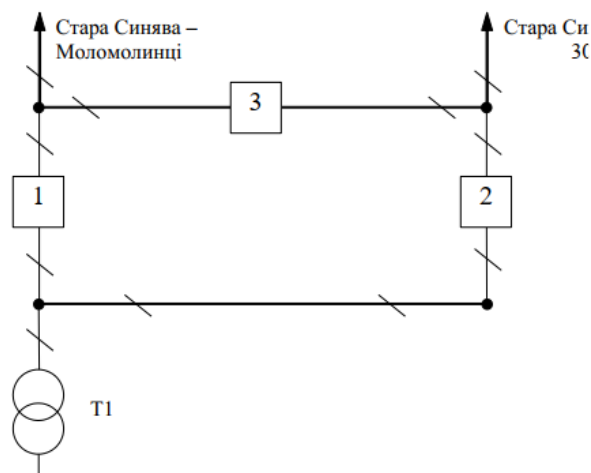


Рисунок 5.3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми підстанції з найбільшим навантаженням – ПС 301.

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

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ .

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,003 = 0,991$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-5} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де  $T_{П1} = 45$  год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2/2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

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 і ремонтів елементів схеми РП (для вузла 301)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов $w_i$	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0313		G1, W1, D (W2, G2) – $T_0$	G2, G1, W2, W1 – $T_0$
			G1, W1, D (W2, G2) – $T_B$	G1, G2, D (W1, W2) - $T_B$
Q2	0,0313	G2, G1, W2, W1 – $T_0$		G2, G1, W2, W1 – $T_0$
		G1, W1, D (W2, G2) - $T_B$		G2, W2, D (W1, G1) - $T_B$
Q3	0,0313	G2, G1, W2, W1 – $T_0$	G2, W2, D (W1, G1) – $T_0$	
		G1, G2,	G2, W2,	



Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G1, G2, W2, W1	4	1	0,0313	0,1252
G2, G1, D (W1, W2)	2	15,5	0,0313	0,0626

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

Для обчислення 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 ( $Z_0 = 550$  грн./кВт·год.);

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

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

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W <sub>РІК</sub> , МВт·год	ΔW <sub>НД</sub> , МВт·год	M <sub>ЗБ</sub> , грн.
60 888	0,138	65 775

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне генерування. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 Знаходження балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в цей момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 27,35 + 0.05 \cdot 27,35 = 27,351 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 27,351 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,698 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ПЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ПЛЕП – 6-303

$$Q_{\text{ЛЕП6-303}} = 107,6^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5,6) = 0,185 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,185 + 0,265 + 0,239 + 0,264 + 0,344 + 0,395 = 1,692 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 14,4 = 13,7 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ПЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 13,7 = 1,37 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 13,7 + 1,37 - 1,692 - 8,698 = 4,68 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 13,7 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 8,698 МВАр, можна зробити висновок необхідності встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 УЗ на 4950 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 302.

## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного стану електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу “ВТРАТИ-RVM - Hign”. Даний програмний комплекс дозволяє розрахувати усталений режим ввідної електромережі 110/35/10 кВ за інформацією про відгалуження (довжина, марка проводу) і вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість і тип).

### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунку цієї програми є величина потужності та втрати потужності в певній електромережі. Але при цьому програма також розраховує встановлений режим електричної мережі - надається інформація про значення напруги у вузлах електричної мережі і струми в її гілках. Результати розрахунку в усталеному режимі вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць - результат розрахунку сумарних втрат потужності, результат розрахунку по лініях і вузлах. Файл вхідних даних з врахуванням розширення представлений у додатку В.

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

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напругив балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

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

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

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів

електричної мережі після розширення відповідно представлені в додатках В та Г.

## 7.2. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати лише при стандартизованих значеннях частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Основним завданням підтримки напруги в електромережі є забезпечення необхідних показників якості енергії. У розподільних мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в електростанціях за допомогою трансформаторів з відводними перетворювачами. Регулювання напруги виконується для забезпечення стандартного відхилення напруги на шинах вторинної напруги трансформаторних станцій.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	109,1	103,68	115,53
302	108,6	103,14	115,07
303	108,94	103,51	115,38
304	108,81	103,37	115,26

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	10,95	10,4	11,59
302	9,86	9,3	10,52
303	9,87	9,32	10,53
304	10,05	9,51	10,69

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Б).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{Т302} = \frac{((12,89) \cdot (7,95 / 2)) + ((6,96) \cdot (139 / 2))}{115,07} = 4,65 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т5016} = \frac{115,07 - 4,65}{10,5} = 10,52$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{Т302д} = 10,52$ , що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{НН302д} = \frac{115,07 - 4,65}{10,611} = 10,4$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Т6}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,80	11,07	10,35	5	11,082	0,0902
302	4,64	10,51	10,40	8	10,611	0,0942
303	4,76	10,53	10,42	8	10,611	0,0942
304	3,27	10,66	10,55	8	10,611	0,0942

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304 (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 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах були проведені розрахунки для вибору оптимального плану розширення електричної мережі 110 кВ, вибору основного плану вузлових станцій і станцій споживання, вибору основного обладнання ТП і електромережі, аналізу допоміжних режимів. пікове навантаження та будівельні заходи. для забезпечення якості напруги в ЕМ. Завдяки цим діям було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності всього проекту розширення мережі.

Сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетиці використовується показник рентабельності капітальних інвестицій з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергетичних об'єктів. протягом трьох 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 повкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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 ПЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (4720 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

#### **На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: 202-301, 301-303;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 301, 303;
- спорудження відгалужувальної опори від ПЛ  
Старокостянтинів –Остропіль (вузол 202).

**На другому році:**

- будівництво ліній електропередач: 6-303, 202-304;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 304;
- спорудження нового приєднання до ПС Старокостянтинів (вузол 6).

**На третьому році:**

- будівництво ліній електропередач: 302-2 та 304-302;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 302.
- спорудження нового приєднання до ПС Стара Синява (вузол 2).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2..

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	<b>195,384</b>	<b>4987,412</b>	<b>165,624</b>	<b>137,492</b>	<b>2,396</b>	<b>5488,308</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>435,935</b>	<b>13608,306</b>	<b>605,722</b>	<b>377,473</b>	<b>8,934</b>	<b>13036,573</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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2	808,718
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>463,392</b>	<b>3149,125</b>	<b>99,554</b>	<b>99,464</b>	<b>12</b>	<b>3823,534</b>

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:								
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	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>3287,266</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305	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	517,930	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>1709,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>	<b>1709,318</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>38578,366</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування підстанції (вузол 303):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	<b>14843,022</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>435,935</b>	<b>13608,306</b>	<b>605,722</b>	<b>377,473</b>	<b>8,934</b>	<b>13036,573</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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19</b>	<b>6654,047</b>
<b>4</b>	<b>Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:</b>							
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	<b>Всього</b>		<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>3287,266</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
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервногозахисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторівнапруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305
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	517,930
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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>1709,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>50763,593</b>					

Таблиця 8.3 – спорудження відгалужувальної опори від ПЛ Старокостянтинів – Остропіль (вузол 202):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>319,634</b>	<b>684,528</b>	<b>99,988</b>	<b>64,324</b>	<b>4</b>	<b>1172,474</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>1172,474</b>					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 90514,433 тис. грн.,  
другому році показані у табл. 8.3–8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	<b>517,488</b>	<b>13498,936</b>	<b>451,372</b>	<b>371,798</b>	<b>3,43</b>	<b>14843,022</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>435,935</b>	<b>13608,306</b>	<b>605,722</b>	<b>377,473</b>	<b>8,934</b>	<b>13036,573</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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19</b>	<b>6654,047</b>
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
<b>Всього</b>			<b>174,04</b>	<b>2441,247</b>	<b>112,412</b>	<b>71,8</b>	<b>5,026</b>	<b>3691,625</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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305

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	517,930
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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>1709,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>50763,593</b>					

Таблиця 8.5 – спорудження нового приєднання до ПС Старокостянтинів(вузол 6):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			<b>332,861</b>	<b>2944,182</b>	<b>130,374</b>	<b>91,012</b>	<b>2,241</b>	<b>3500,669</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>3500,669</b>					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 54 264,262 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17330,13	573,722	473,808	4,028	<b>19004,222</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>435,935</b>	<b>13608,306</b>	<b>605,722</b>	<b>377,473</b>	<b>8,934</b>	<b>13036,573</b>
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>							
3.1	<b>ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:</b>							
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	6 од.	231,696	2069,862	55,884	62,712	6	2426,154
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>617,856</b>	<b>4529,033</b>	<b>136,81</b>	<b>141,272</b>	<b>16</b>	<b>5440,97</b>

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	38,616
<b>Всього</b>			<b>174,04</b>	<b>2441,247</b>	<b>112,412</b>	<b>71,8</b>	<b>5,026</b>	<b>3691,625</b>	<b>174,04</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	521,305	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	517,930	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>1709,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>	<b>1709,318</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>54116,075</b>						

Таблиця 8.7 - Вартість спорудження нового приєднання до ПС Стара Синява  
(вузол 2)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			<b>332,861</b>	<b>2944,182</b>	<b>130,374</b>	<b>91,012</b>	<b>2,241</b>	<b>3500,669</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>3500,669</b>					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 57 616,744 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ПЛЕР}} = C_T \cdot I, \quad (8.6)$$

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

$$K_{\text{ПЛЕР1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (7,2+8) = 23919,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ПЛЕР2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (5,6+8) = 21402,04 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ПЛЕР3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (10,4+12) = 35250,43 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 90514,433 + 23919,93814 = 114434,37 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 54264,262 + 21402,04992 = 75666,31 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 57\,616,744 + 35250,43 = 92\,867,174 \text{ (тис.грн.)}$$

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 розширення, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тл}} + \Delta W_{\text{тп}}; \quad (8.8)$$

де  $\Delta W_{\text{тл}}$ ,  $\Delta W_{\text{тп}}$  – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ПЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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:

$$B_{\text{л1}} = (23919,93814 \cdot 0,3)/100 = 71,75 \text{ (тис.грн.); } B_{\text{л2}} =$$

$$(21402,04992 \cdot 0,3)/100 = 64,2 \text{ (тис.грн.); } B_{\text{л3}} =$$

$$(35250,43516 \cdot 0,3)/100 = 105,75 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{\text{п1}} = (90514,433 \cdot 3)/100 = 2715,43 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{\text{п2}} = (54264,262 \cdot 3)/100 = 1627,92 \text{ (тис.грн.);}$$

$$V_{ПЗ} = (57\,616,744 \cdot 3) / 100 = 1728,5 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розширення (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 втратив ПЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:202-301, 301-303 П/ст: 202, 301, 303	342	132	2178
2	ЛЕП:6-303, 202-304 П/ст: 6, 304	343	226	1757
3	ЛЕП: 304-302, 302-2 П/ст: 302, 2	889	-73	4400

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$V_1 = 71,75 + 2715,43 + (2178 \cdot 2,65) = 8558,89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 64,2 + 1627,9 + (1757 \cdot 2,65) = 6348,18 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 105,75 + 1623,48 + (4400 \cdot 2,65) = 13389,23 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(301(СЕС)+303)} = (4,37 \cdot 1200 + 9,05 \cdot 6100) = 60449 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(304)} = (5,41) \cdot 6100 = 33001 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(302)} = 12,89 \cdot 6100 = 78629 \text{ МВт·год.}$$

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

$$П_1 = (2,65 \cdot 0,12 \cdot 55205) + (5,2 \cdot 0,12 \cdot 5244) - (8558,89) = 12268,56 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 33001 - 6348,18 = 4146,138 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 78629 - 13389,23 = 11614,79 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розширення в

цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E_a = \frac{12268,56 / (1+0,2) + 4146,138 / (1+0,2)^2 + 11614,79 / (1+0,2)^3}{114434,4 / (1+0,2) + 75666,31 / (1+0,2)^2 + 92867,17 / (1+0,2)^3} = 0,098$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,098 = 10,17 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	27,35
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	166835
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	282967,854
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	10,17
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,912
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,4
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	8335
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	18237

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{ан}$  (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ( $E_{ан}=0,2$ )). Терміни окупності (10) підтверджують ефективність.



## 9 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

### 9.1 Системи охолодження і обслуговування охолоджувальних пристроїв

Теплота, що виділяється в обмотках і магнітопроводі працюючого трансформатора, розсівається в довкілля. Перехід тепла з поверхні обмоток і магнітопроводу до охолоджувального масла відбувається внаслідок різниці температур між ними. Теплопередача забезпечується безперервною природною або примусовою циркуляцією масла в середині трансформатора ( рис. 9.1).

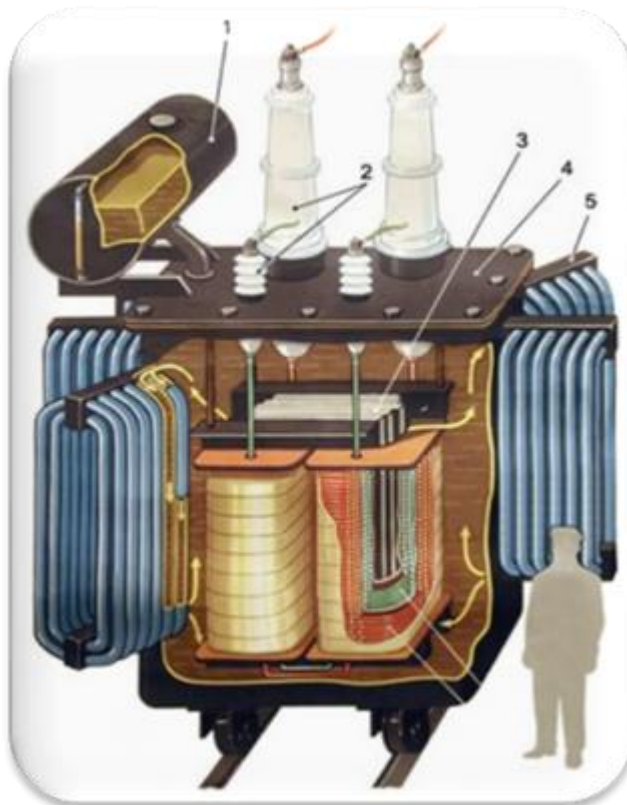


Рисунок 9.1 – Улаштування трансформатора: 1 – розширювальний бак; 2 – ізолятор; 3 – осердя трансформатора; 4 – кришка бака трансформатора; 5 – радіатори; 6 – обмотка низької напруги; 7 – обмотка високої напруги.

Природний рух нагрітих і холодних шарів масла пояснюється їх різною густиною. У довкілля тепло відводиться конвекційними потоками повітря біля стінок бака і випромінюванням (рис. 9.2). Теплопередача конвекцією відбувається зі всієї поверхні бака, труб та охолоджувачів і залежить від різниці температур бака й повітря, від конфігурації і площі охолоджуваних поверхонь. Чим вільніший доступ повітря до

охолоджувальної поверхні, тим інтенсивніша теплопередача.



Рисунок 9.2 – Загальний вид трансформатора

#### Системи охолодження

Передбачені наступні системи охолодження масляних трансформаторів і умовні позначення:

- ▶ масляне охолодження з природною циркуляцією масла всередині бака і повітря зовні – М;
- ▶ масляне дуттьове охолодження з примусовою циркуляцією масла – Д;
- ▶ масляне дуттьове охолодження з примусовою циркуляцією масла і води – Ц.

Трансформатори з дуттьовим охолодженням допускають роботу з відключеним дуттям, якщо навантаження менше номінального, а температура верхніх шарів масла не перевищує 55 °С.

Під час аварійного відключення всіх вентиляторів обдуву робота трансформатора з номінальним навантаженням допускається залежно від температури довкілля упродовж обмеженого часу.

Робота трансформаторів з навантаженням вище за номінальне можлива тільки з включеним дуттям незалежно від температури масла і навколишнього повітря.

Управління дуттям, тобто увімкнення і вимкнення електродвигунів вентиляторів, виконується вручну і автоматично. Автоматичне увімкнення дуття здійснюється за допомогою контактів термометричного сигналізатора.

У потужних трансформаторах і автотрансформаторах дуттьове охолодження не забезпечує повного відведення теплоти втрат. У цих випадках застосовується система повітряно-масляного охолодження з примусовою циркуляцією масла за допомогою насосів і інтенсивним обдуванням охолоджувачів вентиляторями, встановленими на

охолоджувачах.

Для збільшення тепловіддачі на крупних трансформаторах, що випускаються вітчизняною промисловістю, рух масла всередині трансформатора впорядкований: охолоджене масло подається по спеціальних трубах до певних частин обмоток, внаслідок чого створюється організована циркуляція масла по охолоджувальних каналах. Така система направленої циркуляції масла в обмотках більш ефективна.

Трансформатори з штучним охолодженням можуть експлуатуватися тільки під час працюючих вентиляторів дуття, насосів циркуляції масла із увімкненою сигналізацією про припинення подачі масла і зупинку вентиляторів обдування.

Управління двигунами системи охолодження передбачається автоматичне і ручне. Схема автоматичного управління забезпечує:

- ▶ увімкнення основної групи охолоджувачів під час увімкнення трансформатора в мережу;
- ▶ збільшення інтенсивності охолодження включенням додаткового охолодження, досягнувши номінального навантаження або певної температури масла в трансформаторі;
- ▶ увімкнення резервного охолоджувача під час аварійного вимкнення будь-якого з працюючих;
- ▶ увімкнення резервного живлення двигунів насосів і вентиляторів під час зникнення напруги, а також перемикання живлення з резервного джерела після відновлення напруги в основній мережі.

Ручне управління двигунами всієї системи охолодження і кожного охолоджувача виконується ключами управління, положення яких перевіряється зовнішнім оглядом перед увімкненням трансформатора в мережу.

Система маслководяного охолодження з примусовою циркуляцією масла і охолоджувальної води є найефективнішою, але менш зручною в експлуатації, ніж розглянута вище система з примусовою циркуляцією масла. Для її застосування необхідне потужне джерело водопостачання і мають передбачатися заходи щодо запобігання заморожування водних магістралей, насосів і іншої апаратури в зимовий час.

Увімкнення в роботу масловодного охолодження виконується після увімкнення трансформатора в мережу: спочатку включають в роботу масляний насос і перевіряють циркуляцію в масло охолоджувачі, потім подають охолоджувальну воду і перевіряють співвідношення тиску води і масла. За необхідності виконується регулювання тиску.

Маслоохолоджувачі в системі масло-водного охолодження знижують температуру масла на 10 – 15 °С і здатні підтримувати температуру верхніх шарів масла при нормальному навантаженні на рівні 50 – 55 °С. Тому подачу охолоджувальної води в маслоохолоджувачі виконують за температури масла не нижче 15 °С. Відключення масло-водного охолодження виконується після відключення трансформатора від мережі: спочатку припиняють доступ води в маслоохолоджувач, а потім відключають маслонасос.

Обслуговування систем охолодження полягає в спостереженні за роботою і догляді за установками, яке використовується в системах охолодження. Система охолодження, оперативним персоналом, оглядається одночасно з оглядом трансформаторів.

Під час оглядів перевіряється:

- ▶ відсутність текучості масла з систем охолодження;
- ▶ робота охолоджувачів за їх нагрівом (температура визначається на дотик).
- ▶ відсутність нагріву, шуму і вібрації насосів, що перекачують масло;
- ▶ роботи адсорбційних фільтрів;
- ▶ стан кріплень маслопроводів, насосів і вентиляторів;
- ▶ робота вентиляторів – за відсутністю вібрації, скреготу і зачіпань крильчаток за кожух.

Догляд за устаткуванням систем охолодження включає усунення знайдених під час огляду несправностей, заміну деталей (лопаток, крильчаток, підшипників), що зносилися, чищення охолоджувачів і вентиляторів, змащування підшипників, контроль опору ізоляції електродвигунів.

Ефективність роботи систем охолодження в цілому перевіряється за температурою верхніх шарів масла в трансформаторі.

## 9.2 Регулювання напруги і обслуговування регулювальних пристроїв

Під час регулювання напруги перемикання відгалужень обмоток трансформаторів змінюють їх коефіцієнти трансформації, що дає можливість підтримувати на шинах НН (СН) підстанцій напруг, близько до номінальної, коли первина напруга відхиляється з тих чи інших причин від номінальної.

Перемикають відгалуження на відключених від мережі трансформаторах пристроями ПБЗ (перемикання без збудження) або на працюючих трансформаторах під навантаженням пристроями РПН (регулювання під навантаженням).

Пристроями ПБЗ забезпечується майже всі трансформатори. Застосовується ручні трифазні і однофазні перемикачі. Однофазний перемикач барабанного типу, встановлений на кожній фазі обмоток ВН.

Трансформатори з РПН мають більшу кількість регулювальних ступенів і широкий діапазон регулювання (до 20%), ніж трансформатори з ПБЗ.

Обслуговування пристрої регулювання напруги

Перестановка перемикачів ПБЗ з однієї ступені на іншу в експлуатації виконується рідко (2 – 3 рази на рік під час сезонного регулювання). Під час тривалої роботи без перемикання контактні стрижні і кільця покриваються плівкою окису. Щоб зруйнувати цю плівку і створити хороший контакт, рекомендується під час кожного переведення вимикача заздалегідь прокручувати його (не менше 5 – 10 разів) з одного крайнього положення в інше. Під час пофазного переведення перемикачів перевіряється їх однакове положення. Приводи перемикачів на кожній ступені фіксуються стопорними болтами.

Пристрої РПН мають постійно перебувати в роботі з увімкненими блоками АРКТ (автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації). На дистанційне керування РПН переводять тільки за несправності блоків АРКТ. Під час оглядів РПН звіряють покази вказівників положення перемикачів на щиті керування і на приводах РПН, оскільки з низки причин можливе розузгодження датчика і приймача. Перевіряється також однакове положення перемикачів РПН всіх паралельно працюючих трансформаторів

або окремих фаз під час пофазного управління.

Наявність масла в баку контактора перевіряється за масловказівником. Рівень масла слід підтримувати в допустимих межах. За пониженого рівня масла збільшується час горіння дуги на контактах. Перевищення нормальної відмітки рівня масла звичайно спостерігається під час порушень ущільнень окремих вузлів масляної системи.

Нормальна робота контакторів гарантується за температури масла не нижче  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . За нижчої температури масло сильно густіє і на контактор впливають значні механічні навантаження, які можуть призвести до його пошкодження. Щоб уникнути пошкоджень, прід час пониження температури навколишнього повітря до  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  має вмикатися система автоматичного обігріву контактів.

Контактори РПН звичайно виводяться в ремонт після виконання 20 – 30 тис. операцій під струмом. При цьому замінюються обгорілі контакти, замінюється масло.

### 9.3. Включення трансформатора в мережу і контроль за роботою

Перед увімкненням трансформатора в мережу з резерву або після ремонту оглядається як сам трансформатор, так і все устаткування, що вмикається з ним.

При цьому перевіряється:

- ▶ рівень масла в розширювачі і вводах трансформатора;
- ▶ справність і пускове положення устаткування системи охолодження;
- ▶ правильне положення показчиків перемикачів напруги;
- ▶ положення заземлювального роз'єднувача і стан розрядників у нейтралі;
- ▶ ввімкнений дугогасильний реактор;
- ▶ стан фарфорових ізоляторів і покришок вводів, а також шинопроводів і екранованих струмопроводів.

Якщо трансформатор перебуває в ремонті, то звертається увага на чистоту робочих місць, відсутність закороток, захисних заземлень і сторонніх предметів на трансформаторі й устаткуванні трансформатора (рис.9.3).



Рисунок 9.3 - Працюючий трансформатор

Увімкнення трансформатора в мережу виконується поштовхом на повну напругу з боку живлення (мережевих трансформаторів з боку обмоток ВН). Увімкнення часто супроводжується сильним кидком струму намагнічування. Проте автоматичного вимкнення трансформатора диференційним струмовим захистом при цьому не відбувається, що дозволяє уникнути помилкових його спрацювань під час усіх подальших увімкнень.

Під час виключення трансформатора в роботу не виключено появу на ньому відразу номінального навантаження. Увімкнення на повне навантаження при будь-якій температурі повітря. Якщо температура повітря, а отже, і масла в трансформаторі виявиться нижче вказаної, її піднімають увімкненням трансформатора на холостий хід або під навантаженням не більше 50 % номінального.

Підвищення в'язкості масла в зимовий час враховується під час увімкнення в роботу не тільки самого трансформатора, але і його охолоджувальних пристроїв.

Контроль за навантаженням трансформаторів, що перебувають у роботі, виконується по амперметрах, на шинах яких мають бути нанесені червоні відмітки, що відповідають номінальним навантаженням обмоток. Одночасно з контролем значення струму перевіряється рівномірність навантаження по фазах. На автотрансформаторах контролюється також струм у загальній обмотці.

В реальних умовах трансформатори працюють із змінним навантаженням, причому більшу частину доби, і особливо в нічний час, їх навантаження нижче номінального.

В аварійних випадках (наприклад, під час виходу з роботи одного з

трансформаторів і відсутності резерву) допускається аварійне перенавантаження трансформаторів, що залишається в роботі.

Контроль за напругою, підведеної до трансформатора, виконується по вольтметрах, що вимірюють напругу на шинах.

Контроль за тепловим режимом трансформаторів зводиться до періодичних вимірювань температур верхніх шарів масла в банках. Вимірювання виконуються за допомогою скляних термометрів, занурених в спеціальні гільзи на кришках трансформаторів, дистанційних термометрів опору і термометрів манометричного типу – термосигналізаторів.

#### Періодичні огляди

Трансформатори оглядаються без вимкнення в наступні терміни:

- ▶ головні трансформатори і трансформатори власних потреб станцій і підстанцій з постійним чергуванням персоналу – 1 раз на добу;
- ▶ трансформатори підстанцій і гідростанцій без постійного чергування персоналу – не рідше 1 разу на місяць.

Огляд виконується також і під час спрацювання сигналізації про порушення режиму роботи трансформаторів або систем їх охолодження, під час спрацювання пристроїв релейного захисту або автоматики. Під час стихійних лих трансформатори мають оглядатися негайно.

Мета періодичних оглядів – перевірка умов роботи трансформаторів і виявлення неполадок, які під час розвитку можуть призвести до аварійних пошкоджень. Під час огляду перевіряється зовнішній стан систем охолодження, пристроїв регулювання напруги під навантаженням, пристроїв захисту масла від окиснення і зволоження, фарфорових і маслонаповнених вводів, захисних розрядників на лінійних вводах і в нейтралах, кранів, фланців і люків, а також гумових прокладок і ущільнень, відсутність текучості масла і рівень його в розширювачах, цілість і справність приладів, справність заземлення бака трансформатора, наявність і справність засобів пожежогасіння, маслоприймальних ям і дренажів, стан написів і пофарбування трансформаторів.

Вимкнення трансформатора від мережі, як правило, виконують вимикачами спочатку з боку навантаження, а потім з боку живлення.



#### 9.4 Паралельна робота трансформаторів

Паралельна робота трансформаторів допускається під час:

- ▶ однакових первинних і вторинних напруга (однаковий коефіцієнт трансформації);
- ▶ рівних напруга короткого замикання;
- ▶ однакових групах з'єднання обмоток.

Під час увімкнення на паралельну роботу трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації напруги на затискачах їх вторинних обмоток будуть різними (рис. 9.4).



Рисунок 9.4 – Паралельно ввімкнені трансформатори

Ця різниця викликає протікання вирівнюючих струмів.

$$I_{y1} = \frac{\Delta U}{Z_{k1} + Z_{k2}}$$

де:  $\Delta U = U_1 - U_2$  – різниця вторинних напруг трансформаторів;

$Z_{k1}$  і  $Z_{k2}$  – повні опори КЗ першого і другого трансформаторів.

$$Z_k = \frac{U_k \% U_{ном}}{100 \cdot I_{ном}}$$

де:  $U_k \%$  – напруга КЗ.

Вирівнювальні струми, завантажуючи обмотки трансформаторів, збільшують втрати енергії і знижують сумарну потужність постійного струму. тому їх протікання є недопустимим. Згідно з ДСТУ у трансформаторів, які включають на паралельну роботу, коефіцієнти трансформації не повинні розрізнятися більше ніж на  $\pm 5 \%$ .

Різниця напруги КЗ трансформаторів обумовлює розподіл між ними загально навантаження пропорційно до їх номінальних потужностей і обернено пропорційно напругам КЗ:

$$S = S'_1 + S'_2 = \left( \frac{S_{\text{НОМ1}}}{U_{\text{к1}}} + \frac{S_{\text{НОМ2}}}{U_{\text{к2}}} \right) \cdot U'_k$$

де:  $S$  – загальне навантаження;

$S'_1$  та  $S'_2$  – реальні навантаження трансформаторів;

$S_{\text{НОМ1}}$  і  $S_{\text{НОМ2}}$  – номінальні потужності трансформаторів;

$U_{\text{к1}}$  та  $U_{\text{к2}}$  – напруги КЗ трансформаторів;

$U'_k$  – еквівалентна напруга КЗ паралельно ввімкнених трансформаторів.

З формули випливає, що більше навантаження прийме на себе трансформатор із меншим значенням напруги КЗ.

Найкраще використання встановленої потужності трансформаторів може бути тільки за рівності напруг КЗ. Однак в експлуатації допускається включення на паралельну роботу трансформаторів з відхиленням напруг КЗ від їх середнього значення, але не більше ніж на 10 %.

Не рекомендується увімкнення на паралельну роботу трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше трьох. Через те, що навіть за невеликих експлуатаційних перевантажень трансформатор меншої потужності може бути сильно перенавантаженим.

Паралельна робота трансформаторів, які мають різні групи з'єднань неможлива через те, що між їхніми вторинними обмотками виникає напруга, зумовлена кутом зсуву  $\varphi$  між векторами вторинних напруг.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 10.1 Задачі розділу

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

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

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

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

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під

час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРП 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

в) психофізіологічні:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристрійх.

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

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

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

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;

- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

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

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

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

## 10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 10.4.1 Мікроклімат

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

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня		
Холод	Іб	20-	17-	75	не
Тепл		21-	19-		

### 10.4.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [15].

### 10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [15]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (10.1)$$

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

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

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

#### 10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості  $E$  в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

#### 10.4.5 Виробничий шум

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

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [14].



Таблиця 10.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

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

#### 10.4.6 Виробнича вібрація

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

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

Наведемо в таблицю 10.4 допустимі рівні вібрації т постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації т постійних робочих місць.

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

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

## 10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору  $R_z \leq 0,5$  Ом або допустимої напруги дотику.

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

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання дозаземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
  - $\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;                       $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
  - глибина закладення заземлення:  $t = 0,5 \text{ м}$ ;
  - товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;
- число вертикальних заземлювачів:  $n_v = 20$  шт;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_v = 5 \text{ м}$ .

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс  $40 \times 4$  мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_v = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/60 = 10;$$

$$a/l_6 = 5,6/5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

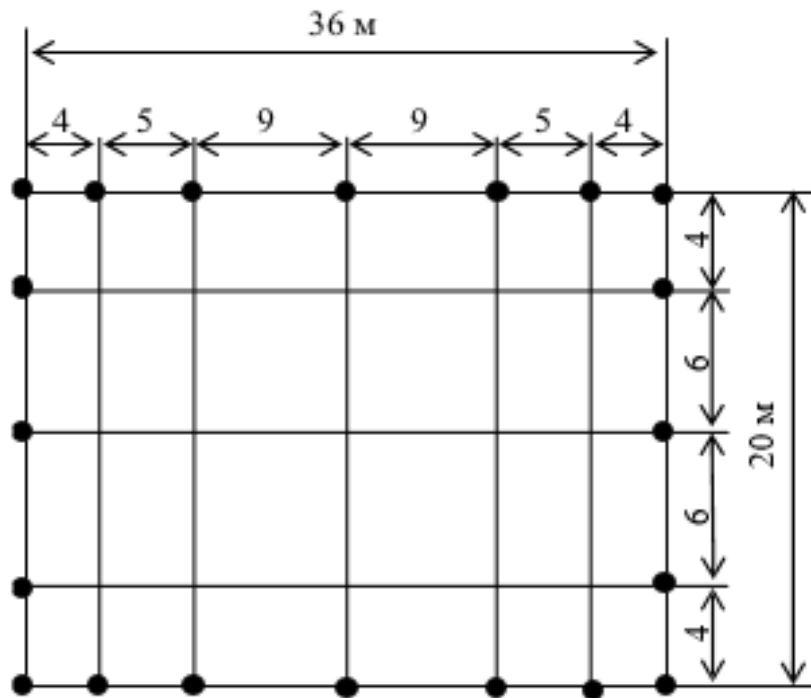


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме  $R'_3 = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{3 \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$ . і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

## 10.6 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРП згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Площа захисного пристрою становить  $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$ ; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити  $h_x = 13 \text{ м}$ ; висота блискавковідводу  $h = 21 \text{ м}$ .

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною  $L_1 = 35 \text{ м}$ . і шириною  $L_2 = 11,1 \text{ м}$ . рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

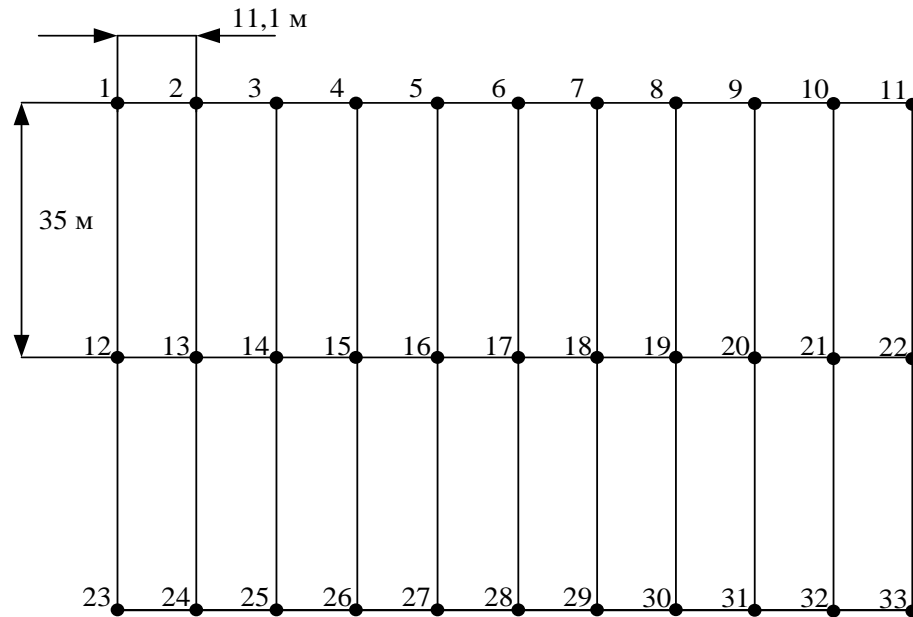


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу  $h \leq 60$  м;
- $r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- $h_0$  – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- $b_x$  – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м);}$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м).}$$

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L <sub>1</sub> , м	L <sub>2</sub> , м	L <sub>3</sub> , м
r <sub>x</sub> , м	7,125	7,125	7,125
h <sub>0</sub> , м	18,614	20,76	18,379
b <sub>x</sub> , м	7	13,35	6,387

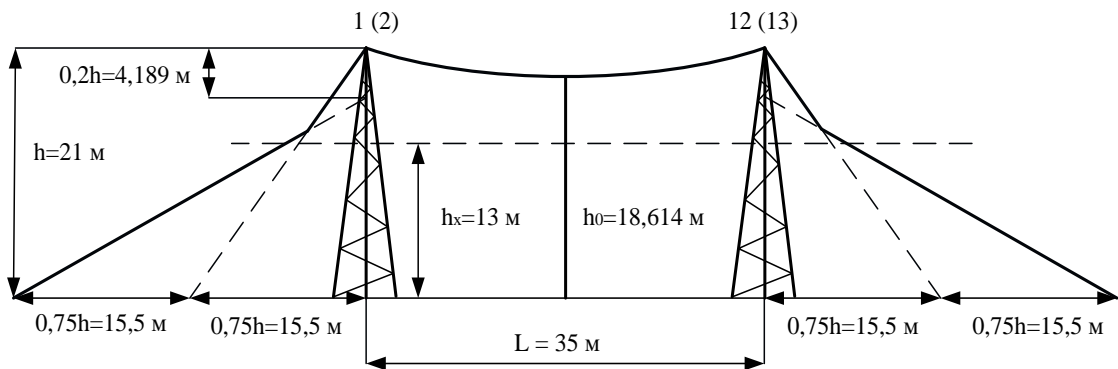


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

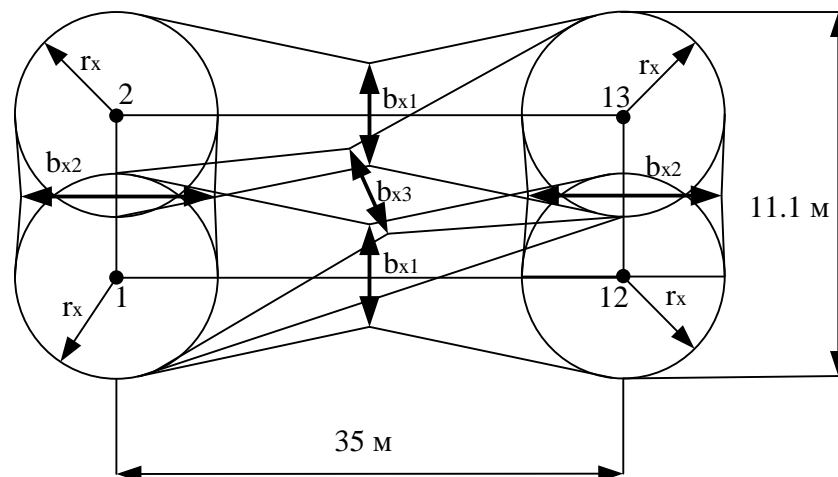


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРП 110 кВ задля пожежної безпеки.

## ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 302, 303 та 304) та СЕС (вузол 301). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплексметоду після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Старокостянтинів (вузол 6) пропонується залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Стара Синява (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схеми, а саме «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для 202 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Для нових ПС (301,302,303,304) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,912 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 282967,854 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0,098)$  близький до  $E_a'(0,2)$ , та швидкий термін окупності 10 років.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
3. Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017. 174 с.
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих пристрійх", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том І. Київ, 2015. 66 с.
12. Півняк Г. «Енергозбереження в промисловому секторі економіки». Энергосбережение № 8, 2007.

13. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http://www.poliplast.ua/doc/dbn\\_v.1.1-7-2002..pdf](http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf)

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

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

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

18. Бондарчук С. В., Войцещук І. В., Кирилко М.Ф. , Семенов М.О. Регулювання напруги для оптимізації режимів роботи електричних мереж/ Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)»- Вінниця: ВНТУ, 2023. Режим доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19650/16267>

## ДОДАТКИ

## Додаток А

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

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
 (БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

**Показники звіту подібності Unicheck**

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

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

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

Вишневський С.Я.  
 (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
 (підпис)

Кирилко М.Ф.  
 (прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
 (підпис)

Сікорська О.В.  
 (прізвище, ініціали)

## Додаток Б

## Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ УМОВ  
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-13.МКР.006.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст. викладач

\_\_\_\_\_ Сікорська О.В.

Магістрант групи 1ЕСМ-22 м

\_\_\_\_\_ Кирилко М.Ф..

Вінниця 2023 р.

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

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження розвитку фрагменту електричної мережі з аналізом умов експлуатації пристроїв регулювання напруги трансформаторів є актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

б) наказ 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку електричних мереж за техніко-економічними показниками та дослідження умов експлуатації пристроїв регулювання напруги.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

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

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
8.	Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
9.	Експлуатація пристроїв регулювання напруги трансформаторів	21.11.23	25.11.23	
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

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

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

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

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

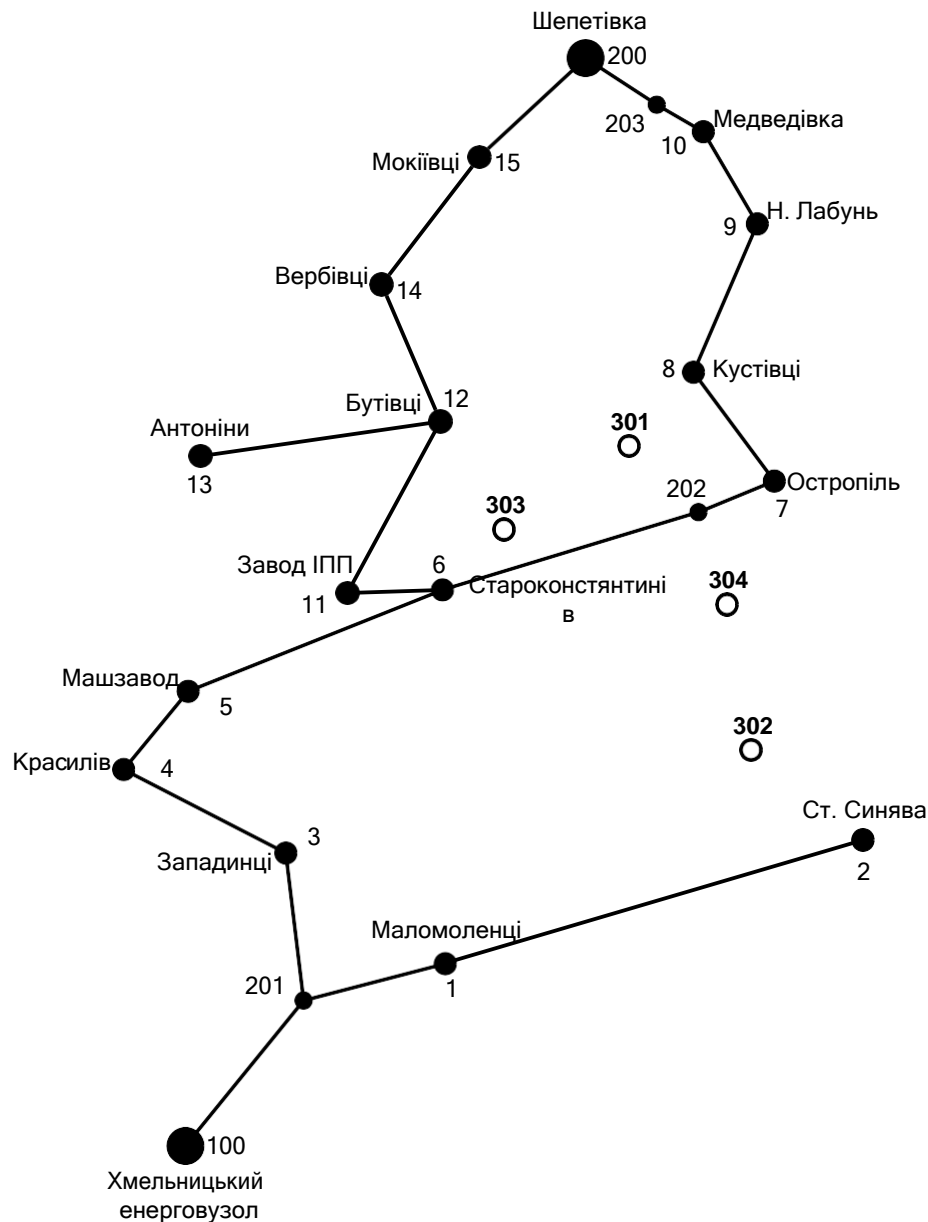
## **8. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:80000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.



**Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі**

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 30% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 475 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.



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

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	4,2	12,4	8,7	5,2
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,87
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	82	88	95	92	91	93	95	95	97	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

## ДОДАТОК В

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 114.697 МВт / 1004.748 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.340 МВт / 975.338 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.737 МВт / 6.460 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 1.339 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.047 МВт / 7.799 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.173 МВт / 18.023 млн.кВт\*г (1.8%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.777	-9.303	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.658	-0.16
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.574	-0.18
102		0.000	0.000	114.196	-0.35
104		0.000	0.000	113.855	-0.46
3	Брацлав	0.000	0.000	113.793	-0.47
5	Тульчин	0.000	0.000	113.616	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	113.644	-0.45
103		0.000	0.000	113.648	-0.46
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.241	-1.09
105		0.000	0.000	114.822	-0.07
4	ферментний завод	0.000	0.000	114.789	-0.08
106		0.000	0.000	114.792	-0.08
200		-72.703	-29.760	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	111.507	-1.52
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.258	-2.08
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.462	-0.23
109		0.000	0.000	112.748	-0.98
10	Тростянець	0.000	0.000	112.713	-0.99
108		0.000	0.000	112.688	-1.00
11	Соколівка	0.000	0.000	111.451	-1.55
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.852	-1.81
107		0.000	0.000	110.381	-2.02
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.380	-2.02
110		0.000	0.000	110.105	-2.20
14	Томашпіль	0.000	0.000	109.593	-2.53
111		0.000	0.000	109.177	-2.90
15	Антонівка	0.000	0.000	109.176	-2.91
16	Боріка	0.000	0.000	109.030	-3.11
17	Моївка	0.000	-5.200	109.026	-3.20
18	Гнатків	0.000	0.000	109.406	-2.60
19	Дзигівка	0.000	0.000	109.369	-2.61
112		0.000	0.000	109.389	-2.61
20	Радянське	0.000	0.000	109.314	-2.63
21	Ямпіль	0.000	0.000	109.540	-2.55
113		0.000	0.000	109.533	-2.55
22	Пороги	0.000	0.000	109.457	-2.58
23	Михайлівка	0.000	0.000	110.018	-2.29
24	Івонівка	0.000	0.000	110.505	-2.08
25	Коси	0.000	0.000	111.614	-1.63
114		0.000	0.000	111.883	-1.54
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	112.946	-1.11
27	Яришів	0.000	0.000	114.784	-0.09
300		-24.218	-8.495	115.000	0.00
1001		2.390	1.160	10.702	-2.46
10021		0.000	0.000	109.784	-2.68
100235		0.000	0.000	37.102	-2.06
100021		0.000	0.000	111.877	-1.46
1002355		0.000	0.000	37.102	-2.06

1002100	0.000	0.000	10.482	-2.59
100210	6.180	3.170	10.482	-2.60
1003	2.390	1.360	10.586	-2.77
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.08
10051	0.000	0.000	112.560	-1.45
10053	0.000	0.000	37.668	-1.44
100510	4.390	2.240	10.734	-1.65
1051	0.000	0.000	112.325	-1.67
1053	0.000	0.000	37.668	-1.44
10510	0.000	0.000	10.735	-1.65
10061	0.000	0.000	109.922	-2.22
10063	0.000	0.000	26.285	-2.22
100610	14.160	7.640	10.436	-2.93
1061	0.000	0.000	109.922	-2.22
1063	0.000	0.000	26.285	-2.22
10610	0.000	0.000	10.436	-2.94
1071	2.590	1.260	10.376	-4.13
10081	0.000	0.000	108.673	-3.39
10083	0.000	0.000	25.986	-3.39
100810	15.960	9.050	10.301	-4.21
1081	0.000	0.000	108.673	-3.39
1083	0.000	0.000	25.986	-3.39
10810	0.000	0.000	10.301	-4.21
1091	2.190	1.190	10.689	-2.32
100103	0.000	0.000	37.243	-2.33
100101	0.000	0.000	111.245	-2.33
1001010	4.190	2.020	10.557	-3.11
10101	0.000	0.000	111.245	-2.33
10103	0.000	0.000	37.243	-2.33
101010	0.000	0.000	10.558	-3.11
1011	2.390	1.020	10.422	-3.97
100121	0.000	0.000	110.161	-2.47
1001210	3.590	1.740	10.496	-2.88
10121	0.000	0.000	110.164	-2.47
101213	0.000	0.000	36.881	-2.47
101210	0.000	0.000	10.496	-2.88
100131	2.490	1.420	10.235	-4.58
100141	0.000	0.000	108.432	-3.51
100143	0.000	0.000	36.301	-3.51
1001410	2.390	1.300	10.305	-4.09
10141	0.000	0.000	108.432	-3.51
10143	0.000	0.000	36.301	-3.51
101410	0.000	0.000	10.305	-4.09
10151	2.490	1.200	10.160	-5.53
10161	2.190	1.250	10.143	-5.41
10171	0.000	0.000	105.591	-5.97
10173	0.000	0.000	35.350	-5.97
101710	3.990	2.150	9.912	-7.64
10181	2.490	1.210	10.181	-5.21
10191	2.190	1.250	10.176	-4.90
10201	1.990	0.970	10.231	-4.71
10211	3.490	1.970	10.199	-4.86
10221	0.000	0.000	106.379	-5.18
10223	0.000	0.000	35.614	-5.18
102210	3.790	1.940	10.006	-6.74
10231	2.290	1.300	10.228	-4.65
100241	2.390	1.160	10.440	-3.29
10241	0.000	0.000	10.440	-3.29
10251	2.190	1.190	10.409	-3.82
100261	0.000	0.000	111.508	-2.25
10026	0.000	0.000	37.331	-2.25
1002610	3.590	2.030	10.584	-2.92
10261	0.000	0.000	111.507	-2.25
10263	0.000	0.000	37.331	-2.25
102610	0.000	0.000	10.584	-2.92
100271	0.000	0.000	113.931	-0.88
100273	0.000	0.000	38.129	-0.88
1002710	3.790	1.830	10.871	-1.05
10271	0.000	0.000	113.741	-1.07
10273	0.000	0.000	38.129	-0.88
102710	0.000	0.000	10.872	-1.05
100123	0.000	0.000	36.881	-2.47
1151	0.000	0.000	114.805	-0.08
1152	0.000	0.000	114.147	-0.47

---

## 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	8.673	3.504	8.657	3.469	0.016	0.035	0.047	0.342
101	102	6.248	3.080	6.234	3.047	0.015	0.033	0.035	0.463
102	104	6.234	3.738	6.221	3.716	0.012	0.022	0.037	0.343
104	5	3.812	2.835	3.807	2.825	0.005	0.010	0.024	0.240
5	103	-0.974	0.202	-0.974	0.201	0.000	0.001	-0.005	-0.033
103	2	-0.974	0.779	-0.974	0.779	0.000	0.000	-0.006	0.004
2	100	-9.040	-5.659	-9.103	-5.799	0.062	0.139	-0.054	-1.360
2	10021	5.477	4.762	5.466	4.391	0.011	0.370	0.037	3.976
10021	100235	-2.527	-1.983	-2.529	-2.029	0.002	0.046	-0.017	-1.088
100235	1002355	-2.529	-2.029	-2.529	-2.029	0.000	0.000	-0.050	-0.000
100021	1002355	2.531	2.075	2.529	2.029	0.002	0.046	0.017	1.088
2	100021	2.534	2.153	2.531	2.075	0.002	0.078	0.017	1.800
12	100121	1.012	0.506	1.012	0.491	0.001	0.015	0.006	0.738
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.317	2.578	1.280	0.001	0.038	0.015	0.735
10121	101210	2.529	1.267	2.528	1.244	0.001	0.023	0.015	0.463
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.155	0.000
100121	1001210	1.061	0.504	1.060	0.494	0.001	0.009	0.006	0.462
10	100101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.543
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.543
10101	101010	2.097	1.045	2.094	1.008	0.002	0.037	0.012	0.937
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.127	0.000
100101	1001010	2.096	1.047	2.093	1.011	0.002	0.037	0.012	0.939
10021	100210	7.992	6.374	7.969	6.374	0.023	0.000	0.054	0.190
100210	1002100	1.793	3.206	1.793	3.206	0.000	0.000	0.202	0.000
21	1002100	-1.790	-3.206	-1.793	-3.206	0.003	0.000	-0.019	-0.041
21	112	3.703	1.513	3.700	1.507	0.004	0.005	0.021	0.155
112	19	1.694	0.878	1.694	0.878	0.000	0.000	0.010	0.021
19	18	-0.513	-0.218	-0.513	-0.218	0.000	0.000	-0.003	-0.039
18	14	-3.022	-1.079	-3.025	-1.085	0.004	0.006	-0.017	-0.192
14	110	-14.247	-1.158	-14.307	-1.244	0.060	0.086	-0.075	-0.537
110	8	-14.307	-0.949	-14.324	-0.982	0.018	0.032	-0.075	-0.162
8	107	-5.440	-1.773	-5.444	-1.781	0.004	0.008	-0.030	-0.127
107	12	-7.953	-2.991	-7.976	-3.032	0.023	0.042	-0.044	-0.484
10	109	-18.409	-7.248	-18.413	-7.254	0.004	0.006	-0.101	-0.035
109	9	-18.413	-6.727	-18.602	-7.073	0.188	0.344	-0.100	-1.729
9	200	-20.809	-7.756	-20.875	-7.877	0.066	0.120	-0.112	-0.539
8	7	-24.938	-9.082	-25.129	-9.432	0.190	0.348	-0.139	-1.282
7	106	-27.738	-10.006	-28.288	-11.013	0.548	1.002	-0.152	-3.325
106	4	-0.452	1.463	-0.452	1.462	0.000	0.000	-0.008	0.003
4	105	-9.700	-3.745	-9.702	-3.748	0.002	0.003	-0.052	-0.033
105	200	-23.933	-10.033	-23.957	-10.078	0.025	0.045	-0.130	-0.178
105	5	14.231	6.788	14.132	6.609	0.098	0.179	0.079	1.210
106	200	-27.836	-11.744	-27.870	-11.805	0.033	0.061	-0.152	-0.208
8	10081	7.987	4.930	7.981	4.678	0.006	0.251	0.049	1.702
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.988	4.930	7.982	4.678	0.006	0.251	0.049	1.702
1081	10810	7.992	4.657	7.986	4.501	0.006	0.155	0.049	1.072
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.513	0.001
10081	100810	7.971	4.699	7.965	4.543	0.006	0.155	0.049	1.080
14	100141	0.925	0.535	0.924	0.514	0.001	0.021	0.006	1.257
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100143	10143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	1.468	0.852	1.466	0.818	0.001	0.034	0.009	1.257
10141	101410	1.466	0.817	1.465	0.797	0.001	0.020	0.009	0.760
101410	1001410	1.465	0.797	1.465	0.797	0.000	0.000	0.093	0.000
100141	1001410	0.924	0.514	0.923	0.502	0.001	0.012	0.006	0.761
21	23	-9.252	-2.342	-9.281	-2.395	0.029	0.053	-0.050	-0.499
23	24	-11.589	-3.391	-11.628	-3.448	0.039	0.056	-0.063	-0.502
24	25	-14.041	-4.235	-14.147	-4.389	0.106	0.154	-0.076	-1.136
25	114	-16.354	-5.318	-16.385	-5.355	0.031	0.038	-0.089	-0.274
114	26	-16.385	-4.976	-16.503	-5.147	0.117	0.170	-0.088	-1.082
26	1152	-20.138	-6.840	-20.274	-7.141	0.135	0.299	-0.109	-1.219
1152	300	-20.274	-6.426	-20.371	-6.642	0.097	0.215	-0.107	-0.857
26	100261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.503
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000

10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.503
10261	102610	1.796	1.042	1.794	1.013	0.002	0.029	0.011	0.908
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.112	0.000
100261	1002610	1.795	1.044	1.793	1.016	0.002	0.029	0.011	0.910
24	100241	1.196	0.613	1.194	0.580	0.002	0.032	0.007	1.464
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.073	-0.000
24	10241	1.197	0.612	1.194	0.579	0.002	0.032	0.007	1.463
10051	10053	0.955	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.005	0.044
10053	1053	0.954	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.016	0.000
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.351	0.000	0.004	-0.005	-0.202
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.004	0.000	0.022	0.091
10510	100510	3.837	1.825	3.837	1.825	0.000	0.000	0.228	0.000
10051	100510	0.550	0.417	0.550	0.413	0.000	0.003	0.004	0.342
5	10051	1.507	0.799	1.505	0.767	0.001	0.032	0.009	1.088
5	1051	2.889	1.555	2.887	1.479	0.002	0.076	0.017	1.334
10061	100610	7.072	3.953	7.067	3.836	0.004	0.116	0.042	0.878
100610	10610	-7.084	-3.799	-7.084	-3.799	0.000	0.000	-0.444	-0.001
1061	10610	7.089	3.916	7.084	3.799	0.004	0.116	0.042	0.871
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1063	10063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10061	7.084	4.123	7.080	3.934	0.004	0.188	0.042	1.381
6	1061	7.085	4.123	7.081	3.935	0.004	0.188	0.042	1.381
27	100271	1.300	0.649	1.299	0.626	0.001	0.023	0.007	0.866
100271	100273	0.822	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.038
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.158
27	10271	2.493	1.262	2.492	1.208	0.002	0.054	0.014	1.062
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.018	0.078
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.192	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.278
15	10151	2.498	1.348	2.488	1.199	0.010	0.149	0.015	3.302
4	10041	9.185	4.800	9.164	4.347	0.021	0.451	0.052	2.534
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
25	10251	2.196	1.305	2.189	1.189	0.008	0.115	0.013	2.984
12	11	-11.615	-4.570	-11.657	-4.647	0.042	0.077	-0.065	-0.614
7	1071	2.599	1.414	2.588	1.259	0.010	0.155	0.015	3.270
9	1091	2.196	1.299	2.189	1.189	0.007	0.109	0.013	2.801
23	10231	2.297	1.433	2.289	1.299	0.009	0.133	0.014	3.352
21	10211	3.499	2.165	3.488	1.969	0.011	0.195	0.022	3.179
20	10201	1.995	1.064	1.989	0.969	0.006	0.094	0.012	2.589
11	1011	2.397	1.145	2.388	1.019	0.008	0.125	0.014	2.704
11	108	-14.064	-5.113	-14.170	-5.306	0.105	0.193	-0.077	-1.261
107	13	2.509	1.640	2.509	1.640	0.000	0.000	0.016	0.000
18	10181	2.498	1.358	2.488	1.209	0.010	0.148	0.015	3.290
19	10191	2.197	1.373	2.189	1.249	0.008	0.123	0.014	3.254
112	20	2.006	0.984	2.005	0.983	0.001	0.001	0.012	0.077
21	113	3.826	2.256	3.826	2.256	0.000	0.000	0.023	0.008
5	6	14.470	8.431	14.249	8.112	0.219	0.318	0.085	2.391
1	1001	2.397	1.283	2.388	1.159	0.008	0.124	0.014	2.792
113	22	3.826	2.343	3.824	2.339	0.002	0.003	0.024	0.078
22	10221	3.805	2.311	3.796	2.076	0.009	0.234	0.023	3.402
10221	10223	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10221	102210	3.796	2.076	3.788	1.939	0.009	0.136	0.023	2.053
13	100131	2.499	1.577	2.488	1.419	0.010	0.157	0.015	3.650
108	10	-14.170	-4.813	-14.172	-4.816	0.002	0.003	-0.077	-0.026
101	1	2.409	1.222	2.408	1.221	0.001	0.002	0.014	0.084
104	3	2.409	1.476	2.408	1.475	0.001	0.001	0.014	0.062
3	1003	2.398	1.495	2.388	1.359	0.009	0.135	0.014	3.243
300	1151	3.847	1.853	3.843	1.845	0.004	0.009	0.021	0.195
1151	27	3.843	2.184	3.843	2.183	0.000	0.001	0.022	0.021
14	111	8.798	-0.666	8.760	-0.721	0.038	0.055	0.046	0.450
111	15	8.760	-0.373	8.759	-0.373	0.000	0.000	0.046	0.001
15	16	6.251	-1.547	6.237	-1.567	0.014	0.020	0.034	0.165
16	17	4.031	-2.636	4.026	-2.642	0.004	0.006	0.025	0.014
17	10171	4.008	2.578	3.998	2.307	0.010	0.271	0.025	3.838
10171	10173	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10171	101710	3.998	2.307	3.987	2.149	0.010	0.157	0.025	2.310
16	10161	2.197	1.374	2.189	1.249	0.008	0.124	0.014	3.301

**ДОДАТОК Г**  
**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ**  
**ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ**

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
 Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 151.852 МВт / 1330.223 млн.кВт\*г  
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 147.460 МВт / 1291.750 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.088 МВт / 13.337 млн.кВт\*г  
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в ЛЕП: 3.088 МВт / 13.337 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.846 МВт / 7.409 млн.кВт\*г  
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.528 МВт / 2.281 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.374 МВт / 9.691 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.332 МВт / 23.027 млн.кВт\*г (1.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.128	-9.577	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.658	-0.16
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.573	-0.18
102		0.000	0.000	114.196	-0.34
104		0.000	0.000	113.855	-0.44
3	Брацлав	0.000	0.000	113.793	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	113.616	-0.49
2	Немирів	0.000	0.000	113.646	-0.41
103		0.000	0.000	113.651	-0.42
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.241	-1.07
105		0.000	0.000	114.820	-0.06
4	ферментний завод	0.000	0.000	114.787	-0.07
106		0.000	0.000	114.790	-0.07
200		-68.524	-32.988	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	111.411	-1.27
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.117	-1.72
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.453	-0.21
109		0.000	0.000	112.703	-0.86
10	Тростянець	0.000	0.000	112.668	-0.87
108		0.000	0.000	112.643	-0.88
11	Соколівка	0.000	0.000	111.369	-1.34
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.747	-1.54
107		0.000	0.000	110.250	-1.69
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.250	-1.69
110		0.000	0.000	109.941	-1.80
14	Томашпіль	0.000	0.000	109.395	-1.97
111		0.000	0.000	108.905	-1.99
15	Антонівка	0.000	0.000	108.903	-1.99
16	Боріка	0.000	0.000	108.706	-1.94
17	Моївка	0.000	0.000	108.673	-1.90
18	Гнатків	0.000	0.000	109.217	-2.13
19	Дзигівка	0.000	0.000	109.191	-2.24
112		0.000	0.000	109.214	-2.25
20	Радянське	0.000	0.000	109.138	-2.27
21	Ямпіль	0.000	0.000	109.372	-2.25
113		0.000	0.000	109.364	-2.25
22	Пороги	0.000	0.000	109.288	-2.27
23	Михайлівка	0.000	0.000	109.882	-2.03
24	Івонівка	0.000	0.000	110.385	-1.86
25	Коси	0.000	0.000	111.521	-1.47
114		0.000	0.000	111.793	-1.40
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	112.877	-1.02
27	Яришів	0.000	0.000	112.482	-0.84
300		-58.200	-32.331	115.000	0.00
1001		2.390	1.160	10.702	-2.46
10021		0.000	0.000	109.572	-2.39
100235		0.000	0.000	37.051	-1.84
100021		0.000	0.000	111.783	-1.31
1002355		0.000	0.000	37.051	-1.84



1002100	0.000	0.000	10.463	-2.30
100210	6.180	3.170	10.463	-2.30
1003	2.390	1.360	10.586	-2.76
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.07
10051	0.000	0.000	112.560	-1.43
10053	0.000	0.000	37.668	-1.43
100510	4.390	2.240	10.734	-1.63
1051	0.000	0.000	112.325	-1.65
1053	0.000	0.000	37.668	-1.43
10510	0.000	0.000	10.735	-1.63
10061	0.000	0.000	109.922	-2.21
10063	0.000	0.000	26.285	-2.21
100610	14.160	7.640	10.436	-2.92
1061	0.000	0.000	109.922	-2.21
1063	0.000	0.000	26.285	-2.21
10610	0.000	0.000	10.436	-2.92
1071	2.590	1.260	10.366	-3.89
10081	0.000	0.000	108.530	-3.03
10083	0.000	0.000	25.952	-3.03
100810	15.960	9.050	10.287	-3.85
1081	0.000	0.000	108.530	-3.03
1083	0.000	0.000	25.952	-3.03
10810	0.000	0.000	10.288	-3.86
1091	2.190	1.190	10.688	-2.29
100103	0.000	0.000	37.228	-2.21
100101	0.000	0.000	111.200	-2.21
1001010	4.190	2.020	10.553	-2.99
10101	0.000	0.000	111.200	-2.21
10103	0.000	0.000	37.228	-2.21
101010	0.000	0.000	10.553	-2.99
1011	2.390	1.020	10.414	-3.75
100121	0.000	0.000	110.056	-2.20
1001210	3.590	1.740	10.486	-2.61
10121	0.000	0.000	110.059	-2.20
101213	0.000	0.000	36.846	-2.20
101210	0.000	0.000	10.486	-2.61
100131	2.490	1.420	10.222	-4.26
100141	0.000	0.000	108.232	-2.96
100143	0.000	0.000	36.234	-2.96
1001410	2.390	1.300	10.286	-3.54
10141	0.000	0.000	108.232	-2.96
10143	0.000	0.000	36.234	-2.96
101410	0.000	0.000	10.286	-3.54
10151	2.490	1.200	10.134	-4.63
10161	2.190	1.250	10.111	-4.26
10171	0.000	0.000	105.223	-4.68
10173	0.000	0.000	35.227	-4.68
101710	3.990	2.150	9.876	-6.36
10181	2.490	1.210	10.163	-4.75
10191	2.190	1.250	10.159	-4.53
10201	1.990	0.970	10.214	-4.36
10211	3.490	1.970	10.183	-4.56
10221	0.000	0.000	106.204	-4.89
10223	0.000	0.000	35.556	-4.89
102210	3.790	1.940	9.989	-6.45
10231	2.290	1.300	10.214	-4.40
100241	2.390	1.160	10.428	-3.07
10241	0.000	0.000	10.428	-3.07
10251	2.190	1.190	10.400	-3.67
100261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10026	0.000	0.000	37.308	-2.16
1002610	3.590	2.030	10.577	-2.83
10261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10263	0.000	0.000	37.308	-2.16
102610	0.000	0.000	10.577	-2.83
100271	0.000	0.000	111.610	-1.67
100273	0.000	0.000	37.352	-1.66
1002710	3.790	1.830	10.649	-1.84
10271	0.000	0.000	111.417	-1.86
10273	0.000	0.000	37.352	-1.66
102710	0.000	0.000	10.649	-1.85
100123	0.000	0.000	36.846	-2.20
1151	0.000	0.000	112.710	-0.77
1152	0.000	0.000	114.119	-0.43
501	0.000	0.000	111.003	-1.44
502	0.000	0.000	109.677	-1.70
503	0.000	0.000	109.170	-1.76
504	0.000	0.000	108.418	-1.92

501110				17.970	8.890	10.214	-5.11
5011102				0.000	0.000	10.215	-5.12
502110				8.480	4.110	10.192	-4.51
5021102				0.000	0.000	10.193	-4.51
503110				-8.000	0.000	10.428	0.55
5031102				0.000	0.000	10.427	0.55
504110				9.670	5.220	9.527	-8.84
5041102				0.000	0.000	9.527	-8.84

## 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	8.544	3.567	8.529	3.532	0.015	0.034	0.046	0.343
101	102	6.120	3.144	6.105	3.111	0.015	0.032	0.035	0.464
102	104	6.105	3.802	6.093	3.781	0.012	0.022	0.036	0.342
104	5	3.684	2.900	3.679	2.890	0.005	0.009	0.024	0.240
5	103	-1.332	0.370	-1.332	0.369	0.001	0.002	-0.007	-0.036
103	2	-1.332	0.947	-1.333	0.947	0.000	0.000	-0.008	0.004
2	100	-8.525	-5.879	-8.584	-6.011	0.059	0.131	-0.053	-1.357
2	10021	4.877	5.025	4.866	4.680	0.010	0.344	0.036	4.166
10021	100235	-2.253	-2.119	-2.256	-2.162	0.002	0.043	-0.016	-1.138
100235	1002355	-2.256	-2.162	-2.256	-2.162	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.258	2.205	2.256	2.162	0.002	0.043	0.016	1.138
2	100021	2.260	2.277	2.258	2.205	0.002	0.072	0.016	1.889
12	100121	1.012	0.506	1.012	0.491	0.001	0.015	0.006	0.733
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.318	2.578	1.280	0.001	0.038	0.015	0.730
10121	101210	2.529	1.267	2.528	1.244	0.001	0.023	0.015	0.460
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.155	0.000
100121	1001210	1.061	0.504	1.060	0.494	0.001	0.009	0.006	0.459
10	100101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
10101	101010	2.097	1.045	2.094	1.008	0.002	0.037	0.012	0.934
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.127	0.000
100101	1001010	2.096	1.048	2.093	1.011	0.002	0.037	0.012	0.936
10021	100210	7.120	6.799	7.098	6.799	0.022	0.000	0.052	0.169
100210	1002100	0.922	3.631	0.922	3.631	0.000	0.000	0.206	0.000
21	1002100	-0.918	-3.631	-0.922	-3.631	0.003	0.000	-0.020	-0.019
21	112	1.904	2.936	1.901	2.931	0.003	0.004	0.018	0.158
112	19	-0.105	2.301	-0.105	2.300	0.000	0.000	-0.012	0.022
19	18	-2.312	1.203	-2.315	1.199	0.003	0.004	-0.014	-0.034
18	14	-4.823	0.336	-4.832	0.323	0.009	0.013	-0.026	-0.188
14	110	-10.446	-4.534	-10.484	-4.589	0.038	0.055	-0.060	-0.558
110	8	-10.484	-4.295	-10.495	-4.316	0.011	0.020	-0.059	-0.180
8	107	-4.163	-2.881	-4.166	-2.887	0.003	0.006	-0.026	-0.135
107	12	-6.675	-4.098	-6.695	-4.133	0.019	0.036	-0.041	-0.505
10	109	-17.113	-8.324	-17.117	-8.329	0.004	0.006	-0.097	-0.035
109	9	-17.117	-7.803	-17.291	-8.122	0.174	0.317	-0.096	-1.761
9	200	-19.498	-8.805	-19.559	-8.917	0.061	0.112	-0.108	-0.548
8	7	-22.385	-11.311	-22.556	-11.624	0.170	0.312	-0.131	-1.316
7	106	-25.165	-12.200	-25.661	-13.107	0.494	0.903	-0.145	-3.406
106	4	0.359	0.706	0.359	0.706	0.000	0.000	0.004	0.003
4	105	-8.889	-4.501	-8.891	-4.504	0.002	0.002	-0.050	-0.033
105	200	-22.890	-10.889	-22.913	-10.932	0.023	0.043	-0.127	-0.180
105	5	13.999	6.888	13.903	6.712	0.096	0.175	0.078	1.208
106	200	-26.021	-13.082	-26.052	-13.139	0.031	0.057	-0.146	-0.210
8	10081	7.987	4.931	7.981	4.678	0.006	0.251	0.049	1.689
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.988	4.931	7.982	4.679	0.006	0.251	0.049	1.689
1081	10810	7.992	4.657	7.986	4.501	0.006	0.156	0.049	1.064
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.514	0.001
10081	100810	7.971	4.700	7.965	4.543	0.006	0.156	0.049	1.072
14	111	3.190	4.116	3.177	4.096	0.013	0.019	0.027	0.490
111	15	3.177	4.443	3.177	4.443	0.000	0.000	0.029	0.002
15	16	0.669	3.267	0.665	3.262	0.004	0.005	0.018	0.194
16	17	-1.542	2.190	-1.543	2.189	0.001	0.002	-0.014	0.030
17	503	-11.702	-6.291	-11.741	-6.347	0.039	0.056	-0.070	-0.505
503	502	-7.450	-6.647	-7.477	-6.686	0.027	0.039	-0.053	-0.511
502	501	-16.010	-11.049	-16.153	-11.256	0.142	0.206	-0.102	-1.339

501	27	-34.226	-21.387	-34.455	-22.031	0.228	0.642	-0.210	-1.501
27	1151	-38.296	-23.969	-38.341	-24.069	0.045	0.100	-0.231	-0.230
1151	300	-38.341	-23.743	-38.793	-24.745	0.450	0.998	-0.231	-2.300
27	100271	1.300	0.650	1.299	0.626	0.001	0.024	0.007	0.907
100271	100273	0.822	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.039
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.167
27	10271	2.494	1.265	2.492	1.208	0.002	0.056	0.014	1.112
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.019	0.079
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.196	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.288
501	501110	9.016	5.212	8.977	4.448	0.039	0.761	0.054	4.605
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.565	-0.001
501	5011102	9.021	5.201	8.983	4.436	0.039	0.761	0.054	4.596
502	502110	4.252	2.327	4.237	2.055	0.015	0.270	0.025	3.399
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.266	-0.000
502	5021102	4.253	2.323	4.238	2.052	0.015	0.270	0.025	3.394
503	503110	-2.155	0.259	-2.161	0.172	0.006	0.087	-0.011	0.099
503110	5031102	5.834	0.172	5.834	0.172	0.000	0.000	0.323	0.001
503	5031102	-2.155	0.262	-2.161	0.175	0.006	0.087	-0.011	0.105
504	5031102	-3.664	-0.188	-3.673	-0.347	0.009	0.158	-0.020	-0.656
504	17	-6.121	-6.476	-6.133	-6.493	0.012	0.017	-0.047	-0.256
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.514	0.923	0.502	0.001	0.012	0.006	0.753
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.093	-0.000
10141	101410	1.466	0.817	1.465	0.797	0.001	0.020	0.009	0.751
14	10141	1.468	0.852	1.466	0.818	0.001	0.034	0.009	1.242
14	100141	0.925	0.536	0.924	0.514	0.001	0.021	0.006	1.242
24	100241	1.196	0.613	1.194	0.580	0.002	0.033	0.007	1.457
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.073	-0.000
24	10241	1.197	0.612	1.194	0.579	0.002	0.033	0.007	1.456
26	100261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.500
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.798	1.093	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.501
10261	102610	1.796	1.042	1.794	1.013	0.002	0.029	0.011	0.906
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.112	0.000
100261	1002610	1.795	1.044	1.793	1.016	0.002	0.029	0.011	0.908
21	23	-8.324	-3.343	-8.350	-3.390	0.026	0.047	-0.047	-0.526
23	24	-10.657	-4.388	-10.693	-4.439	0.036	0.051	-0.060	-0.513
24	25	-13.106	-5.227	-13.205	-5.371	0.098	0.143	-0.074	-1.157
25	114	-15.411	-6.300	-15.441	-6.335	0.029	0.035	-0.086	-0.276
114	26	-15.441	-5.957	-15.551	-6.116	0.110	0.159	-0.085	-1.100
26	1152	-19.186	-7.811	-19.315	-8.096	0.128	0.284	-0.106	-1.257
1152	300	-19.315	-7.381	-19.407	-7.586	0.092	0.204	-0.104	-0.884
10051	100510	0.550	0.417	0.550	0.413	0.000	0.003	0.004	0.341
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.228	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.004	0.000	0.022	0.092
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.351	0.000	0.004	-0.005	-0.202
1053	10053	-0.954	-0.351	-0.954	-0.351	0.000	0.000	-0.016	-0.000
10051	10053	0.955	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.005	0.044
5	10051	1.507	0.799	1.505	0.767	0.001	0.032	0.009	1.087
5	1051	2.889	1.555	2.887	1.479	0.002	0.076	0.017	1.333
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1063	10063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10061	100610	7.072	3.953	7.067	3.836	0.004	0.116	0.042	0.878
100610	10610	-7.084	-3.799	-7.084	-3.799	0.000	0.000	-0.444	-0.001
1061	10610	7.089	3.916	7.084	3.799	0.004	0.116	0.042	0.871
6	1061	7.085	4.123	7.081	3.935	0.004	0.188	0.042	1.381
6	10061	7.084	4.123	7.080	3.934	0.004	0.188	0.042	1.381
1	1001	2.397	1.283	2.388	1.159	0.008	0.124	0.014	2.791
101	1	2.409	1.222	2.408	1.221	0.001	0.002	0.014	0.084
4	10041	9.185	4.800	9.164	4.347	0.021	0.451	0.052	2.533
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
504	504110	9.757	6.906	9.664	5.217	0.093	1.682	0.064	9.938
504110	5041102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	10161	2.197	1.375	2.189	1.249	0.008	0.125	0.014	3.228
15	10151	2.498	1.349	2.488	1.199	0.010	0.149	0.015	3.236
10171	101710	3.998	2.308	3.987	2.149	0.010	0.159	0.025	2.256
9	1091	2.196	1.299	2.189	1.189	0.007	0.109	0.013	2.799
21	113	3.826	2.258	3.826	2.257	0.000	0.000	0.023	0.008
113	22	3.826	2.344	3.824	2.341	0.002	0.003	0.024	0.078
22	10221	3.805	2.312	3.796	2.076	0.009	0.235	0.023	3.384
10221	10223	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10221	102210	3.796	2.076	3.788	1.939	0.009	0.137	0.023	2.042

11	1011	2.397	1.145	2.388	1.019	0.008	0.125	0.014	2.689
11	108	-12.779	-6.207	-12.874	-6.382	0.095	0.174	-0.074	-1.291
18	10181	2.498	1.359	2.488	1.209	0.010	0.149	0.015	3.258
19	10191	2.197	1.373	2.189	1.249	0.008	0.124	0.014	3.233
112	20	2.006	0.985	2.005	0.984	0.001	0.001	0.012	0.077
20	10201	1.995	1.064	1.989	0.969	0.006	0.094	0.012	2.571
21	10211	3.499	2.165	3.488	1.969	0.011	0.196	0.022	3.163
23	10231	2.297	1.433	2.289	1.299	0.009	0.133	0.014	3.338
5	6	14.470	8.431	14.249	8.112	0.219	0.318	0.085	2.391
17	10171	4.008	2.582	3.998	2.308	0.010	0.273	0.025	3.742
12	11	-10.334	-5.671	-10.371	-5.740	0.037	0.069	-0.061	-0.631
107	13	2.509	1.641	2.509	1.641	0.000	0.000	0.016	0.000
13	100131	2.499	1.578	2.488	1.419	0.010	0.158	0.015	3.628
108	10	-12.874	-5.889	-12.876	-5.892	0.002	0.003	-0.072	-0.026
7	1071	2.599	1.415	2.588	1.259	0.010	0.155	0.015	3.252
25	10251	2.196	1.305	2.189	1.189	0.008	0.115	0.013	2.976
10171	10173	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.409	1.476	2.408	1.475	0.001	0.001	0.014	0.062
3	1003	2.398	1.495	2.388	1.359	0.009	0.135	0.014	3.242

---

## 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.: 52.777 МВт / 462.327 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 51.569 МВт / 451.744 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.809 МВт / 7.091 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.060 МВт / 0.259 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.869 МВт / 7.350 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.069 МВт / 8.937 млн.кВт\*г (1.9%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-6.171	-0.887	110.000	0.00
101		0.000	0.000	109.938	-0.08
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.909	-0.08
102		0.000	0.000	109.832	-0.16
104		0.000	0.000	109.725	-0.21
3	Брацлав	0.000	0.000	109.703	-0.21
5	Тульчин	0.000	0.000	109.636	-0.23
2	Немирів	0.000	0.000	109.658	-0.20
103		0.000	0.000	109.662	-0.21
6	Рахни тяга	0.000	0.000	108.813	-0.45
105		0.000	0.000	109.950	-0.03
4	ферментний завод	0.000	0.000	109.939	-0.03
106		0.000	0.000	109.941	-0.03
200		-23.893	-5.373	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	108.993	-0.56
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.607	-0.75
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.858	-0.09
109		0.000	0.000	109.383	-0.38
10	Тростянець	0.000	0.000	109.372	-0.39
108		0.000	0.000	109.365	-0.39
11	Соколівка	0.000	0.000	108.999	-0.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	108.807	-0.67
107		0.000	0.000	108.652	-0.73
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.652	-0.73
110		0.000	0.000	108.566	-0.78
14	Томашпіль	0.000	0.000	108.419	-0.86
111		0.000	0.000	108.242	-0.88
15	Антонівка	0.000	0.000	108.241	-0.88
16	Боріка	0.000	0.000	108.149	-0.86
17	Моївка	0.000	0.000	108.118	-0.84
18	Гнатків	0.000	0.000	108.394	-0.92
19	Дзигівка	0.000	0.000	108.404	-0.96
112		0.000	0.000	108.412	-0.96
20	Радянське	0.000	0.000	108.388	-0.97
21	Ямпіль	0.000	0.000	108.460	-0.96
113		0.000	0.000	108.457	-0.96
22	Пороги	0.000	0.000	108.431	-0.97
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.626	-0.88
24	Івонівка	0.000	0.000	108.780	-0.81
25	Коси	0.000	0.000	109.116	-0.64
114		0.000	0.000	109.197	-0.61
26	Могиливів-Подільський	0.000	0.000	109.493	-0.44
27	Яришів	0.000	0.000	109.296	-0.36
300		-19.913	-5.717	110.000	0.00
1001		0.830	0.404	10.423	-0.93
10021		0.000	0.000	108.540	-0.99
100235		0.000	0.000	36.440	-0.78
100021		0.000	0.000	109.151	-0.56
1002355		0.000	0.000	36.440	-0.78
1002100		0.000	0.000	10.375	-0.97

100210	2.160	1.109	10.375	-0.97
1003	0.830	0.474	10.389	-1.06
10041	3.210	1.550	9.958	-0.87
10042	0.000	0.000	10.038	-0.03
10051	0.000	0.000	109.263	-0.58
10053	0.000	0.000	36.574	-0.57
100510	1.530	0.780	10.439	-0.65
1051	0.000	0.000	109.179	-0.66
1053	0.000	0.000	36.574	-0.57
10510	0.000	0.000	10.440	-0.65
10061	0.000	0.000	108.359	-0.87
10063	0.000	0.000	25.911	-0.87
100610	4.950	2.673	10.337	-1.12
1061	0.000	0.000	108.359	-0.87
1063	0.000	0.000	25.911	-0.87
10610	0.000	0.000	10.337	-1.12
1071	0.907	0.439	10.326	-1.50
10081	0.000	0.000	108.067	-1.21
10083	0.000	0.000	25.841	-1.21
100810	5.580	3.165	10.304	-1.50
1081	0.000	0.000	108.067	-1.21
1083	0.000	0.000	25.841	-1.21
10810	0.000	0.000	10.304	-1.50
1091	0.767	0.415	10.416	-0.87
100103	0.000	0.000	36.446	-0.88
100101	0.000	0.000	108.864	-0.88
1001010	1.460	0.708	10.383	-1.16
10101	0.000	0.000	108.864	-0.88
10103	0.000	0.000	36.446	-0.88
101010	0.000	0.000	10.383	-1.16
1011	0.837	0.429	10.330	-1.46
100121	0.000	0.000	108.567	-0.91
1001210	1.256	0.607	10.370	-1.06
10121	0.000	0.000	108.568	-0.91
101213	0.000	0.000	36.347	-0.91
101210	0.000	0.000	10.370	-1.06
100131	0.872	0.495	10.283	-1.64
100141	0.000	0.000	108.023	-1.21
100143	0.000	0.000	36.164	-1.21
1001410	0.837	0.453	10.309	-1.41
10141	0.000	0.000	108.023	-1.21
10143	0.000	0.000	36.164	-1.21
101410	0.000	0.000	10.309	-1.41
10151	0.872	0.422	10.257	-1.79
10161	0.767	0.436	10.247	-1.66
10171	0.000	0.000	107.009	-1.80
10173	0.000	0.000	35.825	-1.80
101710	1.396	0.753	10.172	-2.36
10181	0.872	0.422	10.272	-1.84
10191	0.767	0.436	10.272	-1.76
10201	0.698	0.338	10.291	-1.70
10211	1.221	0.691	10.279	-1.76
10221	0.000	0.000	107.431	-1.88
10223	0.000	0.000	35.966	-1.88
102210	1.326	0.680	10.219	-2.40
10231	0.802	0.453	10.290	-1.71
100241	0.837	0.404	10.360	-1.24
10241	0.000	0.000	10.360	-1.24
10251	0.767	0.415	10.345	-1.44
100261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10026	0.000	0.000	36.488	-0.86
1002610	1.256	0.712	10.396	-1.10
10261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10263	0.000	0.000	36.488	-0.86
102610	0.000	0.000	10.396	-1.10
100271	0.000	0.000	108.987	-0.66
100273	0.000	0.000	36.482	-0.66
1002710	1.326	0.642	10.415	-0.72
10271	0.000	0.000	108.918	-0.73
10273	0.000	0.000	36.482	-0.66
102710	0.000	0.000	10.415	-0.72
100123	0.000	0.000	36.347	-0.91
1151	0.000	0.000	109.361	-0.32
1152	0.000	0.000	109.806	-0.19
501	0.000	0.000	108.684	-0.57
502	0.000	0.000	108.356	-0.70
503	0.000	0.000	108.263	-0.75
504	0.000	0.000	108.022	-0.87
501110	6.290	3.110	10.260	-1.87

5011102	0.000	0.000	10.260	-1.88
502110	2.966	1.430	10.264	-1.69
5021102	0.000	0.000	10.264	-1.69
503110	-2.800	0.000	10.370	0.75
5031102	0.000	0.000	10.370	0.75
504110	3.380	1.820	10.205	-2.00
5041102	0.000	0.000	10.205	-2.00

## 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	3.026	-0.081	3.024	-0.085	0.002	0.004	0.016	0.062
101	102	2.183	0.319	2.181	0.316	0.002	0.004	0.012	0.107
102	104	2.181	0.955	2.180	0.952	0.001	0.003	0.012	0.107
104	5	1.339	1.033	1.339	1.032	0.001	0.001	0.009	0.089
5	103	-0.402	-0.043	-0.402	-0.043	0.000	0.000	-0.002	-0.027
103	2	-0.402	0.495	-0.402	0.495	0.000	0.000	-0.003	0.004
2	100	-3.139	-0.954	-3.145	-0.968	0.006	0.014	-0.017	-0.343
2	10021	1.837	1.305	1.836	1.266	0.001	0.038	0.012	1.133
10021	100235	-0.848	-0.571	-0.848	-0.575	0.000	0.005	-0.005	-0.311
100235	1002355	-0.848	-0.575	-0.848	-0.575	0.000	0.000	-0.016	-0.000
100021	1002355	0.848	0.580	0.848	0.575	0.000	0.005	0.005	0.311
2	100021	0.848	0.588	0.848	0.580	0.000	0.008	0.005	0.511
12	100121	0.354	0.171	0.354	0.169	0.000	0.002	0.002	0.246
100121	100123	-0.017	-0.004	-0.017	-0.004	0.000	0.000	-0.000	-0.001
100123	101213	-0.017	-0.004	-0.017	-0.004	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10121	101213	0.017	0.004	0.017	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
12	10121	0.902	0.446	0.902	0.441	0.000	0.005	0.005	0.245
10121	101210	0.884	0.437	0.884	0.434	0.000	0.003	0.005	0.155
101210	1001210	0.884	0.434	0.884	0.434	0.000	0.000	0.055	0.000
100121	1001210	0.371	0.174	0.371	0.172	0.000	0.001	0.002	0.155
10	100101	0.730	0.366	0.730	0.358	0.000	0.008	0.004	0.518
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	0.730	0.366	0.730	0.358	0.000	0.008	0.004	0.518
10101	101010	0.730	0.358	0.730	0.353	0.000	0.005	0.004	0.316
101010	1001010	0.730	0.353	0.730	0.353	0.000	0.000	0.045	0.000
100101	1001010	0.730	0.359	0.729	0.354	0.000	0.005	0.004	0.316
10021	100210	2.683	1.837	2.681	1.837	0.002	0.000	0.017	0.066
100210	1002100	0.522	0.729	0.522	0.729	0.000	0.000	0.050	0.000
21	1002100	-0.522	-0.729	-0.522	-0.729	0.000	0.000	-0.005	-0.013
21	112	0.824	0.698	0.824	0.698	0.000	0.000	0.006	0.048
112	19	0.116	0.777	0.116	0.777	0.000	0.000	0.004	0.009
19	18	-0.661	0.598	-0.662	0.598	0.000	0.000	-0.005	0.008
18	14	-1.544	0.646	-1.545	0.645	0.001	0.002	-0.009	-0.027
14	110	-3.714	-0.557	-3.719	-0.563	0.004	0.006	-0.020	-0.149
110	8	-3.719	-0.276	-3.720	-0.278	0.001	0.002	-0.020	-0.042
8	107	-1.456	-0.944	-1.457	-0.944	0.000	0.001	-0.009	-0.046
107	12	-2.339	-1.102	-2.341	-1.106	0.002	0.004	-0.014	-0.156
10	109	-6.004	-1.741	-6.004	-1.741	0.000	0.001	-0.033	-0.011
109	9	-6.004	-1.246	-6.024	-1.282	0.020	0.036	-0.032	-0.477
9	200	-6.801	-1.143	-6.808	-1.156	0.007	0.013	-0.036	-0.142
8	7	-7.919	-2.611	-7.939	-2.646	0.019	0.035	-0.044	-0.390
7	106	-8.856	-2.302	-8.912	-2.403	0.055	0.101	-0.048	-0.953
106	4	0.183	0.630	0.183	0.630	0.000	0.000	0.003	0.002
4	105	-3.085	-1.352	-3.086	-1.352	0.000	0.000	-0.018	-0.011
105	200	-7.984	-1.843	-7.986	-1.848	0.003	0.005	-0.043	-0.050
105	5	4.898	0.952	4.887	0.933	0.011	0.020	0.026	0.315
106	200	-9.095	-2.362	-9.098	-2.369	0.004	0.006	-0.049	-0.059
8	10081	2.790	1.631	2.789	1.600	0.001	0.031	0.017	0.554
10081	10083	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1081	1083	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	2.790	1.631	2.789	1.601	0.001	0.031	0.017	0.554
1081	10810	2.793	1.593	2.792	1.574	0.001	0.019	0.017	0.350
10810	100810	2.792	1.574	2.792	1.574	0.000	0.000	0.179	0.000
10081	100810	2.786	1.608	2.785	1.589	0.001	0.019	0.017	0.353
14	111	1.302	1.372	1.300	1.369	0.002	0.003	0.010	0.178
111	15	1.300	1.712	1.300	1.712	0.000	0.000	0.011	0.001
15	16	0.417	1.444	0.417	1.443	0.001	0.001	0.008	0.092
16	17	-0.360	1.292	-0.361	1.291	0.000	0.000	-0.007	0.031
17	503	-5.189	-0.593	-5.195	-0.602	0.006	0.009	-0.028	-0.147
503	502	-2.421	-0.457	-2.422	-0.460	0.002	0.002	-0.013	-0.094
502	501	-5.417	-1.674	-5.430	-1.692	0.012	0.018	-0.030	-0.332
501	27	-11.760	-4.728	-11.809	-4.798	0.048	0.070	-0.067	-0.615

27	1151	-13.179	-5.485	-13.184	-5.496	0.005	0.011	-0.075	-0.065
1151	300	-13.184	-5.188	-13.232	-5.293	0.047	0.105	-0.075	-0.641
27	100271	0.454	0.221	0.454	0.218	0.000	0.003	0.003	0.314
100271	100273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.002	0.014
100273	10273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.005	0.000
10271	10273	-0.287	-0.098	-0.287	-0.098	0.000	0.000	-0.002	-0.057
27	10271	0.872	0.431	0.871	0.424	0.000	0.007	0.005	0.385
10271	102710	1.159	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.007	0.029
102710	1002710	1.158	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.070	0.000
100271	1002710	0.167	0.120	0.167	0.120	0.000	0.000	0.001	0.101
501	501110	3.147	1.649	3.142	1.556	0.005	0.092	0.019	1.469
501110	5011102	-3.144	-1.552	-3.144	-1.552	0.000	0.000	-0.197	-0.000
501	5011102	3.149	1.645	3.144	1.552	0.005	0.092	0.019	1.466
502	502110	1.484	0.748	1.482	0.715	0.002	0.033	0.009	1.087
502110	5021102	-1.482	-0.714	-1.482	-0.714	0.000	0.000	-0.092	-0.000
502	5021102	1.484	0.747	1.482	0.714	0.002	0.033	0.009	1.085
503	503110	-1.397	0.036	-1.399	-0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.153
503110	5031102	1.399	-0.000	1.399	-0.000	0.000	0.000	0.078	0.000
503	5031102	-1.397	0.037	-1.399	0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.151
504	504110	1.691	0.955	1.689	0.910	0.002	0.045	0.010	1.380
504110	5041102	-1.689	-0.909	-1.689	-0.909	0.000	0.000	-0.108	-0.000
504	5041102	1.692	0.954	1.689	0.909	0.002	0.045	0.010	1.379
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.323	0.176	0.323	0.175	0.000	0.002	0.002	0.248
1001410	101410	-0.513	-0.278	-0.513	-0.278	0.000	0.000	-0.033	-0.000
10141	101410	0.513	0.280	0.513	0.278	0.000	0.002	0.003	0.248
14	10141	0.513	0.285	0.513	0.280	0.000	0.004	0.003	0.408
14	100141	0.324	0.179	0.324	0.176	0.000	0.003	0.002	0.408
24	100241	0.418	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.486
100241	10241	-0.418	-0.202	-0.418	-0.202	0.000	0.000	-0.026	-0.000
24	10241	0.419	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.485
26	100261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
100261	10026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
10261	102610	0.628	0.359	0.628	0.355	0.000	0.004	0.004	0.310
102610	1002610	0.628	0.355	0.628	0.355	0.000	0.000	0.040	0.000
100261	1002610	0.628	0.360	0.627	0.356	0.000	0.004	0.004	0.310
21	23	-2.883	-0.972	-2.886	-0.977	0.003	0.006	-0.016	-0.168
23	24	-3.699	-1.021	-3.703	-1.026	0.004	0.006	-0.020	-0.156
24	25	-4.559	-1.014	-4.570	-1.030	0.011	0.016	-0.025	-0.340
25	114	-5.348	-1.100	-5.351	-1.104	0.003	0.004	-0.029	-0.081
114	26	-5.351	-0.743	-5.363	-0.760	0.012	0.018	-0.029	-0.299
26	1152	-6.657	-1.030	-6.671	-1.062	0.014	0.032	-0.035	-0.316
1152	300	-6.671	-0.401	-6.682	-0.424	0.010	0.023	-0.035	-0.194
10051	100510	0.192	0.144	0.192	0.144	0.000	0.000	0.001	0.120
100510	10510	-1.337	-0.636	-1.337	-0.636	0.000	0.000	-0.082	-0.000
1051	10510	1.338	0.636	1.337	0.636	0.000	0.000	0.008	0.033
1051	1053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.001	-0.002	-0.070
1053	10053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.000	-0.006	-0.000
10051	10053	0.332	0.121	0.332	0.121	0.000	0.000	0.002	0.016
5	10051	0.524	0.270	0.524	0.266	0.000	0.004	0.003	0.378
5	1051	1.006	0.525	1.005	0.515	0.000	0.010	0.006	0.463
1061	10610	2.477	1.344	2.476	1.329	0.001	0.014	0.015	0.293
10610	100610	2.476	1.329	2.476	1.329	0.000	0.000	0.157	0.000
10061	100610	2.471	1.357	2.471	1.342	0.001	0.014	0.015	0.295
10061	10063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	2.475	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.464
6	10061	2.474	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.463
17	504	3.412	1.671	3.410	1.668	0.002	0.003	0.020	0.097
4	10041	3.211	1.608	3.208	1.549	0.003	0.059	0.019	0.888
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-3.643	-1.448	-3.648	-1.456	0.004	0.008	-0.021	-0.194
16	10161	0.768	0.451	0.767	0.436	0.001	0.015	0.005	1.046
15	10151	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040
11	108	-4.495	-1.252	-4.506	-1.272	0.011	0.020	-0.025	-0.369
11	1011	0.838	0.445	0.836	0.429	0.001	0.017	0.005	1.031
107	13	0.882	0.575	0.882	0.575	0.000	0.000	0.006	0.000
21	113	1.346	0.667	1.346	0.667	0.000	0.000	0.008	0.003
113	22	1.346	0.752	1.346	0.751	0.000	0.000	0.008	0.026
22	10221	1.327	0.723	1.326	0.696	0.001	0.028	0.008	1.042
10221	102210	1.326	0.696	1.325	0.680	0.001	0.016	0.008	0.633
10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	0.803	0.469	0.801	0.453	0.001	0.016	0.005	1.084



18	10181	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040
19	10191	0.768	0.451	0.767	0.436	0.001	0.015	0.005	1.046
112	20	0.708	0.270	0.708	0.270	0.000	0.000	0.004	0.025
20	10201	0.698	0.349	0.698	0.338	0.001	0.011	0.004	0.828
21	10211	1.222	0.714	1.220	0.691	0.001	0.024	0.008	1.027
7	1071	0.908	0.458	0.906	0.439	0.001	0.019	0.005	1.066
17	10171	1.397	0.803	1.396	0.771	0.001	0.031	0.009	1.151
5	6	5.053	2.659	5.025	2.620	0.027	0.040	0.030	0.825
9	1091	0.767	0.429	0.767	0.415	0.001	0.014	0.005	0.966
13	100131	0.873	0.514	0.871	0.495	0.001	0.019	0.005	1.183
108	10	-4.506	-0.807	-4.506	-0.807	0.000	0.000	-0.024	-0.007
1	1001	0.831	0.420	0.829	0.404	0.001	0.016	0.005	0.955
10171	10173	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	10251	0.767	0.429	0.767	0.415	0.001	0.014	0.005	0.987
10171	101710	1.396	0.771	1.395	0.753	0.001	0.018	0.009	0.697
101	1	0.841	0.362	0.841	0.362	0.000	0.000	0.005	0.029
104	3	0.841	0.472	0.841	0.472	0.000	0.000	0.005	0.022
3	1003	0.831	0.491	0.829	0.474	0.001	0.017	0.005	1.104

---

## ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 152.312 МВт / 1334.249 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 147.460 МВт / 1291.750 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.541 МВт / 15.292 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.541 МВт / 15.292 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.939 МВт / 8.230 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.450 МВт / 1.944 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.390 МВт / 10.174 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.896 МВт / 25.466 млн.кВт\*г (1.93%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.720	-9.139	121.000	0.00
101		0.000	0.000	120.684	-0.15
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.605	-0.17
102		0.000	0.000	120.253	-0.32
104		0.000	0.000	119.930	-0.41
3	Брацлав	0.000	0.000	119.871	-0.42
5	Тульчин	0.000	0.000	119.700	-0.46
2	Немирів	0.000	0.000	119.707	-0.40
103		0.000	0.000	119.715	-0.41
6	Рахни тяга	0.000	0.000	117.460	-0.98
105		0.000	0.000	120.829	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.796	-0.07
106		0.000	0.000	120.797	-0.07
200		-72.725	-31.221	121.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	117.509	-1.33
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.244	-1.81
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.476	-0.21
109		0.000	0.000	118.792	-0.87
10	Тростянець	0.000	0.000	118.758	-0.88
108		0.000	0.000	118.732	-0.89
11	Соколівка	0.000	0.000	117.493	-1.37
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.881	-1.59
107		0.000	0.000	116.382	-1.76
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.382	-1.76
110		0.000	0.000	116.056	-1.92
14	Томашпіль	0.000	0.000	115.454	-2.17
111		0.000	0.000	114.756	-2.42
15	Антонівка	0.000	0.000	114.754	-2.42
16	Борівка	0.000	0.000	114.407	-2.54
17	Моївка	0.000	0.000	114.284	-2.58
18	Гнатків	0.000	0.000	115.355	-2.26
19	Дзигівка	0.000	0.000	115.402	-2.30
112		0.000	0.000	115.433	-2.30
20	Радянське	0.000	0.000	115.362	-2.32
21	Ямпіль	0.000	0.000	115.619	-2.26
113		0.000	0.000	115.612	-2.26
22	Пороги	0.000	0.000	115.541	-2.29
23	Михайлівка	0.000	0.000	116.117	-2.03
24	Гвонівка	0.000	0.000	116.607	-1.85
25	Коси	0.000	0.000	117.704	-1.46
114		0.000	0.000	117.967	-1.38
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	119.006	-1.00
27	Яришів	0.000	0.000	118.306	-1.05
300		-69.867	-32.261	121.000	0.00
1001		2.390	1.160	11.293	-2.22
10021		0.000	0.000	115.847	-2.39
100235		0.000	0.000	39.133	-1.84
100021		0.000	0.000	117.942	-1.30

1002355	0.000	0.000	39.133	-1.84
1002100	0.000	0.000	11.063	-2.31
100210	6.180	3.170	11.063	-2.31
1003	2.390	1.360	11.184	-2.50
10041	9.170	4.350	10.819	-2.07
10042	0.000	0.000	11.030	-0.07
10051	0.000	0.000	118.701	-1.31
10053	0.000	0.000	39.725	-1.30
100510	4.390	2.240	11.323	-1.49
1051	0.000	0.000	118.479	-1.51
1053	0.000	0.000	39.725	-1.30
10510	0.000	0.000	11.324	-1.49
10061	0.000	0.000	116.219	-2.00
10063	0.000	0.000	27.790	-2.00
100610	14.160	7.640	11.042	-2.64
1061	0.000	0.000	116.219	-2.00
1063	0.000	0.000	27.790	-2.00
10610	0.000	0.000	11.043	-2.64
1071	2.590	1.260	10.967	-3.68
10081	0.000	0.000	114.751	-2.99
10083	0.000	0.000	27.439	-2.99
100810	15.960	9.050	10.887	-3.72
1081	0.000	0.000	114.750	-2.99
1083	0.000	0.000	27.439	-2.99
10810	0.000	0.000	10.888	-3.72
1091	2.190	1.190	11.278	-2.08
100103	0.000	0.000	39.295	-2.08
100101	0.000	0.000	117.374	-2.08
1001010	4.190	2.020	11.148	-2.78
10101	0.000	0.000	117.374	-2.08
10103	0.000	0.000	39.295	-2.08
101010	0.000	0.000	11.148	-2.78
1011	2.390	1.020	11.014	-3.54
100121	0.000	0.000	116.229	-2.18
1001210	3.590	1.740	11.078	-2.55
10121	0.000	0.000	116.232	-2.19
101213	0.000	0.000	38.912	-2.19
101210	0.000	0.000	11.079	-2.55
100131	2.490	1.420	10.827	-4.06
100141	0.000	0.000	114.358	-3.06
100143	0.000	0.000	38.285	-3.06
1001410	2.390	1.300	10.876	-3.57
10141	0.000	0.000	114.358	-3.06
10143	0.000	0.000	38.285	-3.06
101410	0.000	0.000	10.876	-3.57
10151	2.490	1.200	10.709	-4.79
10161	2.190	1.250	10.672	-4.62
10171	0.000	0.000	111.048	-5.09
10173	0.000	0.000	37.177	-5.09
101710	3.990	2.150	10.444	-6.60
10181	2.490	1.210	10.767	-4.60
10191	2.190	1.250	10.770	-4.35
10201	1.990	0.970	10.823	-4.18
10211	3.490	1.970	10.797	-4.33
10221	0.000	0.000	112.666	-4.61
10223	0.000	0.000	37.719	-4.61
102210	3.790	1.940	10.618	-6.00
10231	2.290	1.300	10.828	-4.15
100241	2.390	1.160	11.031	-2.94
10241	0.000	0.000	11.031	-2.94
10251	2.190	1.190	11.007	-3.43
100261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10026	0.000	0.000	39.387	-2.02
1002610	3.590	2.030	11.176	-2.62
10261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10263	0.000	0.000	39.387	-2.02
102610	0.000	0.000	11.176	-2.62
100271	0.000	0.000	117.480	-1.79
100273	0.000	0.000	39.318	-1.79
1002710	3.790	1.830	11.211	-1.95
10271	0.000	0.000	117.296	-1.97
10273	0.000	0.000	39.318	-1.79
102710	0.000	0.000	11.212	-1.95
100123	0.000	0.000	38.912	-2.19
1151	0.000	0.000	118.550	-0.95
1152	0.000	0.000	120.175	-0.43
501	0.000	0.000	116.738	-1.79
502	0.000	0.000	115.061	-2.31
503	0.000	0.000	114.284	-2.58

504		0.000	0.000	114.004	-2.65
501110		17.970	8.890	10.786	-5.10
5011102		0.000	0.000	10.787	-5.11
502110		8.480	4.110	10.723	-4.86
5021102		0.000	0.000	10.724	-4.86
503110		8.000	0.000	10.856	-6.48
5031102		0.000	0.000	10.856	-6.48
504110		9.670	5.220	10.543	-5.62
5041102		0.000	0.000	10.543	-5.62

## 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	8.663	3.295	8.649	3.264	0.014	0.031	0.044	0.316
101	102	6.240	2.985	6.227	2.955	0.013	0.029	0.033	0.433
102	104	6.227	3.722	6.216	3.702	0.011	0.020	0.035	0.324
104	5	3.806	2.902	3.802	2.894	0.005	0.009	0.023	0.231
5	103	-0.997	0.387	-0.998	0.386	0.000	0.001	-0.005	-0.015
103	2	-0.998	1.028	-0.998	1.028	0.000	0.000	-0.007	0.007
2	100	-9.000	-5.719	-9.057	-5.844	0.056	0.125	-0.051	-1.296
2	10021	5.428	5.009	5.418	4.662	0.010	0.345	0.036	3.958
10021	100235	-2.506	-2.108	-2.508	-2.151	0.002	0.043	-0.016	-1.082
100235	1002355	-2.508	-2.151	-2.508	-2.151	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.510	2.194	2.508	2.151	0.002	0.043	0.016	1.082
2	100021	2.512	2.267	2.510	2.194	0.002	0.072	0.016	1.793
12	100121	1.012	0.504	1.011	0.491	0.000	0.013	0.006	0.692
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.311	2.578	1.277	0.001	0.034	0.014	0.689
10121	101210	2.529	1.265	2.528	1.244	0.001	0.020	0.014	0.434
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.147	0.000
100121	1001210	1.061	0.503	1.060	0.494	0.001	0.008	0.006	0.434
10	100101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
10101	101010	2.096	1.041	2.094	1.008	0.002	0.033	0.011	0.879
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.120	0.000
100101	1001010	2.095	1.044	2.093	1.011	0.002	0.033	0.011	0.881
10021	100210	7.924	6.770	7.902	6.770	0.022	0.000	0.052	0.179
100210	1002100	1.726	3.602	1.726	3.602	0.000	0.000	0.208	0.000
21	1002100	-1.722	-3.602	-1.726	-3.602	0.003	0.000	-0.020	-0.037
21	112	3.749	2.703	3.745	2.697	0.004	0.006	0.023	0.189
112	19	1.739	2.128	1.738	2.127	0.000	0.001	0.014	0.032
19	18	-0.469	1.076	-0.469	1.075	0.001	0.001	-0.006	0.044
18	14	-2.978	0.285	-2.981	0.281	0.003	0.004	-0.015	-0.106
14	110	-14.373	-3.703	-14.431	-3.787	0.058	0.084	-0.074	-0.620
110	8	-14.431	-3.460	-14.448	-3.491	0.017	0.031	-0.074	-0.195
8	107	-5.482	-2.674	-5.486	-2.682	0.004	0.008	-0.030	-0.142
107	12	-7.995	-3.833	-8.018	-3.874	0.022	0.041	-0.044	-0.509
10	109	-18.451	-7.893	-18.454	-7.898	0.004	0.006	-0.097	-0.034
109	9	-18.454	-7.314	-18.629	-7.633	0.174	0.318	-0.096	-1.697
9	200	-20.836	-8.239	-20.897	-8.350	0.061	0.111	-0.107	-0.525
8	7	-25.025	-10.607	-25.206	-10.937	0.180	0.328	-0.135	-1.292
7	106	-27.815	-11.402	-28.330	-12.344	0.513	0.938	-0.147	-3.320
106	4	-0.509	0.928	-0.509	0.928	0.000	0.000	-0.005	0.001
4	105	-9.762	-4.278	-9.764	-4.280	0.002	0.002	-0.051	-0.033
105	200	-23.953	-10.312	-23.976	-10.353	0.022	0.041	-0.124	-0.171
105	5	14.190	6.589	14.102	6.429	0.087	0.159	0.075	1.133
106	200	-27.821	-12.462	-27.852	-12.519	0.031	0.056	-0.145	-0.203
8	10081	7.986	4.887	7.980	4.661	0.005	0.224	0.046	1.591
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.987	4.887	7.981	4.662	0.005	0.224	0.046	1.591
1081	10810	7.991	4.641	7.986	4.501	0.005	0.139	0.046	1.002
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.485	0.001
10081	100810	7.971	4.683	7.965	4.543	0.005	0.139	0.046	1.010
14	111	8.965	3.325	8.925	3.267	0.040	0.058	0.048	0.717
111	15	8.925	3.652	8.925	3.652	0.000	0.000	0.048	0.002
15	16	6.417	2.511	6.402	2.490	0.014	0.021	0.035	0.358
16	17	4.195	1.464	4.192	1.460	0.003	0.005	0.022	0.127
17	503	-9.584	-6.250	-9.584	-6.250	0.000	0.000	-0.058	-0.000
503	502	-17.637	-6.723	-17.725	-6.851	0.088	0.128	-0.095	-0.800

502	501	-26.258	-11.133	-26.537	-11.536	0.278	0.402	-0.143	-1.713
501	27	-44.606	-21.480	-44.917	-22.356	0.310	0.873	-0.244	-1.606
27	1151	-48.763	-24.288	-48.822	-24.420	0.059	0.131	-0.265	-0.247
1151	300	-48.822	-24.059	-49.417	-25.379	0.593	1.315	-0.265	-2.467
27	100271	1.300	0.647	1.299	0.626	0.001	0.021	0.007	0.864
100271	100273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.037
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.159
27	10271	2.493	1.259	2.492	1.208	0.002	0.051	0.014	1.060
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.018	0.075
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.187	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.274
501	501110	9.012	5.133	8.977	4.448	0.035	0.683	0.051	4.360
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.535	-0.001
501	5011102	9.017	5.122	8.983	4.436	0.035	0.683	0.051	4.351
502	502110	4.250	2.301	4.237	2.055	0.013	0.244	0.024	3.260
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.253	-0.000
502	5021102	4.252	2.297	4.238	2.052	0.013	0.244	0.024	3.256
503	503110	4.016	0.275	3.998	0.001	0.018	0.272	0.020	1.392
503110	5031102	-3.997	0.001	-3.998	0.001	0.000	0.000	-0.212	-0.000
503	5031102	4.016	0.273	3.998	-0.001	0.018	0.272	0.020	1.388
504	504110	4.850	2.955	4.831	2.610	0.019	0.343	0.029	4.188
504110	5041102	-4.833	-2.606	-4.833	-2.606	0.000	0.000	-0.300	-0.000
504	5041102	4.852	2.951	4.833	2.606	0.019	0.343	0.029	4.183
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.513	0.923	0.502	0.001	0.011	0.005	0.713
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.088	-0.000
10141	101410	1.466	0.815	1.465	0.797	0.001	0.018	0.008	0.711
14	10141	1.467	0.846	1.466	0.816	0.001	0.030	0.008	1.176
14	100141	0.925	0.532	0.924	0.513	0.001	0.019	0.005	1.176
24	100241	1.196	0.609	1.194	0.580	0.002	0.029	0.007	1.373
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.069	-0.000
24	10241	1.196	0.609	1.194	0.579	0.002	0.029	0.007	1.372
26	100261	1.797	1.084	1.795	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.797	1.084	1.796	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
10261	102610	1.796	1.039	1.794	1.013	0.002	0.026	0.010	0.854
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.106	0.000
100261	1002610	1.795	1.041	1.793	1.016	0.002	0.026	0.010	0.855
21	23	-9.366	-3.022	-9.394	-3.073	0.028	0.051	-0.049	-0.515
23	24	-11.701	-4.005	-11.738	-4.058	0.037	0.053	-0.061	-0.501
24	25	-14.153	-4.789	-14.252	-4.933	0.099	0.143	-0.074	-1.120
25	114	-16.459	-5.807	-16.488	-5.842	0.029	0.035	-0.085	-0.267
114	26	-16.488	-5.420	-16.597	-5.578	0.108	0.157	-0.085	-1.055
26	1152	-20.236	-7.201	-20.360	-7.477	0.124	0.275	-0.104	-1.183
1152	300	-20.360	-6.685	-20.450	-6.882	0.089	0.197	-0.103	-0.828
10051	100510	0.550	0.416	0.550	0.413	0.000	0.003	0.003	0.323
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.216	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.003	0.000	0.021	0.087
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.350	0.000	0.004	-0.005	-0.190
1053	10053	-0.954	-0.350	-0.954	-0.350	0.000	0.000	-0.015	-0.000
10051	10053	0.955	0.350	0.954	0.350	0.000	0.000	0.005	0.042
5	10051	1.506	0.795	1.505	0.767	0.001	0.029	0.008	1.026
5	1051	2.888	1.547	2.886	1.479	0.002	0.068	0.016	1.259
1061	10610	7.088	3.903	7.084	3.799	0.004	0.104	0.040	0.817
10610	100610	7.084	3.799	7.084	3.799	0.000	0.000	0.420	0.001
10061	100610	7.071	3.941	7.067	3.836	0.004	0.104	0.040	0.824
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	7.084	4.091	7.080	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
6	10061	7.083	4.090	7.079	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
17	504	9.750	5.664	9.732	5.638	0.017	0.025	0.057	0.286
4	10041	9.183	4.755	9.164	4.347	0.019	0.406	0.049	2.386
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-11.662	-5.371	-11.702	-5.445	0.040	0.073	-0.063	-0.623
16	10161	2.196	1.362	2.189	1.249	0.007	0.112	0.013	3.083
15	10151	2.497	1.333	2.488	1.199	0.009	0.134	0.014	3.075
11	108	-14.109	-5.822	-14.208	-6.003	0.099	0.180	-0.075	-1.259
11	1011	2.396	1.132	2.388	1.019	0.007	0.112	0.013	2.527
107	13	2.509	1.631	2.509	1.631	0.000	0.000	0.015	0.000
21	113	3.826	2.208	3.826	2.207	0.000	0.000	0.022	0.007
113	22	3.826	2.304	3.824	2.301	0.002	0.003	0.022	0.073
22	10221	3.803	2.269	3.795	2.060	0.008	0.208	0.022	3.149
10221	102210	3.795	2.060	3.788	1.939	0.008	0.121	0.022	1.902

10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	2.296	1.418	2.289	1.299	0.008	0.119	0.013	3.131
18	10181	2.497	1.342	2.488	1.209	0.009	0.133	0.014	3.064
19	10191	2.196	1.360	2.189	1.249	0.007	0.110	0.013	3.037
112	20	2.006	0.965	2.005	0.964	0.001	0.001	0.011	0.072
20	10201	1.994	1.054	1.989	0.969	0.006	0.084	0.011	2.415
21	10211	3.497	2.144	3.488	1.969	0.010	0.174	0.020	2.967
7	1071	2.598	1.398	2.588	1.259	0.009	0.138	0.014	3.057
17	10171	4.006	2.536	3.997	2.291	0.009	0.244	0.024	3.558
5	6	14.453	8.317	14.257	8.032	0.196	0.284	0.080	2.253
9	1091	2.195	1.288	2.189	1.189	0.007	0.098	0.012	2.639
13	100131	2.498	1.560	2.488	1.419	0.009	0.141	0.015	3.410
108	10	-14.208	-5.455	-14.210	-5.458	0.002	0.003	-0.074	-0.025
1	1001	2.396	1.271	2.388	1.159	0.007	0.111	0.013	2.628
10171	10173	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	10251	2.195	1.293	2.189	1.189	0.007	0.103	0.012	2.795
10171	101710	3.997	2.291	3.987	2.149	0.009	0.142	0.024	2.144
101	1	2.409	1.203	2.408	1.201	0.001	0.001	0.013	0.080
104	3	2.409	1.460	2.408	1.459	0.001	0.001	0.014	0.059
3	1003	2.397	1.481	2.388	1.359	0.008	0.121	0.014	3.049

---

## ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ  
ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.576 МВт / 391.047 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.900 МВт / 384.564 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.179 МВт / 1.569 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.206 МВт / 2.040 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.385 МВт / 3.609 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.676 МВт / 6.483 млн.кВт\*г (1.66%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
501110		17.970	8.890	10.254	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.255	-3.99
502110		8.480	4.110	10.263	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.263	-3.00
503110		-8.000	0.000	10.554	4.14
5031102		0.000	0.000	10.554	4.14
504110		9.670	5.220	10.194	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.194	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	Р <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.264	-0.000
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.436	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.436	8.982	4.436	0.000	0.000	0.563	0.001
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.834	-3.416	0.000	0.000	-0.335	-0.000
504	5041102	4.851	2.122	4.834	1.797	0.018	0.324	0.028	3.043

## ДОДАТОК Ж

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

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.576 МВт / 391.047 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.900 МВт / 384.564 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.179 МВт / 1.569 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.206 МВт / 2.040 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.385 МВт / 3.609 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.676 МВт / 6.483 млн.кВт\*г (1.66%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
501110		17.970	8.890	10.572	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.573	-3.99
502110		8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.581	-3.00
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
504110		9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	Р <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.437	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.437	8.982	4.437	0.000	0.000	0.546	0.001
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044



## ДОДАТОК З

## Результати розрахунку режимів максимальних навантажень з урахуванням етапності розвитку ЕМ

1 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 16.967 МВт / 148630.890 тис.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 16.908 МВт / 148047.700 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.020 МВт / 201.955 тис.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.020 МВт / 201.955 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 1.662 тис.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.038 МВт / 379.572 тис.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.039 МВт / 381.234 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.059 МВт / 583.190 тис.кВт\*г (0.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R <sub>p</sub> , МВт	Q <sub>p</sub> , МВАр	R <sub>k</sub> , МВт	Q <sub>k</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000

2 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 18.381 МВт / 161.245 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 18.150 МВт / 158.994 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.060 МВт / 0.598 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.060 МВт / 0.598 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.028 МВт / 0.248 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.142 МВт / 1.405 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.170 МВт / 1.653 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.231 МВт / 2.251 млн.кВт\*г (1.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
502		0.000	0.000	110.391	-0.22

504				0.000	0.000	109.447	-0.09
502110				8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102				0.000	0.000	10.581	-3.00
504110				9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102				0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
17	504	9.744	4.025	9.728	4.001	0.016	0.024	0.055	0.253
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000

3 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.490 МВт / 389.736 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.916 МВт / 384.128 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.065 МВт / 0.573 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.218 МВт / 2.161 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.284 МВт / 2.734 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.574 МВт / 5.609 млн.кВт\*г (1.44%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
501110		17.970	8.890	10.572	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.573	-3.99
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
502110		8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.581	-3.00
504110		9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049

503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.437	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.437	8.982	4.437	0.000	0.000	0.546	0.001
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
17	504	9.744	4.025	9.728	4.001	0.016	0.024	0.055	0.253
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000

-----

## ДОДАТОК И

Ілюстративна частина

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ  
УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ  
ТРАНСФОРМАТОРІВ