


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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Розвиток районної електричної мережі та аналіз засобів  
регулювання напруги»**

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

(цифр і назва програми, потужки, спеціальності)

  
Тарасова М.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

  
Казьмірук О.І.

(прізвище та ініціали)

« 30 » 05 2023 р.

Опонент:

к.т.н. доцент ЕССМ  Бабенко В.В.

(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 30 » 05 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.

21.03

2023 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**  
Тарасовій Марині Анатоліївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток районної електричної мережі та аналіз засобів регулювання напруги

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Казьмірук О. І.


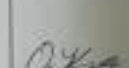


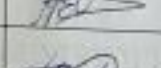

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 300 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

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

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

6. Консультанти розділів роботи

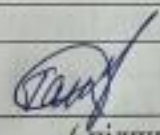
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видані	виконані (приблизно)
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. С. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

#### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

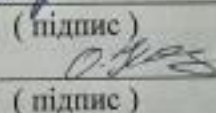
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Промітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	60
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	60
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	60
4	Аналіз методів та засобів регулювання напруги	06.04.23	30.04.23	60
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	60
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	60
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	60
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	60

Студент



Тарасова

Керівник роботи



Казьмірук

## АНОТАЦІЯ

Тарасова Марина Анатоліївна «Розвиток районної електричної мережі та аналіз засобів регулювання напруги». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 107 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження застосування засобів регулювання напруги.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує засоби регулювання напруги.

## ANNOTATION

Tarasova Maryna «Development of the district electrical network and analysis of voltage regulation means». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 107 p. fig. 21, table 19, bibl. 16

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

A study of the use of voltage regulation tools was conducted.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel who maintain the means of voltage regulation was carried out.

## ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 .....	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ .....	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі .....	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
РОЗДІЛ 2 .....	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	20
РОЗДІЛ 3 .....	25
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі .....	29
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП .....	30
РОЗДІЛ 4 .....	33
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦЯХ .....	33
РОЗДІЛ 5 .....	35
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій .....	36
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	36
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій .....	38
РОЗДІЛ 6 .....	42
БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	42
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення .....	42
РОЗДІЛ 7 .....	44
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	44
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків .....	44
7.4. Регулювання напруги у електромережі .....	45
РОЗДІЛ 8.....	49
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	49
РОЗДІЛ 9 .....	73
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ КРАЇН ЄВРОПИ.....	73
9.1 Регулювання напруги у Франції .....	74
9.2 Регулювання напруги в Італії.....	79
9.3 Перспективне регулювання напруги в Україні.....	83
РОЗДІЛ 10 .....	86
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	86

10.1	Задачі розділу.....	86
10.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті.....	87
10.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках. ....	88
10.4	Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	90
10.4.1	Мікроклімат .....	90
10.4.2	Склад повітря робочої зони.....	90
10.4.3	Виробниче освітлення. Природне освітлення .....	91
10.4.4	Штучне освітлення.....	91
10.4.5	Виробничий шум.....	92
10.4.6	Виробнича вібрація .....	93
10.5	Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику .....	93
10.6	Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж .....	98
10.6.1	Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ .....	98
10.6.2	Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління .....	101
	ВИСНОВКИ.....	103
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	106
	Додаток А.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	Показники звіту подібності Unichesk.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
	ДОДАТОК А2 .....	116
	ДОДАТОК Б .....	120
	ДОДАТОК В .....	125
	ДОДАТОК Г .....	130

## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.



## ВСТУП

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 напрузі, 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 навантаження 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 регульовальні 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 із регулювання напруги є **доволі актуальною науково-прикладною задачею.**

**Метою** цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи засоби із регулювання напруги в мережі.

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

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз засобів та методів що до регулювання напруги у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

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

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

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

**Наукова новизна** полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих новітніх засобів та методів регулювання напруги.

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

## РОЗДІЛ 1

### ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

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

Визначення слушних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється завдяки мінімізації виразу 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 отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії  $a'$  та  $b'$  у наступному вигляді:

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки  $a' = -1884,3$ ,  $b' = 0,9818$ , таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 0,9818T - 1884,3$$

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

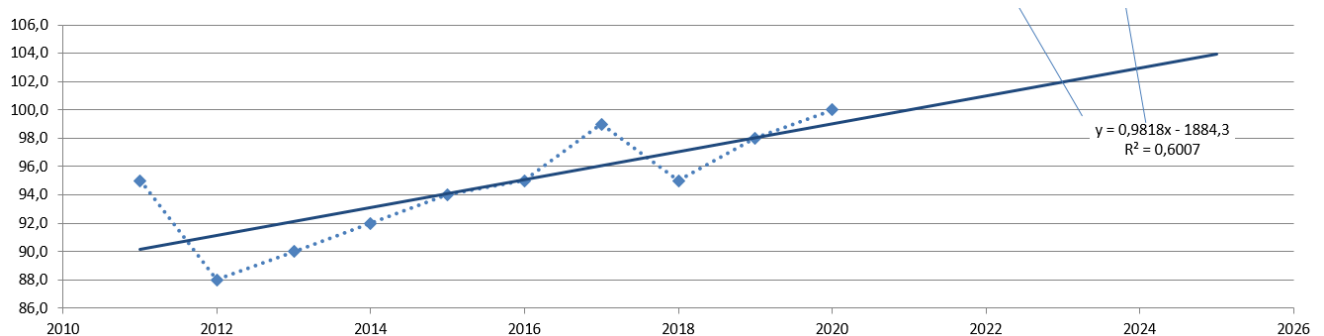


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  функції та регресійної  $P'_{\max}(T)$  функції найбільшого навантаження від часу  $T$

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2025-й рік збільшиться до 103,8 %, що на 3,8 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в дільницях електропередачі – 1.83 МВт;
- в силових трансформаторах – 0.85 МВт з них холостого ходу 0.60 МВт та навантажувальні 0.25 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	10-11	11-12	12-13	13-14
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	125	125	150	150
Розрах. струм, А	11	14	43	106

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	11	12	13
Напруга вузла, кВ	108,93	108,94	109,5

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

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускною здатністю щоб транспортувати електроенергію 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 № 11 – Сороки з рівнем напруги 108,93 кВ; вузол № 12 - Дашів з рівнем напруги 108,94 кВ; вузол № 13 – Гайсин з рівнем напруги 109,5 кВ.

Проаналізував місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рисунок 1.2, на ньому показано усі вірогідні варіанти підключення нових споживачів.

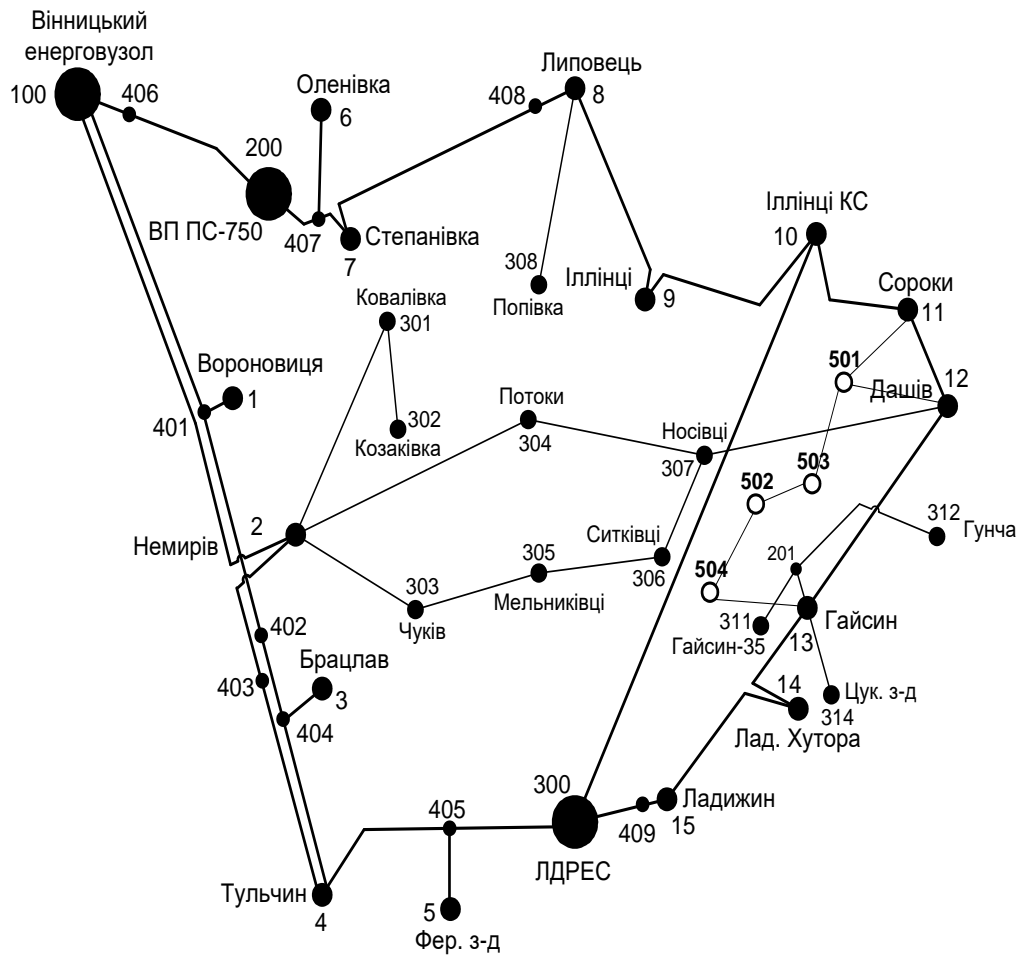


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми



## РОЗДІЛ 2

### ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

#### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

У загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної

функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні  $P_i$ . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

- Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

- 

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

- де  $U_n$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (3633 годин/рік для  $T_{нб} = 5400$  годин/рік);  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 1,65 гривень/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузел початку	Вузел кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
10	501	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
11	501	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,823	4664,8
12	501	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,949	5382,5
13	504	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	0,886	5023,6
501	503	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	0,886	5023,6
503	502	0,9	6,3	110	1573,680	0,131	3172,5	0,569	3229,5
502	504	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,823	4664,8

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

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



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

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

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

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП												Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
		11-501	12-501	13-504	14-504	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0			0-0	0-0	
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,80	18,80
	502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,67	12,67
	503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	3,32	3,32
	504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	2,60	2,60
	Коефіцієнти цільової функції	413,0	476,5	476,5	635,3	413,0	413,0	285,9	285,9	571,8	571,8	0,0	0,0	0,0	0,0			0,000
	Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
	Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
	Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
		Дисконтовані витрати, тис. грн															0,000	

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

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв'язок симплекс таблиці, що показана на рисунку 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	11-501	12-501	13-504	14-504	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0					
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00	
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,67	0,00	
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,32	0,00	
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	2,60	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	413,0	476,5	476,5	635,3	413,0	413,0	285,9	285,9	571,8	571,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			25024,110	
Потужності ЛЕП	22,11899	0	15,26522	0	3,32304	0	0	0	0	12,6691	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4582,557	0,000	5287,565	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			20797,757	
Змінні складові витрат	402,414	0,000	221,155	0,000	9,083	0,000	0,000	0,000	0,000	182,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			815,446	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			21613,202

Рисунок 2.2 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по дільницям, тому скоригуємо вартісні коефіцієнти і проведемо повторний обрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	11-501	12-501	13-504	14-504	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0					
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00	
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,67	0,00	
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,32	0,00	
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	2,60	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	225,4	476,5	360,9	635,3	1381,8	413,0	285,9	285,9	571,8	515,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			20134,084	
Потужності ЛЕП	18,79595	0	18,58826	0	0	0	0	3,32304	0	15,9921	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4582,557	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	3172,539	0,000	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			19387,739	
Змінні складові витрат	290,583	0,000	327,920	0,000	0,000	0,000	0,000	6,288	0,000	291,262	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			916,054	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			20303,793

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів внаслідок зміни перетоків потужності по дільницях ліній (при другій ітерації)

Після кінцевого уточнення маємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	11-501	12-501	13-504	14-504	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0					
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,80	0,00	
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,67	0,00	
503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,32	0,00	
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	2,60	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	225,4	476,5	360,9	635,3	1381,8	413,0	285,9	285,9	571,8	515,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			20134,084	
Потужності ЛЕП	18,79595	0	18,58826	0	0	0	0	3,32304	0	15,9921	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4582,557	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	3172,539	0,000	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			19387,739	
Змінні складові витрат	290,583	0,000	327,920	0,000	0,000	0,000	0,000	6,288	0,000	291,262	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			916,054	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			20303,793

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

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

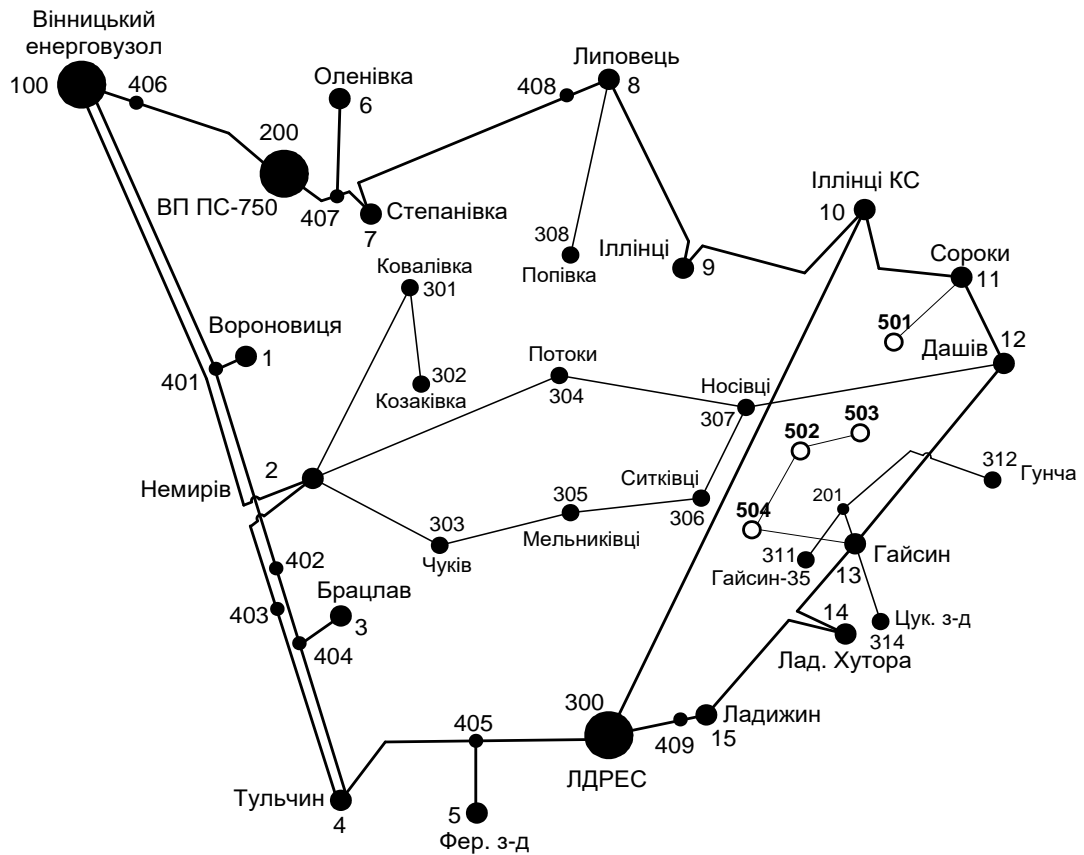


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 501-503. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

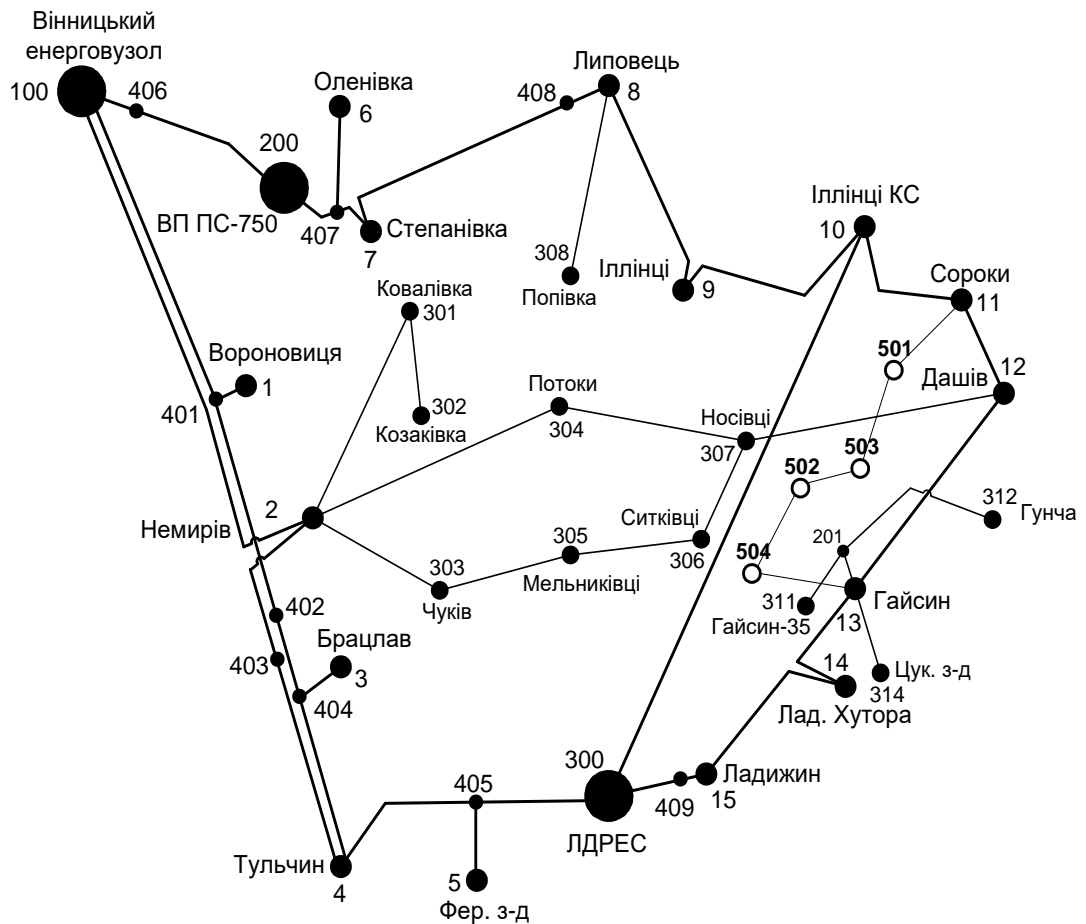


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 501-503 довжиною 9,1 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.



## РОЗДІЛ 3

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

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

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

#### 3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 3-х років (це вузли 501, 502, 503, 504). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 11, 12 та 13 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

де  $B_t$  – дисконтовані витрати на  $t$  період будівництва об'єкту;

$E_{н.п}$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ( $E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$ );

$T$  – термін спорудження, років.

Значення  $V_t$  що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

Для розв'язку задачі (3.1) можливо використати методи нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування використовує два етапи: прямий та зворотній хід.

На першому при руху від 1-го року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок обирають так, щоб загальні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  році були найменші:

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

Таким чином витрати на 1-му році визначаються виходячи із всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий так варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати.

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

На другому етапі рухаються від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат  $V_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні 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:  $P_{li} \leq P_{max}$  ;

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане 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  $b_i$  вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року:  $L_{max} \leq 30$  км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 501, 502, 503, 504. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного чи двох споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – передбачається спорудження одно ланцюгової лінії до пункту 11-501, 13-504. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{11-501} + \Delta L_{13-504} = 9,1 + 10,5 = 19,6 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових 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 рік. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 504-502. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Третій рік. Для третього року, варіанти електроживлення формуються з врахуванням розвитку на попередніх кроках. І також для кожного варіанту третього року враховується обмеження по довжині для спорудженні нових лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 501-503, 502-503. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.1 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
1	1	11-501	9,1	22,12	18,2	16439,482	32487,26	27072,72	27072,72
		501-503	9,1	3,32		16047,777			
	2	11-501	9,1	22,12	19,6	16439,482	35166,08	29305,07	29305,07
		13-504	10,5	15,27		18726,598			
	3	13-504	10,5	15,27	23,1	18726,598	41116,14	34263,45	34263,45
		504-502	12,6	12,67		22389,54			

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 2-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
2	11	13-504	10,5	15,27	23,1	18726,598	41116,14	28552,87	55625,59
		504-502	12,6	12,67		22389,54			
	12	13-504	10,5	15,27	16,8	18726,598	29903,39	20766,24	47838,96
		502-503	6,3	11,35		11176,792			
	13	13-504	10,5	15,27	10,5	18726,598	18726,6	13004,58	40077,3
	21	501-503	9,1	3,32	15,4	16047,777	27224,57	18905,95	48211,02
		502-503	6,3	11,35		11176,792			
		504-502	12,6	12,67		22389,54			
	22	502-503	6,3	11,35	18,9	11176,792	33566,33	23309,95	52615,02
	23	504-502	12,6	12,67	12,6	22389,54	22389,54	15548,29	44853,36
	31	11-501	9,1	22,12	18,2	16439,482	32487,26	22560,6	56824,05
		501-503	9,1	3,32		16047,777			
	32	11-501	9,1	22,12	15,4	16439,482	27616,27	19177,97	53441,42
		502-503	6,3	11,35		11176,792			
33	502-503	6,3	11,35	15,4	11176,792	27224,57	18905,95	53169,4	
	501-503	9,1	3,32		16047,777				

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

t	Варіант	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	В <sub>i</sub>	В <sub>i,сум</sub>	В <sub>t</sub>	Вартість
3	111	502-503	6,3	11,35	6,3	11176,792	11176,79	6468,051	62093,64
	121	504-502	12,6	12,67	12,6	22389,54	22389,54	12956,91	60795,87
	131	502-503	6,3	11,35	18,9	11176,792			
		504-502	12,6	12,67		22389,54			
	211	504-502	12,6	12,67	12,6	22389,54	22389,54	12956,91	61167,93
	221	501-503	9,1	3,32	9,1	16047,777	16047,78	9286,908	61901,93
	231	501-503	9,1	3,32	15,4	16047,777			
		502-503	6,3	11,35		11176,792			
	311	502-503	6,3	11,35	6,3	11176,792	11176,79	9313,994	66138,04
	321	501-503	9,1	3,32	9,1	16047,777	16047,78	13373,15	66814,56
	331	11-501	9,1	22,12	9,1	16439,482	16439,48	9513,589	62682,99

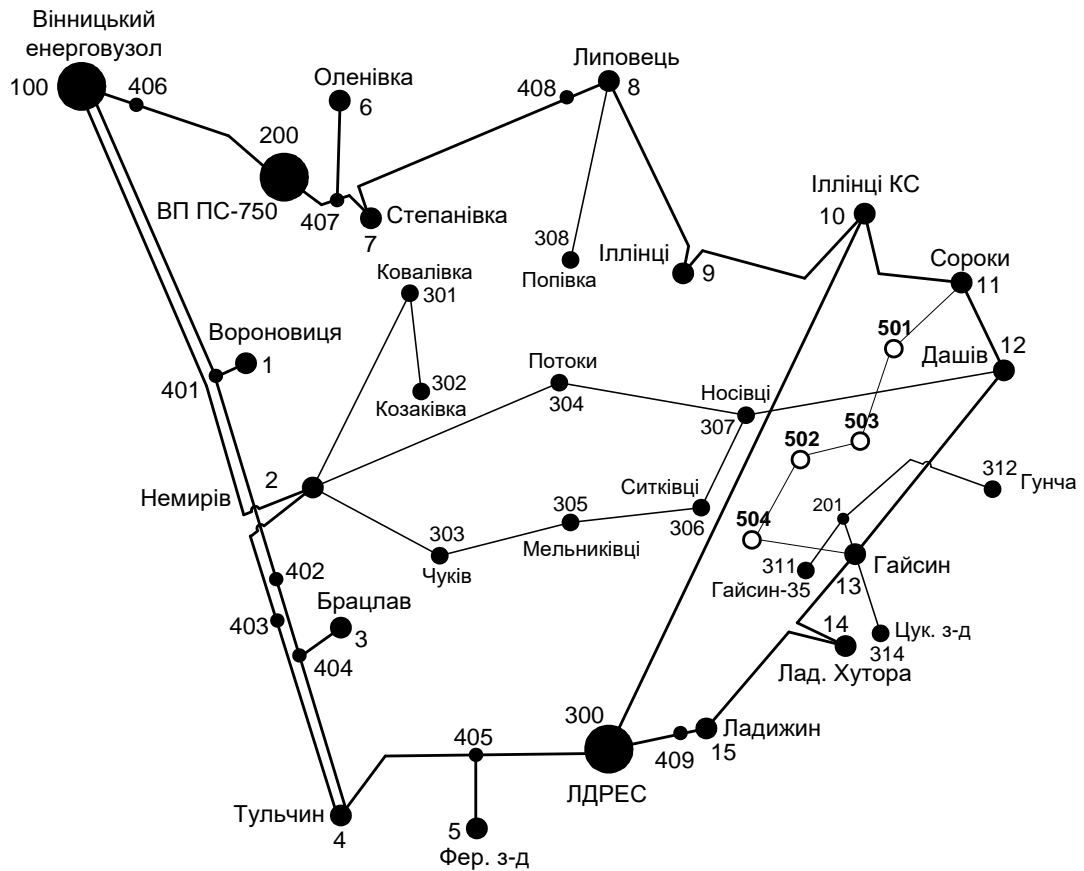
### 3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По  $V_{\Sigma}$  з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 231. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 231 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503, 504 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.4.

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

Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування



### 3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх ділянках відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

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

$$I_{розр11-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.155}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 116.587 \text{ (A)};$$

$$I_{розр13-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{22.544}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 124.242 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1.572}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8.664 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,305}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 29,239 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20,412}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 112,495 \text{ (A)};$$

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

По викладеній в [3] таблиці вибрали переріз проводів нових ЛЕП та їх параметри.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледнему навантаженню – III;

Далі провели перевірку перерізу проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, що можуть призвести до зміни перетоків потужностей.

1-й – розрив лінії 11-501;

2-й – розрив лінії 13-504;

3-й – розрив лінії 11-501 та відсутня генерація на СЕС (504);

4-й – розрив лінії 13-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

5-й – розрив лінії 502-503;

6-й – розрив лінії 502-504.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	$I_{\text{па}1},$ А	$I_{\text{па}2},$ А	$I_{\text{па}3},$ А	$I_{\text{па}4},$ А	$I_{\text{па}5},$ А	$I_{\text{па}6},$ А	$I_{\text{па}}, A$ max	$I_{\text{па}}$ Доп.	$I_{\text{роз}},$ А	Марка проводу
11-501	0	245.1	0	231.9	146.7	232.7	250.2	390	116.5	АС-120/19
13-504	250.2	0	237.4	0	95.9	14.4			124.2	АС-150/19
501-503	125.9	117.9	189.6	104.9	21.5	105.6			8.7	АС-120/19
503-502	148.1	95.9	147.9	83.1	0	83.8			29.2	АС-120/19
502-504	234.9	14.4	234.8	0.4	83.3	0			112.5	АС-120/19

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

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-120/19, вирішено використовувати провід АС-120/19, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.



## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

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

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18.1}{2 \cdot 0.7} = 14.692 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 16 МВА.

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

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>k</sub> %	ΔP <sub>k</sub> кВт	ΔP <sub>x</sub> кВт	I <sub>x</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>x</sub> кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4.38	86,7	112.
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139,	70,
503	ТДН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-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 наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{20.568}{(2-1) \cdot 16} = 1.286 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{3.678}{(2-1) \cdot 6,3} = 0.584 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{13.708}{(2-1) \cdot 10} = 1.371 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{2.5}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.397 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 1.4$ , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

## РОЗДІЛ 5

### ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності автономних резервних джерел живлення;

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

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

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

## 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

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

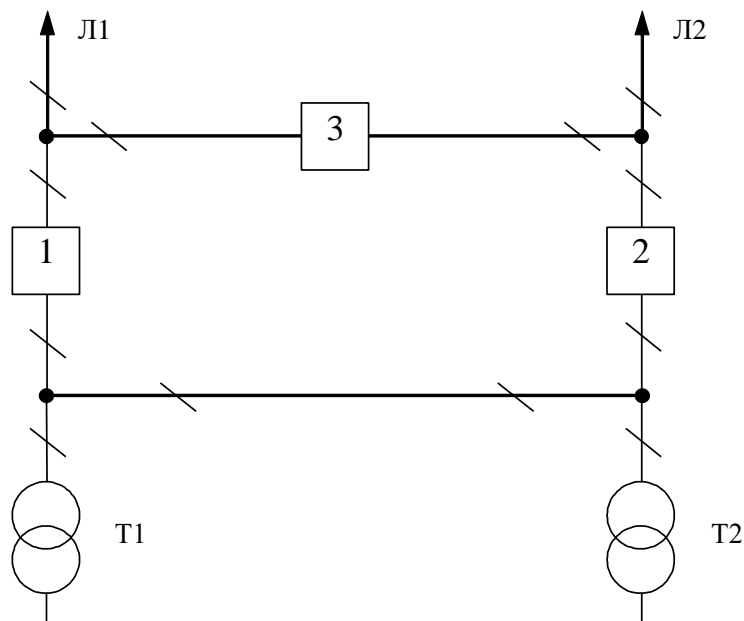


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою для нових вузлів 501, 502, 503 та 504

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

## 5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали ПС «Сороки». Тому, опісля реконструкції ця

підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Сороки» (вузол 11) тип існуючої схеми на влаштує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

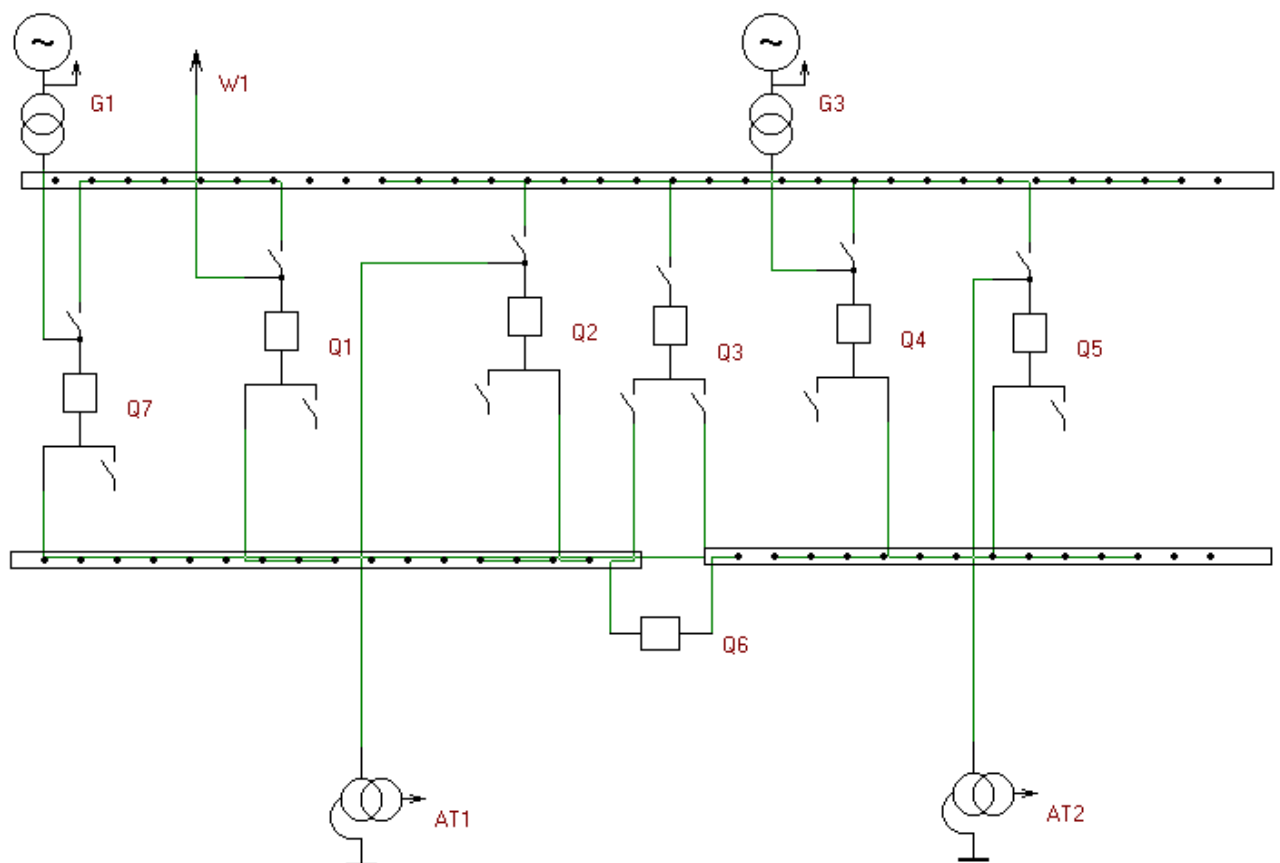


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо вузол 12, який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 та АС-120 лінії «Дашів – Іллінці КС» (дивись нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не

приведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Дашів – Іллінці КС» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

### 5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Показуємо розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Сороки» (вузол 11).

Показники надійності визначаються формалізованим методом 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.) [3, табл. 6.2].

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 –  $K_j$ .

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9904$$

Для кожного сполучення  $i, j$  оцінюємо наслідки від відмов  $i$ -го елемента у  $j$ -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Зокрема:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де  $T_{П1} = 23$  год;

Тому:

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

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП (для вузла 15)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов $w_i$	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів							
		Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтуємі вимикачі							
		$K_o=0,9904$	$K_p=0,0013$						
			Q1-л	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-г	Q6-г	Q7-г
Q1-л	0,0407	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		W1-Ts		W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1, AT1, D(G1,G3,AT2)-Ts	W1-Ts
Q2-г	0,04	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		AT1-Ts	AT1-Ts		AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-Ts	AT1-Ts
Q3-г	0,04		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
			W1-Ts	AT1-Ts		G3-Ts	AT2-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	G1-Ts
Q4-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts		G3-Ts	G3, D(W1,AT1), D(G1,AT2)-Ts	G3-Ts
Q5-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts		AT2, D(W1,AT1), D(G1,G3)-Ts	AT2-Ts
Q6-г	0,04	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To		AT2, G3, G1, AT1, W1-To
		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електростанції

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	$K_o$		$K_p$	
			$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$
AT1, W1, D(G1,G3,AT2)	12	1	1	1	6	8
AT2, G3, G1, D(W1,AT1)	20	1	0	3	0	21
AT2, G3, G1, AT1, W1	20	1	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	1	0	0	0	1
W1	12	17,8	1	0	5	1
AT1	0	17,8	0	1	0	6
G3	0	17,8	0	1	0	6
AT2	0	17,8	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	17,8	0	1	0	7
G1	0	17,8	0	1	0	6

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.



Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ( $Z_0 = 300$  гривень/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 обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W <sub>рік</sub> , МВт·год	ΔW <sub>нд</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
21 592	6 477,725	1 943 317,5

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

## РОЗДІЛ 6

### БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

#### 6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті  $f=f_{\text{ном}}$  для нових вузлів 501, 502, 503, 504 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 37,39 + 0,05 \cdot 37,39 = 35,521 \text{ (МВт)},$$

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, яка споживається від центрів живлення враховуючи її економічне транспортування буде:

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

$$Q_{\Gamma} = 35,521 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 35,521 \cdot 0,34 = 12,077 \text{ (МВАр)}.$$

де  $\varphi_{\Gamma} = 0,95$  – це бажаний коеф. потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП – 11-501

$$Q_{\text{ЛЕП11-501}} = 101,97^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,1) = 0,27 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обрахуємо аналогічно. Загальна генерація реактивної потужності мережі складає:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,27 + 0,27 + 0,187 + 0,38 + 0,333 = 1,44 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 18,51 = 17,585 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,585 = 1,759 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 17,585 + 1,759 - 12,077 - 1,44 = 5,827 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 17,585 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 12,077 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5,850 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 501.

## РОЗДІЛ 7

### РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

#### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

#### 7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	101,97	95,96	108,98
502	102,07	96,07	109,08
503	101,99	95,98	109,00
504	102,81	96,87	109,76

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

Номер вузла за схемою	Напруга нового вузла, кВ		
	Макс. режим	Мін. режим	Післяавар. режим
501	9,24	8,63	9,96
502	9,23	8,61	9,94
503	9,53	8,94	10,21
504	9,81	9,24	10,48

На шинах ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Б).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

де  $U_{\text{ВН}}$  – обрахована величина робочої напруги у вузлі;  $P_{\text{Н}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги  $U_{\text{ННб}}$  (приймаємо що  $U_{\text{ННб}}$  дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

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

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

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

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

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((18,8) \cdot (4,38 / 2)) + ((10,14) \cdot (87 / 2))}{101,97} = 4,729 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{101,97 + 4,729}{10,5} = 10,162$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T501d} = 10,162$ , що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{101,97 + 4,729}{10,162} = 10,206 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К <sub>Тб</sub>	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4,73	10,162	10,206	10	10,298	0,09
502	4,91	10,189	10,223	10	10,298	0,09
503	2,27	9,929	9,408	15	9,514	0,09
504	1,26	9,911	9,954	12	9,984	0,09

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



## РОЗДІЛ 8

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, яка передається по  $i$ -ій ділянці ЛЕП, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга електромережі,  $U_H = 110$  кВ;  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (3633 годин);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, кілометрів.

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

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

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

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

**На першому році:**

- спорудження ліній електропередачі: 11 – 501 та 13 - 504;
- зведення споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пунктах 501, 504;
- реконструкція відгалужувальної підстанції у пункту Сороки (вузол 11).
- реконструкція відгалужувальної підстанції у пункту Гайсин (вузол 13).

**На другому році:**

- спорудження лінії електропередач: 504-502;
- зведення споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пункті 502;

**На третьому році:**

- спорудження ліній електропередач: 501-503 та 502-503;
- зведення споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 503.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.3.

Таблиця 8.1 – Вартість спорудження підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість побудови електропідстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,8</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>

Продовження табл. 8.1 - Вартість зведення електропідстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість спорудження електропідстанції (вузол 504)

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

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції електропідстанцій Сороки (вузол 11) та Гайсин (вузол 13):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>224,73</b>	<b>3767,313</b>	<b>173,661</b>	<b>109,01</b>	<b>2,285</b>	<b>4276,998</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>4276,998</b>						



Таблиця 8.3 – Вартість побудови електропідстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>

Продовження табл. 8.3 - – Вартість побудови електропідстанції (у вузлі 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>888,168</b>	<b>6943,872</b>	<b>202,008</b>	<b>214,406</b>	<b>23</b>	<b>8271,483</b>	<b>153,9</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>

## Продовження табл. 8.3 - – Вартість побудови електропідстанції (у вузлі 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

## Продовження табл. 8.3 - – Вартість побудови підстанції (у вузлі 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58 177,167</b>						

Загалом, укрупнені капітальні витрати для розвитку електромережі на першому році будуть складати 112 006,783 тисяч гривень,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році будівництва приведені у таблицях 8.4–8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість спорудження підстанції (у вузлі 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість спорудження підстанції (у вузлі 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість побудови підстанції (у вузлі 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19,0</b>	<b>6654,046</b>	<b>126,3</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість побудови підстанції (у вузлі 502):

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>						

Таким чином, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 51 054,247 тисяч гривень

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому приведені у таблиці 8.5

Таблиця 8.6 – Вартість побудови електропідстанції (вузол 503):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів</b>								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190



Продовження табл. 8.6 - Вартість побудови електропідстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

## Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

Загалом, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році будуть складати 45 275,62 тисяч гривень.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,6 = 22683.74 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12,6 = 14582.4 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 25,4 = 17822.94 \text{ (тис.грн.)}$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат  $K$ :

$$K_1 = 112006.78 + 22683.74 = 134690.29 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 51054.25 + 14582.4 = 65636.65 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 45275.62 + 17882.94 = 63098.56 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{\text{Л1}} = (22683.74 \cdot 0,3)/100 = 68.05 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (14582.4 \cdot 0,3)/100 = 43.75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (17882.94 \cdot 0,3)/100 = 53.47 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (112006.78 \cdot 3)/100 = 3360.2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (51054.25 \cdot 3)/100 = 1531.63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (45275.62 \cdot 3)/100 = 1358.27 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.7:

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:11-501,13-504 П/ст:13,14,501,504	200	150	400
2	ЛЕП:502-504 П/ст:502	800	100	310
3	ЛЕП:501-503,502-503 П/ст:503	600	30	190

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 68.05 + 3360.2 + 400 \cdot 1,65 = 4088.25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 43.75 + 1531.63 + 310 \cdot 1,65 = 2086.87 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 53.47 + 1358.27 + 190 \cdot 1,65 = 1725.24 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(503)} = 21.4 \cdot 5400 = 111280 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = 12.67 \cdot 5400 = 65884 \text{ МВт·год};$$

$$W_{3(504)} = 3.32 \cdot 5400 = 17264 \text{ МВт·год};$$

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

$$\Pi_1 = 17945.18 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 10958.16 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1693.03 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,121$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,121 = 8,2 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	37,39
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	127 890
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	208 336,65
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,53
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,99
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1185
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	35440,9

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{ан}$  (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ( $E_{ан} = 0,2$ )). Термін окупності 8,2 років підтверджують ефективність.



## РОЗДІЛ 9

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ КРАЇН ЄВРОПИ

Незважаючи на наявність в сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) великого числа різних засобів управління напругою і реактивною потужністю, основними залишаються електричні машини, перш за все генератори. Як правило, на їх частку припадає близько 90% всієї регульованою реактивної потужності в ЕЕС.

З розвитком ЕЕС збільшується і число генераторів, що працюють на загальну електричну мережу. У зв'язку з цим ускладнюється завдання управління напругою і потоками реактивної потужності в цих мережах, безперервно зростає розмірність задачі управління. Проблему поглиблює ще більше широке впровадження нових керованих засобів компенсації реактивної потужності на базі силової електроніки. З іншого боку, розвивається конкурентний ринок електроенергії який висуває підвищені вимоги до надійності роботи ЕЕС і якості електроенергії.

В таких умовах децентралізоване, слабо скоординоване управління режимом ЕЕС шляхом «ручної» корекції уставок автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) електричних машин, комутації батарей статичних конденсаторів (БСК) і РПН (пристрій перемикання відпайок трансформатора під навантаженням) трансформаторів на основі візуальної оцінки обмеженого кількості локальних параметрів електричного режиму вкрай неефективно. Тому з середини ХХ ст., У всіх промислово розвинених країнах інтенсифікувалися процеси автоматизації регулювання напруги в національних ЕЕС [13].

Хоча електричний режим окремої електростанції легко спостерігається місцевим оперативним персоналом, проте поява багатоагрегатних електростанцій, в першу чергу ГЕС, вимагала спеціальних систем групового керування збудженням генераторів (ГКЗ). Вони істотно полегшили дії оперативного

персоналу і забезпечили можливість керування режимом електростанції як єдиним цілим від сигналів автоматичних пристроїв загальносистемного регулювання. Крім цього, станційні системи ГКЗ вперше реалізували локальне автоматичне вторинне регулювання напруги.

Для ефективного використання регулювальних можливостей електростанцій з метою досягнення загальносистемного ефекту необхідно координоване керування їх режимами, що при великих розмірах завдання можливо тільки на базі розрахунків усталених режимів (УР) у межах всієї ЕЕС.

Необхідність керування напругою і потоками реактивної потужності давно назріла в ЕЕС України. У цьому зв'язку може виявитися досить корисним досвід країн Європи [13].

### 9.1 Регулювання напруги у Франції

У Франції і Італії побудова систем регулювання напруги і керування потоками реактивної потужності засновано на розбивці ЕЕС на зони керування за принципом найбільшої взаємної електричної віддаленості.

В 1979 р. почалося широке впровадження вторинного регулювання напруги в ЕЕС Франції. У цей час воно охоплює близько 100 теплових енергоблоків, що працюють на органічному і ядерному паливі, і 150 гідрогенераторів. Їх сумарна реактивна потужність більше 30 000 МВАр [13].

Національна енергосистема Франції розділена на 35 зон керування. У вітчизняній технічній літературі подібні зони одержали назву концентрованих генеруючих вузлів (КГВ), хоча повної ідентичності між ними немає.

Структурна схема національної системи регулювання напруги Франції показана на рис. 9.1. Зональні регулятори напруги (ЗРН), показані в правій частині рис. 9.1, автоматично підтримують задані рівні напруги в опорних точках (ОТ) своїх зон керування впливом на установки АРЗ регулюючих енергоблоків. Профіль напруги в межах зони керування визначає розподіл реактивної потужності між регулюючими енергоблоками.

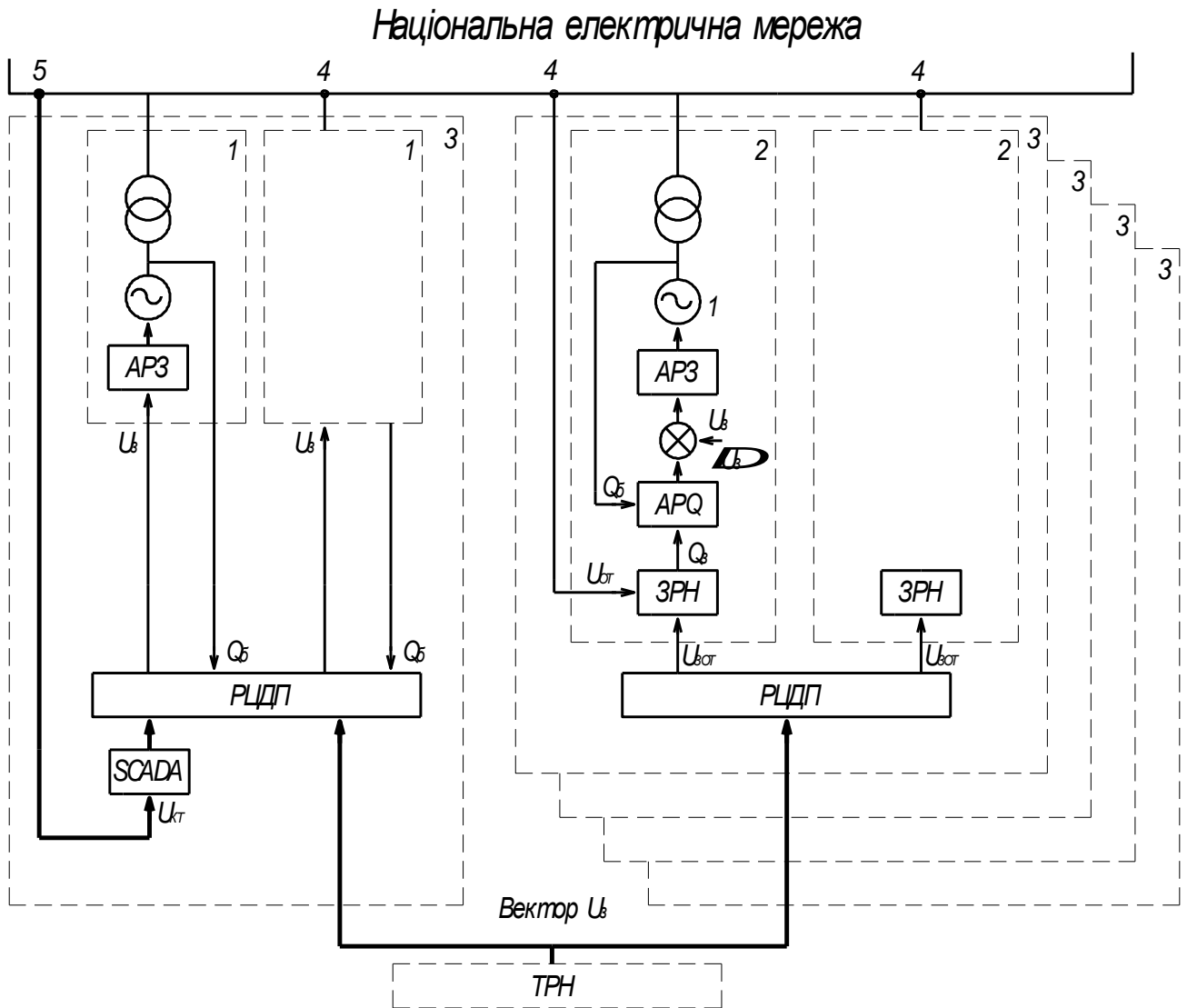


Рисунок 9.1 – Структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Франції: 1- регулюючий енергоблок; 2 - зона керування; 3 - регіон; 4 - опорні точки зон керування; 5- контрольовані точки мережі; APЗ - автоматичний регулятор збудження генератора; APQ- регулятор реактивної потужності; ЗРН- зональний регулятор напруги; ТРН- третинний регулятор напруги; РЦДП- регіональний центральний диспетчерський пункт;  $U_3$ - установка APВ;  $Q_3$ - установка APQ;  $U_{зот}$ - установка опорної точки зони керування;  $U_{кт}$ ,  $U_{от}$ - фактичні значення напруги в контрольних опорних точках мережі;  $Q_6$ - фактичне значення реактивної потужності енергоблоку.

Однозначність розподілу реактивної потужності між регулюючими енергоблоками в межах однієї зони керування забезпечується спеціальними автоматичними регуляторами реактивної потужності (АР). Установки реактивної потужності  $Q_6$  на входи АР надходять безпосередньо від ЗРН. Таким чином, над APЗ генераторів створюються два контури вторинного регулювання, які діють

у хвилинному темпі.

Така організація вторинного регулювання напруги сполучає в собі ідеологію ГКЗ електричних машин і систем автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності у вузлі, що розроблявся в нашій країні в 80-х роках минулого століття. В відзначений ряд недоліків цієї схеми, які ускладнюють координацію вторинного регулювання з дією АРЗ генераторів, особливо АРЗ сильної дії. Ці недоліки виявилися і при експлуатації французької системи вторинного регулювання напруги. Серед них слід зазначити неможливість адаптації до розвитку енергосистеми, що супроводжується посиленням електричних зв'язків між жорстко визначеними зонами керування. Виявилися неадекватність дії системи при деяких видах аварійних збурень в енергосистемі, відсутність можливості оптимального вибору параметрів підстроювання системи під місцеві умови кожної зони керування, неповнота контролю параметрів режиму зони керування і регулюючих енергоблоків.

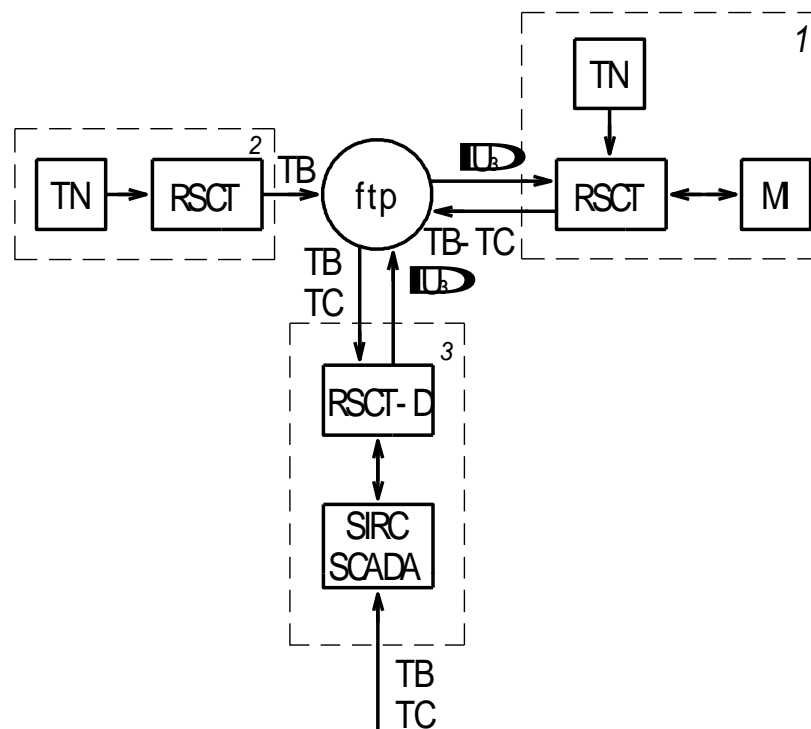


Рисунок 9.2 – Структура ЗРН-М західної Франції: 1 - регулюючі електростанції; 2 - підстанція; 3 - диспетчерський центр регіонального керування; МІ – модулі інтерфейсу для введення  $\Delta U_3$ ; TN - цифрові датчики; RSCT - інтерфейс станційного (підстанційного) зв'язку; SIRC - регіональний комп'ютерний центр керування; ТВ - телевимірювання; ТС - телесигнали.

Дії, що вживали для усунення цих недоліків, привели до того, що в західній частині Франції з 1998 р. працює нова, модернізована система (ЗРН-М), структура якої показана в лівій частині рис.9.1. В цій системі, створеної на базі ЗРН, вектор установок АРЗ регулюючих енергоблоків формується для регіону, що охоплює кілька зон керування. Він розраховується в замкнутому контурі і є результатом мінімізації квадратичної функції виду [13]:

$$\begin{aligned}
 F = & \lambda_v \left\| \alpha (V_{зад} - V_c) - C_v \Delta U_c \right\|^2 + \\
 & \lambda_q \left\| \alpha (Q_{зад} - Q) - C_q \Delta U_c \right\|^2 + \\
 & \lambda_u \left\| \alpha (U_{зад} - U) - \Delta U_c \right\|^2
 \end{aligned} \tag{9.1}$$

де  $\alpha, \lambda_v, \lambda_q, \lambda_u$  - вагові коефіцієнти;  $V_c, V_{зад}$  - поточні і задані напруги в опорних вузлах зон управління регіону;  $U, Q, U_{зад}, Q_{зад}$  - вектори поточних і заданих значень напруги на виводах генераторів і вектори їхніх реактивних потужностей відповідно;  $\Delta U$  - вектор динамічних змін напруги на виводах генераторів;  $C_v, C_q$  - матриці чутливості напруг в опорних вузлах і реактивних потужностях генераторів до змін напруги на їхніх виводах.

При обчисленні установок для локальних регуляторів враховуються обмеження на мережні і генераторні параметри, що задають у формі нерівностей.

Крім того ЗРН-М контролює підтримку напруги в заданих межах в обмеженому числі найбільш чутливих точок мережі, що не є опорними.

На рис.9.2 показана архітектура системи ЗРН-М. В її склад входить робоча станція (RSCT-D), встановлена в регіональному центрі диспетчерського керування. На регулюючих енергоблоках і контрольованих підстанціях установлені датчики ТН аналогової інформації, переданої через інтерфейси стаціонарного зв'язку (RSCT-C), і інтерфейси підстанційного зв'язку (RSCT-P) в (RSCT-D). Для передачі ТІ-ТС служить мережа зв'язку X25, що використовує протокол скачування файлів (ftp). Робоча станція RSCT-D має зв'язок із комплексом обробки даних про режим і топологію електричної мережі SCADA

регіонального центру керування (SIRC).

Керування в системі ЗРН-М може вестися шляхом стабілізації рівнів напруги в опорних точках зон керування або шляхом стабілізації генерації реактивної потужності на рівні, наприклад близькому до границі припустимих навантажень джерел, що генерують. Таким чином, забезпечується рівномірне використання діапазонів регулювання реактивної потужності в енергоблоках даного регіону, а також мінімально необхідні запаси реактивної потужності і можливість маневру ними у випадках аварійних ситуацій. У зв'язку із цим буде доречним відзначити, що такий же принцип керування використався у вітчизняних розробках АРУН для КГВ [13].

Минулі роки експлуатації системи ЗРН-М в електричних мережах західної Франції виявили наступні переваги її перед системою ЗРН, використовуваною в південно-східній частині національної енергосистеми: підвищилася стабільність розподілу напруги в електричній мережі, знизилася потреба генерації активної потужності енергоблоками з відповідним збільшенням резерву реактивної потужності. Нова система керування продемонструвала кращі динамічні властивості. Вона значною мірою розвантажила оперативний персонал від рутинної роботи і необхідності, коректувати її настроювання, як це має місце в системі керування південно-східною частиною енергосистеми. З'явилася можливість оперативної корекції установок по реактивній потужності для окремих енергоблоків або їхніх груп з метою реалізації спеціальних стратегій керування.

Перераховані вдосконалення нової системи керування, дозволяють експлуатувати її поблизу фактично допустимих границь у після аварійних режимах енергосистеми, що особливо істотно з метою запобігання розвитку лавини напруги. Очевидні технічні переваги системи ЗРН-М дозволили ухвалити рішення щодо застосуванні її з невеликими переробками й на південно-сході Франції [13].

В систему вторинного регулювання напруги Франції інтегроване автоматично керування БСК що комутуються. Конденсатори перемикаються для

вивільнення діапазонів регулювання реактивної потужності генераторів. Тим самим забезпечується постійний резерв активної потужності, готовий до його автоматичного використання у випадку системної аварії.

Визначення установок по напрузі для ОТ зон керування з метою забезпечення економічності і надійності електропостачання в національному масштабі є завданням, так званого, третинного регулювання напруги.

Третинне регулювання (рис.9.1 блок ТРН) повинне здійснюватися не швидше, ніж в 20-хвилинному темпі, що асоціюється з темпом оперативно-диспетчерського керування. В цей час третинне регулювання в національній енергосистемі Франції не автоматизовано.

## 9.2 Регулювання напруги в Італії

Відповідно до концепції, покладеної в основу побудови системи регулювання напруги в національній ЕЕС Італії, реактивна потужність блоків, що генерують, є єдиним джерелом здатним забезпечити динамічну підтримку необхідного рівня напруги в електричних мережах. Вторинне регулювання напруги засноване на поділі ЕЕС Італії на 18 незалежних зон керування (аналоги КГВ). У кожній зоні керування виділені регулюючі електростанції, що комутирують в електричні мережі 400 і 220 кВ [13].

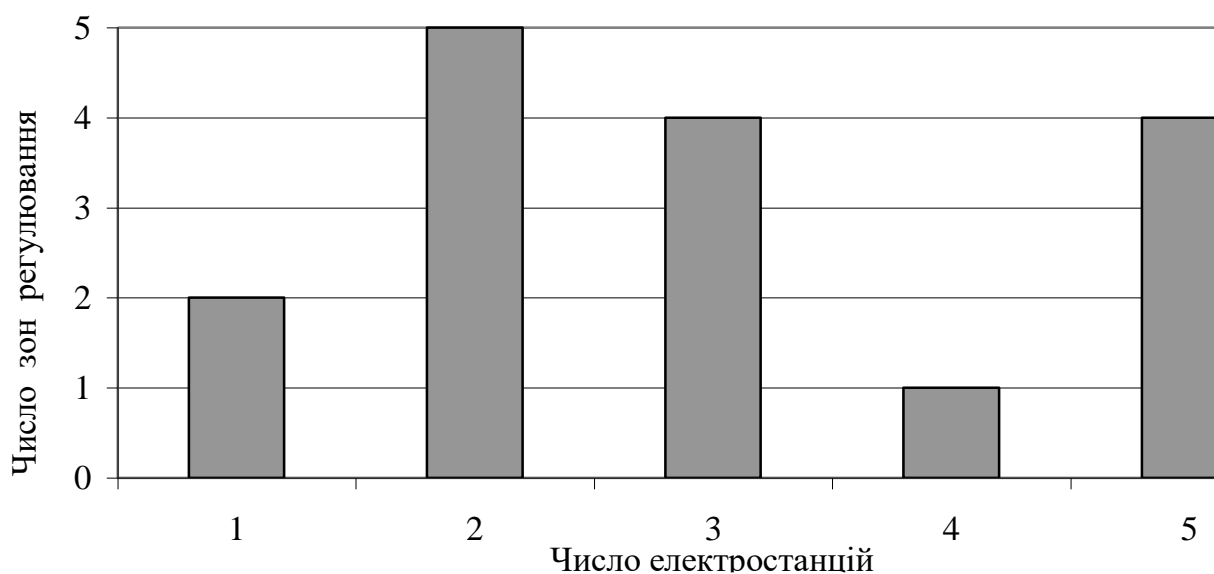


Рисунок 9.3 – Розподіл числа регулюючих електростанцій по зонах керування

В якості регулюючих обрані електростанції з найбільшими діапазонами регулювання реактивної потужності, що роблять основний вплив на напругу локальної мережі зони керування. Загальне число таких електростанцій 50, а в зонах керування може бути від однієї до п'яти. Розподіл числа регулюючих електростанцій по зонах керування показано на рис. 9.3. На рис.9.4 показана структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Італії. У межах кожної регулюючої електростанції створені локальні загальностанційні системи регулювання напруги (ЗСРН), які підтримують задану напругу на шинах електростанцій і забезпечують однозначність розподілу реактивної потужності, між енергоблоками впливаючи безпосередньо на установки їх АРЗ.



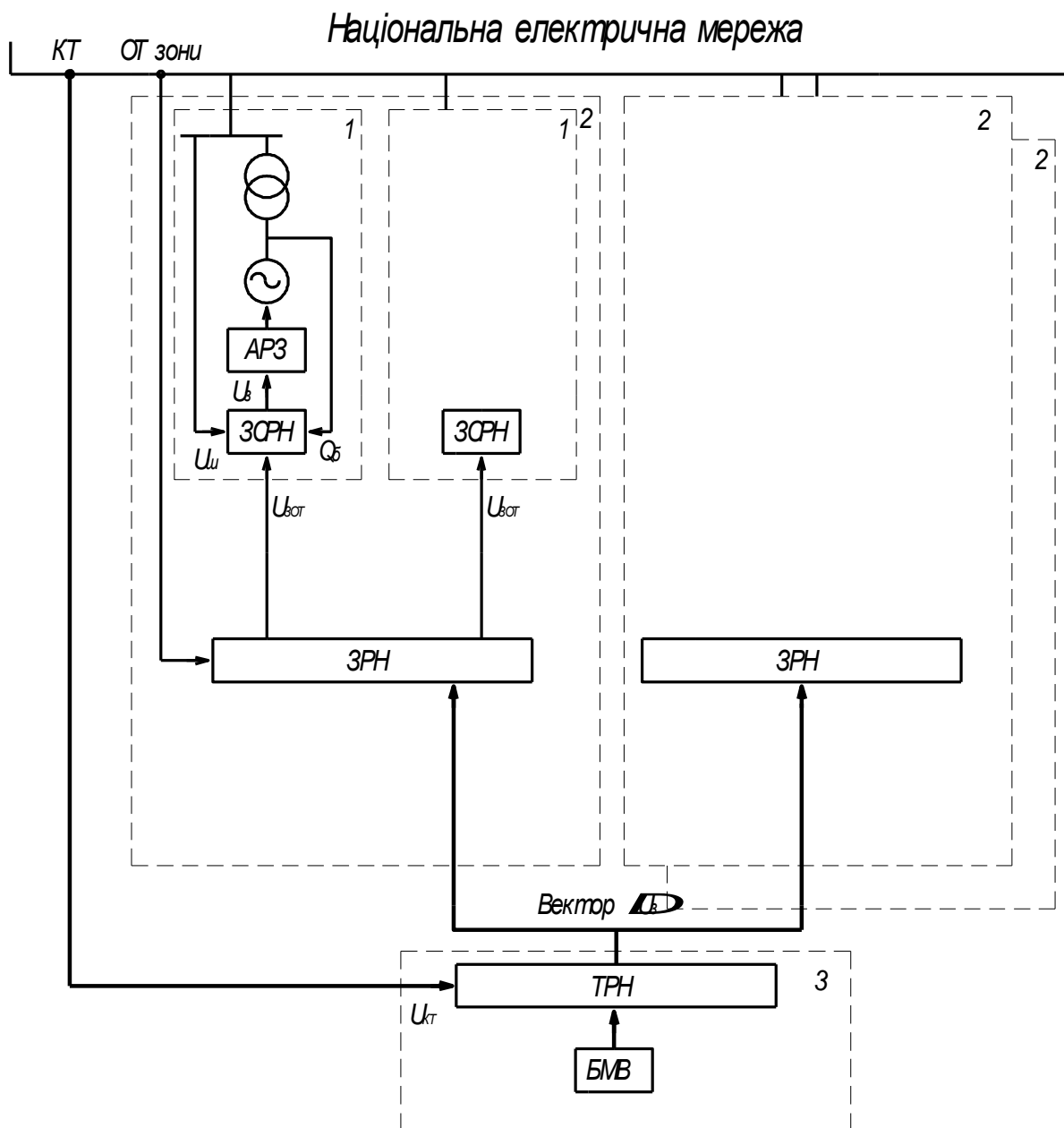


Рисунок 9.4 – Структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Італії: 1 - регулююча електростанція; 2 - зона керування; 3 - верхній рівень керування; ЗСРН - загальстанційна система регулювання напруги; БМВ - блок мінімізації втрат потужності в електричних мережах; КТ - контрольна точка мережі.

Зональні системи керування регулюють напруга у своїх ОТ по можливості незалежно одна від одної, а також забезпечують однозначний розподіл реактивної потужності між регулюючими електростанціями в межах кожної зони корекцією установок на входах ЗСРН. Таким чином, ЗРН у сполученні з ЗСРН здійснюють вторинне регулювання напруги у ОТ електричної мережі і на шинах регулюючих електростанцій. Крім того, у функції ЗРН входить керування комутаціями БСК,

шунтувальними реакторами (ШР), РПН трансформаторів і статичних компенсаторів реактивної потужності з метою вивільнення діапазонів регулювання на зональних регулюючих електростанціях.

Така структура керування напругою і реактивною потужністю в окремій зоні керування практично повністю повторює вітчизняні системи АРУН для керування КГВ [13]. У тих випадках, коли в зоні регулювання виділені тільки одна регулююча електростанція, функції ЗРН виконує ЗСРН цієї електростанції,

Для підвищення експлуатаційної безпеки і ефективності системи регулювання в цілому проектом передбачається ТРН. Підсистема ТРН повинна зводити до мінімуму відхилення фактично заміряних рівнів напруги в контрольованих точках (КТ) електричних мереж, що не є ОТ зон керування, від їхніх оптимальних значень, прогнозованих на добу вперед і на хвилини вперед блоком мінімізації втрат (БМВ) в національній ЕЕС. Контролюючи виконання заданих графіків напруги, сформованих БМВ, ТРН ініціює їхню корекцію блоком БМВ. Третинне регулювання, як і вторинне, здійснюється в замкнутому контурі.

Стійкість описаної триконтурної системи регулювання напруги, утвореної АРЗ генераторів, ЗРН і ТРН, забезпечується цілеспрямованим виділенням більш-менш незалежних зон керування і координацією швидкодії перерахованих контурів регулювання. Так постійна часу АРЗ генераторів становить 0,5 с, постійна часу в контурі розподілу реактивної потужності в ЗСРН дорівнює 5 с, постійна часу вторинного регулювання напруги на шинах електростанцій і в опорних точках зон керування дорівнює 50 с.

Вплив на ЗРН із боку ТРН здійснюється з інтервалом від 5 до 20 хв. Затримка в передачі інформації в пристроях зв'язку між ієрархічними рівнями керування не повинна перевищувати 2с. Така розв'язка швидкодії різних контурів регулювання забезпечує практично незалежне їхнє функціонування. Перехідний процес у кожному з них залишається аперіодичним.

Об'єднання ТРН і БМВ повинне утворити верхній, загальнонаціональний рівень керування (ЗНРК). Його завдання: досягнення загальносистемного ефекту від координації дії ЗРН, запобігання конфліктних ситуацій, комплексне

використання синхронних компенсаторів, гнучких систем електропередачі, ШР, БСК і РПН трансформаторів.

Глобальна ієрархічна система керування, включаючи третинне регулювання, була готова наприкінці 2004р. Заходи щодо підготовки до практичного застосування вторинного й третинного регулювання напруги в національній енергосистемі Італії були завершені наприкінці 2005р. Були введені в експлуатацію 50 ЗСРН і три ЗРН. У цей час відбувається налагодження спільної, погодженої роботи ЗСРН і ЗРН. Третинне регулювання ще не автоматизоване. Досліджується можливість об'єднання ЗНРК з існуючою системою SCADA.

Описана концепція повинна забезпечити оптимальний, але технічно здійснений, простий і надійний варіант рішення завдання централізованого регулювання напруги і реактивної потужності в національній ЕЕС Італії [13].

### 9.3 Перспективне регулювання напруги в Україні

З урахуванням перерахованих особливостей, керування потоками реактивної потужності і напругою в енергосистемі України повинно забезпечити:

однозначний розподіл реактивної потужності між електростанціями і між генераторами в межах кожної електростанції;

підтримку в допустимих межах завантаження генераторів реактивною потужністю, що виключає тривалу роботу їх у режимах недозбудження;

підтримку в допустимих межах струмів шиноз'єднувальних автотрансформаторів на електростанціях і підстанціях, а також різниці вищої і середньої напруги на виводах цих апаратів у межах, що виключають перезбудження їх магнітопроводів;

мінімум комутацій РПН і БСК у процесі керування потоками реактивної потужності і напругою;

мінімум втрат потужності в електричних мережах;

використання ресурсів регулювання окремих електростанцій, керованих засобів компенсації реактивної потужності (ЗКРП) і РПН автотрансформаторів

зв'язку мереж різних класів напруги при позаплановому вичерпанні діапазонів регулювання реактивної потужності й РПН на інших енергооб'єктах внаслідок істотних змін умов виробництва і передачі електроенергії.

До автоматичного керування напругою і потоками реактивної потужності повинні залучатися найбільш великі, регулюючі електростанції. Інші електростанції, а також СК, РПН автотрансформаторів зв'язку мереж різних класів напруги і БСК повинні використатися для вивільнення діапазонів регулювання реактивної потужності на регулюючих електростанціях і для рішення локальних завдань.

На регулюючих електростанціях повинні бути створені локальні ЗСРН із такими функціями, як:

однозначний розподіл реактивної потужності між генераторами, що комутують на одні шини електростанції, шляхом одночасного керування уставками їх АРВ;

автоматична підтримка заданого значення напруги на шинах вищої або середньої напруги електростанції шляхом синхронної скоординованої зміни уставок по напрузі АРЗ груп синхронних машин (вторинне регулювання напруги);

забезпечення "безударних" підключень і відключень синхронних машин до підсистеми керування у всіх випадках, включаючи пуски і зупинки;

автоматичне обмеження струмового перевантаження і недозбудження генераторів, струмового перевантаження й перезбудження автотрансформаторів зв'язку шин різних класів напруги, установлених на електростанціях;

автоматичний контроль діапазону регулювання реактивної потужності електростанції з обліком поточного активного навантаження генераторів;

корекція навантаження генераторів по реактивній потужності при зміні їх активної потужності;

прийом і автоматична реалізація команд керування і блокування, що надходять із вищого рівня системи керування реактивною потужністю і напругою в енергосистемі або від оперативного персоналу енергооб'єкта в передбачених ситуаціях;

автоматичний обмін всіма видами інформації з вищим рівнем системи керування реактивною потужністю й напругою, а також з оперативним персоналом енергооб'єкта;

автоматична самодіагностика технічних засобів ЗСРН, контроль вірності реалізації керуючих впливів;

реалізація автоматизованого робочого місця для оперативного персоналу енергооб'єкта.

Принаймні, на перших стадіях формування розглянутої системи керування всі електростанції, що не ввійшли в число регулюючих, повинні бути оснащені локальними засобами керування, наприклад косинусними регуляторами, що забезпечують однозначність їх реактивної потужності у всіх нормальних і післяаварійних режимах.

Необхідно прагнути до скорочення часу реалізації ЗСРН на регулюючих електростанціях, оскільки загальний ефект регулювання буде обмежений до закінчення введення в роботу всіх підсистем цього ієрархічного рівня

## РОЗДІЛ 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. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

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

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток районної електричної мережі та аналіз засобів регулювання напруги», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередач та підстанцій є електробезпека.

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

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електричної мережі 110/10 кВ із дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання електричних підстанцій» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

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

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

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

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;

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

в) психофізіологічні:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

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

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

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



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

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

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

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

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

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

## 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 межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при $27^{\circ}\text{C}$	0,1-0,3

### 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  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		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 [22].

### 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 [23]:

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

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 [23]. 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.

#### 1.4.5 Ви0робничий 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 [24].

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
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

### 1.4.6 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  $m$  постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації  $m$  постійних робочих місць.

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

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

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

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  $R_3 \leq 0,5$  Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

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

Продовження таблиці 10.5

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

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 10.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 10.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

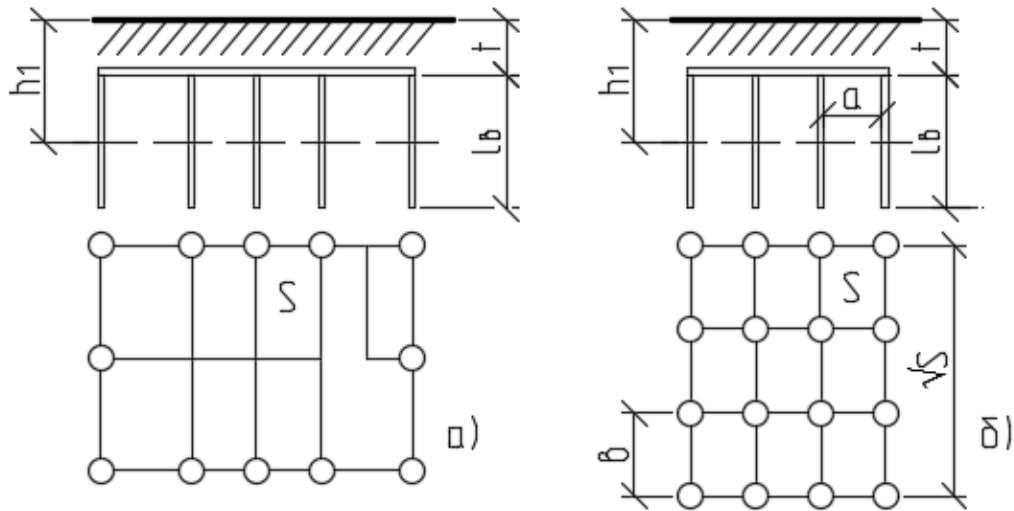


Рисунок 10.1 – Розрахунок складних заземлювачів  
 а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (10.2)$$

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

Приймаємо  $m = 9$ .

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (10.3)$$

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

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.4)$$

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

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

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B} ; \quad (10.5)$$

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

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B ; \quad (10.6)$$

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

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} ; \quad (10.7)$$

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

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

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2 ; \quad (10.8)$$

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

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B} ; \quad (10.9)$$

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



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

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{I_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (10.10)$$

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

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\text{п}}}; \quad (10.11)$$

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

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

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{\text{з, доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (10.12)$$

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

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

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (10.13)$$

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

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

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

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

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

### **10.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ**

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

Початковими умовами оцінки стійкості є:

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

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_r = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (10.5)$$

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

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

$$U_r = E_B \cdot l_r; \quad (10.6)$$

$$U_B = E_r \cdot l_B; \quad (10.7)$$

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

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

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N; \quad (10.8)$$

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_r}; \quad (10.9)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B}; \quad (10.10)$$

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

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

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

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (10.11)$$

де  $k = 5,2$  для сталі

$F$  – частота,  $F = 15000$  Гц.

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

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_b = \frac{E_r}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (10.12)$$

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

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

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

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

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

### 10.6.2 Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління

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

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

До III ступені вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами [25].

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 10.6.

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

Таблиця 10.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

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

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

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

Ящик для піску укомплектований совковою лопатою та має місткість 1,0 м<sup>3</sup>. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів [26].

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

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

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

## ВИСНОВКИ

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501,502,503,504) 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 проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 11, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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 – 7,53 МВт при сумарній активній потужності генерації 127,89 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 208 336,65 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки  $E(0.121)$  близький до  $E_a'(0.2)$ , та відносно швидкий термін окупності 8.2 років.

В результаті дослідження регулювання напруги, проведеного в роботі зробимо наступні висновки.

Напруга - найважливіший показник режиму електроенергетичної системи (ЕЕС), безпосередньо впливає на якість електричної енергії, надійність електропостачання споживачів і економічність роботи ЕЕС.

Навантаження більшості споживачів безперервно змінюється протягом доби і року. Зміна навантаження призводить до зміни втрат напруги в мережах і відхилення напруги у приймачів електричної енергії. Зміна напруги що до номінального значення  $U_{ном}$  несприятливо впливає на режими роботи, продуктивність і техніко-економічні показники всіх елементів електричної системи.

Для електричних мереж слід передбачати технічні заходи щодо забезпечення якості електричної енергії відповідно до ДСТУ 13109-97 п.1.2.23. Пристрої регулювання напруги повинні забезпечувати підтримання напруги на шинах 3-20 кВ електростанцій та підстанцій, до яких приєднані розподільні мережі, у межах не нижче 105% номінального в період найбільших навантажень і не вище 100% номінального в період найменших навантажень цих мереж. Відхилення від зазначених рівнів напруги повинні бути обґрунтовані. При регулюванні напруги в електричних мережах повинні бути забезпечені:

- . • Відповідність показників напруги вимогам державного стандарту;
- . • Відповідність рівня напруги значень, допустимих для обладнання електричних станцій і мереж з урахуванням допустимих експлуатаційних підвищень напруги промислової частоти на електрообладнанні (згідно з даними заводів-виготовлювачів і циркулярів);
- . • Необхідний запас стійкості енергосистем;
- . • Мінімум втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем.

Напруга в електричних мережах енергосистем підтримується



генераторами. При цьому генератор має такі властивості:

- 1) у режимі перезбудження є джерелом реактивної потужності;
- 2) у режимі недозбудження споживає реактивну потужність з мережі;
- 3) зміна режиму відбувається безупинно (плавно).

Аналогічну функцію виконують синхронні компенсатори (СК), розташовувані в навантажувальних вузлах; вони приєднуються або до шин розподільних мереж, зв'язаних з мережею енергосистеми трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), або до третинних обмоток автотрансформаторів, що зв'язують мережі різних напруг. У промислових мережах у цих же режимах працюють синхронні двигуни (СД).

Як джерело реактивної потужності використовують батареї конденсаторів. Установки великої потужності можуть підключатися в живильну мережу енергосистеми, менш потужні установки – до зажимів розподільних електричних мереж і різних вузлів цієї мережі, включаючи мережу низької напруги.

Зміна режиму згаданих елементів приводить до зміни поточного розподілу реактивної потужності і, як наслідок до зміни напруги.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogólne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.
3. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 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. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
8. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. / В.В. Грабко – Вінниця:УНІВЕРСУМ-Вінниця,2005. – 109 с.
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 установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. 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)
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

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

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

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

16. Казьмірук, О.; Нетребський, В.; Тарасова, М.; Черниш, В.. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЕС. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2023. Available at: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18175>>. Date accessed: 28 May. 2023.

**ДОДАТКИ**

## Додаток А

## ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток районної електричної мережі та аналіз засобів регулювання напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

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

## Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 87,7 % Схожість 12,3 %

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)

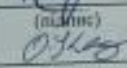
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

  
(підпис)

Тарасова М.А.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Казьмірук О.І.  
(прізвище, ініціали)

**Додаток А1. Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.  
(підп. ст. 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000)

(підпис)

" 20 " 03 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА АНАЛІЗ ЗАСОБІВ  
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ**

08-13.МКР.022.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

О.Казьмірук Казьмірук О.І.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

М.А.Тарасова Тарасова М.А.

Вінниця 2023 р.

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

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

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

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи засоби із регулювання напруги в мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

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

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

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

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

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

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

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

## **8. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.



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

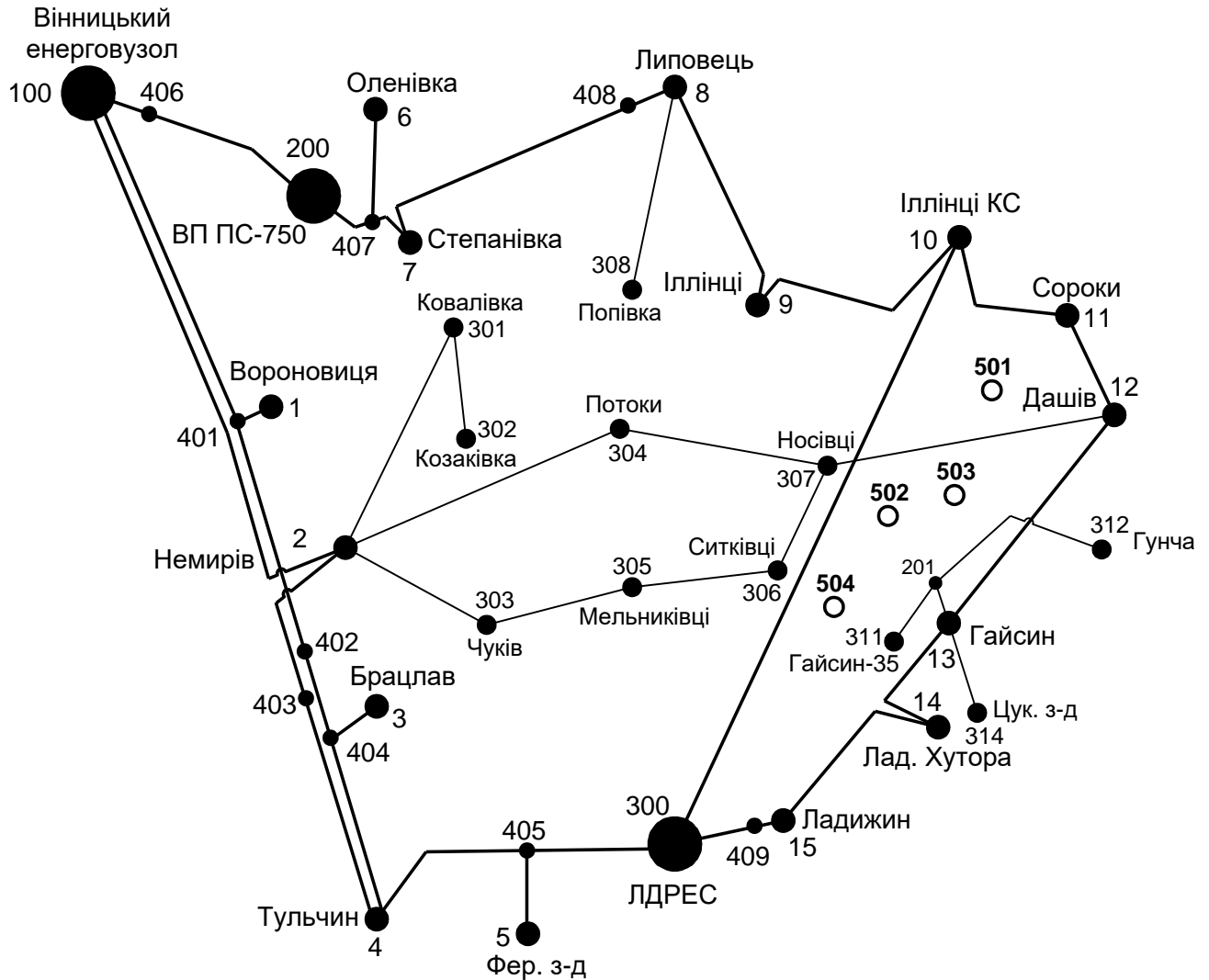


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 300 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

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

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

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

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

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

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

## ДОДАТОК А2

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 93.135 МВт / 815.863 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 90.500 МВт / 792.780 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.226 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.251 МВт / 1.084 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.848 МВт / 6.311 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.682 МВт / 14.232 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	-18.295	-7.546	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.802	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.716	-0.13
402		0.000	0.000	114.590	-0.22
404		0.000	0.000	114.412	-0.28
3	Брацлав	0.000	0.000	114.355	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.331	-0.29
2	Немирів	0.000	0.000	113.891	-0.43
403		0.000	0.000	113.947	-0.41
405		0.000	0.000	114.873	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.837	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-66.844	-37.052	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	109.048	-2.15
11	Сороки	0.000	0.000	108.927	-2.10
12	Дашів	0.000	0.000	108.943	-2.05
13	Гайсин	0.000	0.000	109.504	-1.70
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	110.811	-1.15
15	Ладизин	0.000	0.000	111.565	-0.84
409		0.000	0.000	111.711	-0.79
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.386	-3.82
302	Козаківка	0.000	0.000	36.233	-3.91
303	Чуків	0.000	0.000	36.293	-3.86
304	Потоки	0.000	0.000	35.894	-3.94
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.756	-4.14
306	Ситківці	0.000	0.000	35.457	-4.27
307	Носівці	0.000	0.000	35.488	-4.23
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	35.175	-4.16
310	Гранів	0.000	0.000	35.008	-4.27
201		0.000	0.000	35.362	-4.66
311	Гайсин 35	0.000	0.000	35.275	-4.70

312	Гунча	0.000	0.000	35.308	-4.69
313	Тишківка	0.000	0.000	35.133	-4.68
314	Цук. з-д	0.000	0.000	35.243	-4.70
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.888	-2.78
2002		0.000	0.000	36.759	-3.62
2001		4.700	2.540	10.601	-2.76
20033		0.000	0.000	110.891	-2.78
20021		0.000	0.000	36.759	-3.62
20011		0.000	0.000	10.601	-2.76
3001		2.200	1.310	10.655	-2.38
4003		0.000	0.000	113.236	-1.31
4002		0.000	0.000	37.893	-1.30
4001		4.800	2.320	10.798	-1.52
40031		0.000	0.000	112.994	-1.55
40021		0.000	0.000	37.893	-1.30
40011		0.000	0.000	10.798	-1.52
5001		9.000	4.860	10.240	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.830	-3.25
100011		0.000	0.000	9.831	-3.26
11001		2.200	1.130	10.157	-4.42
12003		0.000	0.000	106.910	-3.93
12002		0.000	0.000	35.771	-3.91
12001		3.000	1.620	10.158	-4.53
120031		0.000	0.000	106.910	-3.93
120021		0.000	0.000	35.771	-3.91
120011		0.000	0.000	10.158	-4.53
13003		0.000	0.000	106.080	-4.58
13002		0.000	0.000	35.494	-4.56
13001		6.500	3.330	10.031	-5.71
14001		2.600	1.260	10.307	-3.82
15003		0.000	0.000	110.532	-1.70
15002		0.000	0.000	37.004	-1.70
15001		6.700	3.800	10.510	-2.23
150031		0.000	0.000	110.532	-1.70
150021		0.000	0.000	37.004	-1.70
150011		0.000	0.000	10.511	-2.23
301001		1.000	0.590	11.226	-5.11
302001		0.900	0.510	11.205	-5.08
303001		0.600	0.340	11.310	-4.46
3030011		0.000	0.000	11.310	-4.46
304001		1.100	0.560	11.178	-4.67
3040011		0.000	0.000	11.178	-4.67
305001		1.200	0.650	10.997	-5.75
306001		1.300	0.740	11.009	-5.14
3060011		0.000	0.000	11.009	-5.14
307001		1.400	0.830	11.051	-4.92
3070011		0.000	0.000	11.051	-4.92
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.895	-5.26
310001		0.800	0.390	10.761	-6.03
311001		1.300	0.740	11.015	-5.21
3110011		0.000	0.000	11.015	-5.21
312001		0.500	0.260	11.020	-5.22
3120011		0.000	0.000	11.020	-5.22
313001		1.400	0.790	10.840	-6.10
314001		0.900	0.490	11.029	-5.05
3140011		0.000	0.000	11.029	-5.05

---

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.687	1.736	5.681	1.722	0.006	0.014	0.030	0.199
401	402	3.362	1.196	3.358	1.188	0.004	0.009	0.018	0.213
402	404	3.358	1.884	3.354	1.878	0.003	0.006	0.019	0.178
404	4	1.136	1.072	1.136	1.071	0.001	0.001	0.008	0.082
4	403	3.561	2.045	3.553	2.031	0.008	0.014	0.021	0.385
403	2	3.553	2.613	3.552	2.610	0.001	0.002	0.022	0.056
2	100	-8.115	-4.315	-8.161	-4.417	0.046	0.102	-0.047	-1.112
2002	303	2.898	1.820	2.869	1.785	0.029	0.035	0.054	0.475
303	305	2.262	1.435	2.235	1.403	0.027	0.032	0.043	0.547
305	306	1.025	0.733	1.018	0.724	0.007	0.008	0.020	0.304
306	307	-0.294	-0.052	-0.294	-0.052	0.000	0.000	-0.005	-0.033
307	304	-0.890	-0.553	-0.898	-0.564	0.007	0.011	-0.017	-0.418
304	2002	-2.008	-1.103	-2.051	-1.141	0.042	0.038	-0.037	-0.876
304	304001	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.358
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.358
15	15003	3.351	2.009	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.070
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.009	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.070
150031	150011	3.352	1.935	3.351	1.893	0.002	0.042	0.020	0.677
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.211	0.000
15003	15001	3.347	1.947	3.345	1.904	0.002	0.042	0.020	0.681
2	2003	5.805	3.703	5.795	3.370	0.010	0.331	0.035	3.130
2003	2002	3.446	2.098	3.443	2.026	0.004	0.071	0.021	1.178
12003	12002	1.233	0.551	1.232	0.551	0.001	0.000	0.007	0.059
12	12003	2.737	1.499	2.733	1.383	0.004	0.116	0.017	2.215
12	13	-7.921	-1.537	-7.952	-1.594	0.031	0.057	-0.043	-0.583
13	14	-18.678	-7.710	-18.826	-7.981	0.148	0.270	-0.106	-1.333
14	15	-21.445	-8.938	-21.542	-9.115	0.097	0.177	-0.121	-0.764
15	409	-28.304	-13.290	-28.329	-13.334	0.024	0.044	-0.162	-0.147
409	300	-28.329	-12.891	-28.977	-13.671	0.646	0.777	-0.161	-3.300
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.167
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.033	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.010	0.167
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.269
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.269
311	311001	0.507	0.289	0.506	0.283	0.001	0.006	0.010	0.250
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.048	-0.000
311	3110011	0.794	0.466	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.250
12	120031	2.737	1.499	2.733	1.383	0.004	0.116	0.017	2.215
120031	120021	1.232	0.553	1.231	0.553	0.001	0.000	0.007	0.059
120021	12002	1.231	0.553	1.231	0.553	0.000	0.000	0.022	0.000
120031	120011	1.501	0.830	1.499	0.809	0.001	0.021	0.009	0.791
120011	12001	1.499	0.809	1.499	0.809	0.000	0.000	0.097	0.000
12003	12001	1.500	0.832	1.499	0.810	0.001	0.021	0.009	0.793
10	10001	10.489	6.539	10.478	6.255	0.011	0.282	0.065	1.483
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.715	-0.001
10	100011	10.522	6.480	10.511	6.197	0.011	0.282	0.065	1.471
307	12002	-0.817	-0.308	-0.822	-0.315	0.005	0.007	-0.014	-0.297
12	11	2.409	-1.109	2.408	-1.111	0.001	0.002	0.014	0.019
11	10	0.192	-2.007	0.190	-2.010	0.002	0.002	0.011	-0.117
10	300	-20.936	-14.188	-21.502	-15.781	0.563	1.586	-0.134	-6.029
307	307001	0.701	0.427	0.699	0.415	0.001	0.012	0.013	0.358
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.042	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.012	0.013	0.357
306	306001	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.469
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.039	-0.000
306	3060011	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.469
303	303001	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.329
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.329
2002	20021	-3.441	-2.031	-3.441	-2.031	0.000	0.000	-0.063	-0.000
20033	20021	3.445	2.102	3.441	2.031	0.004	0.071	0.021	1.181
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056

20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.145	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	5.806	3.700	5.796	3.368	0.010	0.331	0.035	3.128
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.376
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.122
4	405	-7.280	-2.513	-7.304	-2.556	0.024	0.043	-0.039	-0.544
405	300	-16.353	-7.578	-16.365	-7.599	0.012	0.022	-0.090	-0.127
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
200	407	7.998	3.644	7.993	3.635	0.005	0.009	0.044	0.107
407	7	5.674	2.569	5.672	2.565	0.002	0.004	0.031	0.063
7	408	3.154	1.562	3.149	1.554	0.005	0.008	0.018	0.259
408	8	3.149	2.020	3.149	2.019	0.001	0.001	0.019	0.036
8	9	-1.814	-0.660	-1.816	-0.662	0.001	0.002	-0.010	-0.115
9	100	-4.435	-1.666	-4.445	-1.680	0.010	0.014	-0.024	-0.349
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
80011	8001	3.895	1.935	3.895	1.935	0.000	0.000	0.232	0.000
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8002	80021	0.748	0.256	0.748	0.256	0.000	0.000	0.012	0.000
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
13002	313	1.423	0.867	1.410	0.855	0.013	0.012	0.027	0.366
201	312	0.507	0.298	0.507	0.298	0.001	0.001	0.010	0.055
2002	301	1.935	1.177	1.919	1.158	0.015	0.019	0.036	0.381
301	302	0.911	0.548	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.156
201	311	1.317	0.840	1.315	0.837	0.003	0.003	0.025	0.089
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.053
302	302001	0.903	0.536	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.635
301	301001	1.004	0.623	0.999	0.590	0.005	0.033	0.019	0.725
305	305001	1.206	0.698	1.199	0.650	0.007	0.048	0.022	0.847
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
13003	13001	6.503	3.495	6.496	3.328	0.007	0.166	0.040	1.385
309	309001	0.803	0.452	0.799	0.430	0.003	0.022	0.015	0.561
309	310	0.811	0.426	0.808	0.422	0.003	0.004	0.015	0.171
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
14	14001	2.609	1.418	2.598	1.259	0.010	0.158	0.015	3.267
13002	201	1.829	1.120	1.824	1.112	0.005	0.007	0.035	0.137
13	13003	10.698	6.726	10.678	5.986	0.020	0.737	0.067	3.715
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.026	0.055
13002	314	0.919	0.563	0.914	0.557	0.005	0.006	0.018	0.258
313	313001	1.405	0.839	1.399	0.790	0.006	0.050	0.027	0.719
12002	309	1.641	0.871	1.618	0.850	0.024	0.021	0.030	0.606
11	11001	2.207	1.249	2.199	1.129	0.008	0.119	0.013	2.981
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
310	310001	0.805	0.423	0.799	0.390	0.005	0.033	0.015	0.860

## ДОДАТОК Б

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.: 135.373 МВт / 1185.866 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 127.890 МВт / 1120.316 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.656 МВт / 5.746 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.475 МВт / 2.051 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.131 МВт / 7.797 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.531 МВт / 35.441 млн.кВт\*г (3.0%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.485	-8.681	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.787	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.701	-0.13
402		0.000	0.000	114.551	-0.23
404		0.000	0.000	114.359	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.301	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.261	-0.31
2	Немирів	0.000	0.000	113.705	-0.46
403		0.000	0.000	113.774	-0.45
405		0.000	0.000	114.867	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.831	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-107.892	-66.762	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	104.080	-3.75
11	Сороки	0.000	0.000	102.569	-3.96
12	Дашів	0.000	0.000	102.707	-3.87
13	Гайсин	0.000	0.000	103.459	-3.41
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	106.622	-2.14
15	Ладизин	0.000	0.000	108.339	-1.49
409		0.000	0.000	108.621	-1.39
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.002	-4.46
302	Козаківка	0.000	0.000	35.848	-4.55
303	Чуків	0.000	0.000	35.755	-4.57
304	Потоки	0.000	0.000	35.127	-4.68
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.992	-4.95
306	Ситківці	0.000	0.000	34.441	-5.20
307	Носівці	0.000	0.000	34.340	-5.22
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	33.286	-5.64
310	Гранів	0.000	0.000	33.109	-5.76
201		0.000	0.000	33.246	-6.74
311	Гайсин 35	0.000	0.000	33.154	-6.79
312	Гунча	0.000	0.000	33.189	-6.77
313	Тишківка	0.000	0.000	33.001	-6.76



314	Цук. з-д	0.000	0.000	33.120	-6.79
1001		2.300	1.300	10.689	-2.31
2003		0.000	0.000	110.092	-3.19
2002		0.000	0.000	36.379	-4.26
2001		4.700	2.540	10.525	-3.17
20033		0.000	0.000	110.094	-3.19
20021		0.000	0.000	36.379	-4.26
20011		0.000	0.000	10.525	-3.17
3001		2.200	1.310	10.650	-2.40
4003		0.000	0.000	113.166	-1.33
4002		0.000	0.000	37.870	-1.32
4001		4.800	2.320	10.791	-1.54
40031		0.000	0.000	112.924	-1.56
40021		0.000	0.000	37.870	-1.32
40011		0.000	0.000	10.791	-1.54
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.370	-4.96
100011		0.000	0.000	9.371	-4.97
11001		2.200	1.130	9.530	-6.59
12003		0.000	0.000	101.339	-5.37
12002		0.000	0.000	33.919	-5.37
12001		3.000	1.620	9.621	-6.04
120031		0.000	0.000	101.339	-5.37
120021		0.000	0.000	33.919	-5.37
120011		0.000	0.000	9.621	-6.04
13003		0.000	0.000	99.787	-6.65
13002		0.000	0.000	33.386	-6.63
13001		6.500	3.330	9.421	-7.93
14001		2.600	1.260	9.893	-5.02
15003		0.000	0.000	107.272	-2.39
15002		0.000	0.000	35.913	-2.39
15001		6.700	3.800	10.197	-2.95
150031		0.000	0.000	107.272	-2.39
150021		0.000	0.000	35.913	-2.39
150011		0.000	0.000	10.197	-2.95
301001		1.000	0.590	11.103	-5.78
302001		0.900	0.510	11.082	-5.74
303001		0.600	0.340	11.140	-5.18
3030011		0.000	0.000	11.140	-5.18
304001		1.100	0.560	10.935	-5.44
3040011		0.000	0.000	10.935	-5.44
305001		1.200	0.650	10.751	-6.64
306001		1.300	0.740	10.686	-6.13
3060011		0.000	0.000	10.686	-6.13
307001		1.400	0.830	10.686	-5.96
3070011		0.000	0.000	10.686	-5.96
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.291	-6.87
310001		0.800	0.390	10.149	-7.73
311001		1.300	0.740	10.344	-7.36
3110011		0.000	0.000	10.344	-7.36
312001		0.500	0.260	10.349	-7.37
3120011		0.000	0.000	10.349	-7.37
313001		1.400	0.790	10.155	-8.38
314001		0.900	0.490	10.359	-7.19
3140011		0.000	0.000	10.359	-7.19
501		0.000	0.000	101.966	-4.20
503		0.000	0.000	101.987	-4.17
502		0.000	0.000	102.073	-4.12
504		0.000	0.000	102.811	-3.76
501001		18.800	10.140	9.244	-8.82
501002		0.000	0.000	9.245	-8.82

502001	12.670	6.490	9.231	-9.09
502002	0.000	0.000	9.232	-9.10
503001	3.320	1.880	9.527	-6.16
503002	0.000	0.000	9.527	-6.16
504001	2.600	0.000	9.812	-5.31
504002	0.000	0.000	9.812	-5.31

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.915	1.941	5.908	1.926	0.007	0.016	0.031	0.213
401	402	3.589	1.400	3.584	1.390	0.005	0.010	0.019	0.237
402	404	3.584	2.086	3.580	2.078	0.004	0.007	0.021	0.193
404	4	1.362	1.272	1.361	1.271	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	4.341	2.696	4.329	2.674	0.012	0.022	0.026	0.489
403	2	4.329	3.254	4.328	3.251	0.002	0.003	0.027	0.069
2	100	-9.063	-5.213	-9.123	-5.346	0.060	0.133	-0.053	-1.299
2002	303	3.784	2.459	3.732	2.396	0.052	0.062	0.072	0.638
303	305	3.125	2.046	3.072	1.982	0.053	0.064	0.060	0.780
305	306	1.861	1.308	1.838	1.280	0.024	0.028	0.037	0.562
306	307	0.526	0.502	0.525	0.501	0.001	0.002	0.012	0.101
307	304	-1.651	-1.045	-1.679	-1.085	0.027	0.040	-0.033	-0.812
304	2002	-2.789	-1.626	-2.876	-1.705	0.087	0.079	-0.053	-1.269
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.033	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
15	15003	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.045	0.021	0.711
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.218	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.045	0.021	0.715
2	2003	6.667	4.472	6.653	4.018	0.013	0.452	0.041	3.779
2003	2002	4.305	2.745	4.299	2.630	0.006	0.115	0.027	1.558
12003	12002	0.445	0.044	0.445	0.044	0.000	0.000	0.003	0.023
12	12003	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
12	13	-9.518	-2.204	-9.570	-2.298	0.051	0.093	-0.055	-0.803
13	14	-40.733	-18.527	-41.547	-20.015	0.810	1.482	-0.249	-3.271
14	15	-44.166	-21.020	-44.631	-21.869	0.462	0.846	-0.264	-1.754
15	409	-51.390	-26.048	-51.477	-26.208	0.087	0.159	-0.307	-0.287
409	300	-51.477	-25.789	-53.824	-28.613	2.338	2.812	-0.306	-6.411
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.185
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.035	-0.000
314	3140011	0.550	0.308	0.549	0.302	0.001	0.005	0.011	0.185
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.278
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.051	-0.000
311	3110011	0.794	0.468	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.277
13	504	20.437	10.084	20.370	9.896	0.067	0.187	0.127	0.686
504	502	17.750	10.063	17.684	9.880	0.065	0.182	0.114	0.781
502	503	4.914	2.010	4.912	2.004	0.002	0.006	0.030	0.092
503	501	1.566	0.083	1.566	0.082	0.000	0.001	0.009	0.025
501	11	-17.362	-12.092	-17.413	-12.237	0.051	0.144	-0.120	-0.631
11	12	-5.583	-0.626	-5.590	-0.636	0.007	0.009	-0.032	-0.149
10	10001	10.490	6.567	10.478	6.255	0.012	0.311	0.069	1.618
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.750	-0.001
10	100011	10.523	6.509	10.511	6.197	0.012	0.310	0.069	1.606
307	12002	0.763	0.732	0.755	0.721	0.007	0.011	0.018	0.428
11	10	-14.046	-12.427	-14.208	-12.661	0.161	0.233	-0.105	-1.533
10	300	-35.327	-24.971	-37.143	-30.088	1.809	5.095	-0.240	-11.143
501	501001	9.445	6.132	9.391	5.073	0.053	1.055	0.064	6.184
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.665	-0.001
501	501002	9.452	6.120	9.398	5.061	0.053	1.055	0.064	6.175
503	503001	1.664	1.021	1.659	0.940	0.005	0.080	0.011	2.691

503001	503002	-1.659	-0.939	-1.659	-0.939	0.000	0.000	-0.115	-0.000
503	503002	1.665	1.020	1.659	0.939	0.005	0.080	0.011	2.689
502	502001	6.372	4.000	6.330	3.246	0.042	0.752	0.042	6.511
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.444	-0.001
502	502002	6.374	3.995	6.333	3.240	0.042	0.752	0.042	6.504
504	504001	1.302	0.036	1.299	0.000	0.002	0.035	0.007	0.444
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.076	-0.000
504	504002	1.302	0.035	1.299	-0.000	0.002	0.035	0.007	0.443
12	120031	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
120031	120021	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.003	0.023
120021	12002	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.008	0.000
120031	120011	1.501	0.832	1.499	0.808	0.002	0.024	0.010	0.865
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.102	0.000
12003	12001	1.500	0.834	1.499	0.811	0.002	0.024	0.010	0.866
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.044	-0.000
307	3070011	0.701	0.428	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
2002	20021	-4.297	-2.634	-4.297	-2.634	0.000	0.000	-0.080	-0.000
20033	20021	4.303	2.750	4.297	2.634	0.006	0.115	0.027	1.560
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.668	4.469	6.655	4.015	0.013	0.452	0.041	3.777
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.378
4	4003	1.647	0.833	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.124
4	405	-7.835	-2.966	-7.863	-3.017	0.028	0.051	-0.042	-0.607
405	300	-16.913	-8.039	-16.925	-8.062	0.013	0.023	-0.094	-0.133
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
13002	314	0.918	0.558	0.913	0.551	0.006	0.007	0.019	0.275
313	313001	1.405	0.846	1.399	0.790	0.006	0.057	0.029	0.801
310	310001	0.805	0.428	0.799	0.390	0.006	0.038	0.016	0.942
13002	313	1.425	0.873	1.410	0.860	0.014	0.013	0.029	0.392
13002	201	1.829	1.114	1.823	1.106	0.006	0.008	0.037	0.147
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
201	312	0.507	0.296	0.506	0.295	0.001	0.001	0.010	0.059
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.055
13003	13001	6.504	3.517	6.496	3.328	0.008	0.188	0.043	1.554
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
309	309001	0.803	0.454	0.799	0.430	0.004	0.024	0.016	0.613
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.742
12002	309	1.645	0.884	1.618	0.860	0.027	0.024	0.032	0.645
2002	301	1.935	1.179	1.919	1.160	0.016	0.019	0.036	0.386

305	305001	1.207	0.700	1.199	0.650	0.007	0.050	0.023	0.881
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.158
201	311	1.316	0.833	1.313	0.830	0.003	0.003	0.027	0.095
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.650
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.014	0.086
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
309	310	0.811	0.431	0.808	0.427	0.003	0.004	0.016	0.183
14	14001	2.610	1.431	2.598	1.259	0.011	0.171	0.016	3.511
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.040
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
13	13003	10.702	6.849	10.679	6.011	0.022	0.835	0.071	4.162
13003	13002	4.175	2.494	4.172	2.494	0.004	0.000	0.028	0.057
11	11001	2.208	1.265	2.199	1.129	0.009	0.135	0.014	3.344

---

## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.268 МВт / 1193.712 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 127.890 МВт / 1120.316 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.296 МВт / 31.510 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.296 МВт / 31.510 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.589 МВт / 5.164 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.537 МВт / 2.321 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.127 МВт / 7.485 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.423 МВт / 38.994 млн.кВт\*г (3.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.525	-9.257	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.767	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.677	-0.14
402		0.000	0.000	109.511	-0.25
404		0.000	0.000	109.306	-0.31
3	Брацлав	0.000	0.000	109.245	-0.32
4	Тульчин	0.000	0.000	109.204	-0.33
2	Немирів	0.000	0.000	108.607	-0.50
403		0.000	0.000	108.680	-0.48
405		0.000	0.000	109.858	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.821	-0.06
300	Ладизинська ТЕС	-108.750	-69.904	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.993	-3.762	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.886	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.828	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.819	-0.07
408		0.000	0.000	109.545	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	109.508	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.629	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	98.237	-4.12
11	Сороки	0.000	0.000	96.607	-4.34
12	Дашів	0.000	0.000	96.757	-4.24
13	Гайсин	0.000	0.000	97.568	-3.72
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	100.985	-2.32
15	Ладизин	0.000	0.000	102.841	-1.60
409		0.000	0.000	103.145	-1.49
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.147	-4.93
302	Козаківка	0.000	0.000	33.984	-5.03
303	Чуків	0.000	0.000	33.879	-5.05
304	Потоки	0.000	0.000	33.207	-5.16
305	Мельниківці	0.000	0.000	33.063	-5.47
306	Ситківці	0.000	0.000	32.472	-5.74
307	Носівці	0.000	0.000	32.362	-5.77
308	Попівка	0.000	0.000	36.065	-1.44
309	Слободище	0.000	0.000	31.218	-6.23
310	Гранів	0.000	0.000	31.028	-6.37
201		0.000	0.000	31.168	-7.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	31.070	-7.55
312	Гунча	0.000	0.000	31.107	-7.53

313	Тишківка	0.000	0.000	30.904	-7.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	31.034	-7.55
1001		2.300	1.300	10.194	-2.53
2003		0.000	0.000	104.728	-3.51
2002		0.000	0.000	34.546	-4.70
2001		4.700	2.540	10.011	-3.49
20033		0.000	0.000	104.730	-3.51
20021		0.000	0.000	34.546	-4.70
20011		0.000	0.000	10.011	-3.49
3001		2.200	1.310	10.151	-2.62
4003		0.000	0.000	108.054	-1.45
4002		0.000	0.000	36.158	-1.44
4001		4.800	2.320	10.300	-1.68
40031		0.000	0.000	107.800	-1.71
40021		0.000	0.000	36.158	-1.44
40011		0.000	0.000	10.301	-1.68
5001		9.000	4.860	9.769	-2.44
6001		2.300	1.240	10.221	-2.45
7001		2.500	1.280	10.207	-2.67
8003		0.000	0.000	108.190	-1.36
8002		0.000	0.000	36.198	-1.35
8001		4.300	2.320	10.318	-1.51
80031		0.000	0.000	107.978	-1.54
80021		0.000	0.000	36.198	-1.35
80011		0.000	0.000	10.319	-1.52
9001		2.600	1.470	10.148	-2.85
10001		21.000	12.460	8.828	-5.49
100011		0.000	0.000	8.830	-5.49
11001		2.200	1.130	8.940	-7.32
12003		0.000	0.000	95.299	-5.93
12002		0.000	0.000	31.896	-5.93
12001		3.000	1.620	9.038	-6.69
120031		0.000	0.000	95.299	-5.93
120021		0.000	0.000	31.896	-5.93
120011		0.000	0.000	9.039	-6.69
13003		0.000	0.000	93.610	-7.39
13002		0.000	0.000	31.317	-7.37
13001		6.500	3.330	8.822	-8.84
14001		2.600	1.260	9.334	-5.55
15003		0.000	0.000	101.711	-2.61
15002		0.000	0.000	34.051	-2.61
15001		6.700	3.800	9.661	-3.23
150031		0.000	0.000	101.711	-2.61
150021		0.000	0.000	34.051	-2.61
150011		0.000	0.000	9.662	-3.23
301001		1.000	0.590	10.508	-6.39
302001		0.900	0.510	10.485	-6.36
303001		0.600	0.340	10.545	-5.73
3030011		0.000	0.000	10.545	-5.73
304001		1.100	0.560	10.325	-6.01
3040011		0.000	0.000	10.325	-6.01
305001		1.200	0.650	10.129	-7.36
306001		1.300	0.740	10.058	-6.79
3060011		0.000	0.000	10.058	-6.79
307001		1.400	0.830	10.058	-6.60
3070011		0.000	0.000	10.058	-6.60
308001		0.600	0.290	11.162	-2.67
309001		0.800	0.430	9.630	-7.64
310001		0.800	0.390	9.475	-8.62
311001		1.300	0.740	9.684	-8.20
3110011		0.000	0.000	9.684	-8.20
312001		0.500	0.260	9.689	-8.21
3120011		0.000	0.000	9.689	-8.21
313001		1.400	0.790	9.481	-9.36
314001		0.900	0.490	9.700	-8.00
3140011		0.000	0.000	9.700	-8.00
501		0.000	0.000	95.955	-4.61
503		0.000	0.000	95.977	-4.58
502		0.000	0.000	96.069	-4.52
504		0.000	0.000	96.867	-4.12
501001		18.800	10.140	8.628	-9.87

501002		0.000	0.000	8.630	-9.87
502001		12.670	6.490	8.613	-10.19
502002		0.000	0.000	8.614	-10.19
503001		3.320	1.880	8.936	-6.83
503002		0.000	0.000	8.936	-6.83
504001		2.600	0.000	9.242	-5.87
504002		0.000	0.000	9.242	-5.87

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.921	2.152	5.914	2.135	0.008	0.017	0.033	0.233
401	402	3.595	1.520	3.589	1.509	0.005	0.011	0.020	0.258
402	404	3.589	2.144	3.585	2.136	0.004	0.008	0.022	0.205
404	4	1.367	1.265	1.366	1.263	0.001	0.002	0.010	0.102
4	403	4.376	2.815	4.362	2.790	0.014	0.025	0.027	0.526
403	2	4.362	3.319	4.360	3.315	0.002	0.004	0.029	0.074
2	100	-9.087	-5.454	-9.154	-5.604	0.068	0.150	-0.056	-1.397
2002	303	3.813	2.516	3.754	2.445	0.059	0.071	0.076	0.682
303	305	3.147	2.093	3.086	2.020	0.061	0.073	0.064	0.836
305	306	1.875	1.337	1.848	1.305	0.027	0.033	0.040	0.604
306	307	0.537	0.524	0.535	0.522	0.002	0.002	0.013	0.111
307	304	-1.661	-1.067	-1.692	-1.113	0.032	0.046	-0.035	-0.875
304	2002	-2.802	-1.661	-2.902	-1.751	0.099	0.090	-0.057	-1.357
304	304001	0.551	0.291	0.550	0.280	0.002	0.011	0.011	0.398
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.034	-0.000
304	3040011	0.551	0.291	0.550	0.280	0.002	0.011	0.011	0.398
15	15003	3.352	2.029	3.350	1.949	0.002	0.080	0.022	1.194
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.030	3.350	1.949	0.002	0.080	0.022	1.195
150031	150011	3.353	1.943	3.351	1.893	0.002	0.050	0.022	0.756
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.230	0.000
15003	15001	3.348	1.954	3.345	1.904	0.002	0.050	0.022	0.759
2	2003	6.697	4.604	6.682	4.094	0.015	0.507	0.043	4.072
2003	2002	4.333	2.821	4.327	2.690	0.007	0.131	0.028	1.689
12003	12002	0.438	0.039	0.438	0.039	0.000	0.000	0.003	0.024
12	12003	1.941	0.947	1.938	0.877	0.003	0.071	0.013	1.702
12	13	-9.546	-2.307	-9.604	-2.414	0.058	0.106	-0.058	-0.871
13	14	-40.805	-19.226	-41.735	-20.926	0.926	1.693	-0.266	-3.540
14	15	-44.355	-21.995	-44.885	-22.965	0.528	0.966	-0.283	-1.899
15	409	-51.640	-27.156	-51.739	-27.338	0.099	0.181	-0.327	-0.310
409	300	-51.739	-26.960	-54.412	-30.176	2.662	3.202	-0.326	-6.890
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.004	0.007	0.201
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.037	-0.000
314	3140011	0.550	0.308	0.549	0.302	0.001	0.006	0.012	0.201
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.324
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.251	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.324
311	311001	0.507	0.291	0.506	0.283	0.001	0.008	0.011	0.301
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.054	-0.000
311	3110011	0.794	0.469	0.793	0.456	0.001	0.013	0.017	0.301
13	504	20.471	10.439	20.395	10.224	0.076	0.214	0.136	0.745
504	502	17.775	10.355	17.701	10.146	0.074	0.209	0.122	0.847
502	503	4.921	2.037	4.918	2.030	0.003	0.007	0.032	0.099
503	501	1.573	0.073	1.573	0.072	0.000	0.001	0.009	0.026
501	11	-17.367	-12.424	-17.426	-12.591	0.059	0.166	-0.128	-0.685
11	12	-5.627	-0.679	-5.634	-0.690	0.008	0.011	-0.034	-0.162
10	10001	10.491	6.607	10.478	6.255	0.014	0.350	0.073	1.737
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.796	-0.001
10	100011	10.525	6.548	10.511	6.197	0.014	0.350	0.073	1.725
307	12002	0.784	0.767	0.775	0.754	0.009	0.013	0.020	0.472
11	10	-14.016	-12.797	-14.203	-13.067	0.186	0.269	-0.113	-1.653
10	300	-35.313	-25.540	-37.382	-31.368	2.061	5.804	-0.256	-12.017
501	501001	9.453	6.289	9.391	5.073	0.061	1.211	0.068	6.769
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.399	-5.061	0.000	0.000	-0.713	-0.001
501	501002	9.460	6.276	9.399	5.061	0.061	1.211	0.068	6.759

503	503001	1.665	1.032	1.659	0.940	0.006	0.091	0.012	2.910
503001	503002	-1.659	-0.939	-1.659	-0.939	0.000	0.000	-0.123	-0.000
503	503002	1.665	1.031	1.659	0.939	0.006	0.091	0.012	2.908
502	502001	6.378	4.113	6.330	3.246	0.048	0.864	0.046	7.139
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.476	-0.001
502	502002	6.381	4.107	6.333	3.240	0.048	0.863	0.046	7.132
504	504001	1.302	0.040	1.299	0.000	0.003	0.040	0.008	0.500
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.081	-0.000
504	504002	1.302	0.040	1.299	-0.000	0.003	0.040	0.008	0.499
12	120031	1.941	0.947	1.939	0.877	0.003	0.071	0.013	1.702
120031	120021	0.437	0.041	0.437	0.041	0.000	0.000	0.003	0.024
120021	12002	0.437	0.041	0.437	0.041	0.000	0.000	0.008	0.000
120031	120011	1.501	0.835	1.499	0.808	0.002	0.027	0.010	0.934
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.109	0.000
12003	12001	1.500	0.837	1.499	0.811	0.002	0.027	0.010	0.935
307	307001	0.701	0.430	0.699	0.415	0.002	0.015	0.015	0.406
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.047	-0.000
307	3070011	0.701	0.429	0.700	0.415	0.002	0.015	0.015	0.405
306	306001	0.652	0.387	0.650	0.370	0.003	0.017	0.013	0.529
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.043	-0.000
306	3060011	0.652	0.387	0.650	0.370	0.003	0.017	0.013	0.529
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.362
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.019	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.362
2002	20021	-4.325	-2.694	-4.325	-2.694	0.000	0.000	-0.085	-0.000
20033	20021	4.332	2.826	4.325	2.694	0.007	0.131	0.028	1.691
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.015	0.059
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.154	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.015	0.059
2	20033	6.699	4.601	6.684	4.091	0.015	0.507	0.043	4.069
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.005	0.000	0.025	0.104
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.257	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.376
4003	4002	1.041	0.358	1.041	0.358	0.001	0.000	0.006	0.051
4002	40021	1.041	0.358	1.041	0.358	0.000	0.000	0.018	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.041	-0.358	0.000	0.006	-0.006	-0.217
4	40031	3.160	1.628	3.157	1.532	0.003	0.096	0.019	1.450
4	4003	1.648	0.837	1.646	0.796	0.002	0.041	0.010	1.182
4	405	-7.862	-3.184	-7.893	-3.241	0.031	0.057	-0.045	-0.656
405	300	-16.942	-8.334	-16.956	-8.360	0.014	0.026	-0.099	-0.142
80031	80021	-0.749	-0.252	-0.749	-0.255	0.000	0.003	-0.004	-0.154
80021	8002	-0.749	-0.255	-0.749	-0.255	0.000	0.000	-0.013	-0.000
8003	8002	1.357	0.535	1.356	0.535	0.001	0.000	0.008	0.066
8003	8001	0.402	0.385	0.402	0.382	0.000	0.002	0.003	0.320
8001	80011	-3.895	-1.936	-3.895	-1.936	0.000	0.000	-0.243	-0.000
80031	80011	3.900	1.936	3.895	1.936	0.004	0.000	0.023	0.097
8	80031	3.154	1.784	3.151	1.684	0.003	0.099	0.019	1.568
8	8003	1.761	0.967	1.759	0.919	0.002	0.048	0.011	1.348
100	9	4.448	1.763	4.437	1.747	0.011	0.016	0.025	0.371
9	8	1.817	0.674	1.816	0.672	0.001	0.002	0.010	0.121
8	408	-3.144	-2.030	-3.145	-2.032	0.001	0.001	-0.020	-0.038
408	7	-3.145	-1.605	-3.150	-1.615	0.005	0.009	-0.019	-0.275
7	407	-5.668	-2.667	-5.671	-2.671	0.002	0.004	-0.033	-0.067
407	200	-7.989	-3.774	-7.994	-3.784	0.005	0.010	-0.046	-0.114
200	406	-0.002	-0.021	-0.002	-0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.263	-0.002	0.263	0.000	0.000	-0.001	0.001
13002	314	0.918	0.554	0.911	0.546	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.406	0.855	1.399	0.790	0.007	0.065	0.031	0.873
310	310001	0.806	0.433	0.799	0.390	0.007	0.043	0.017	1.026
13002	313	1.427	0.882	1.411	0.867	0.017	0.015	0.031	0.419
13002	201	1.828	1.110	1.822	1.101	0.006	0.009	0.039	0.157
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
201	312	0.506	0.293	0.506	0.293	0.001	0.001	0.011	0.062
404	3	2.218	1.420	2.217	1.419	0.001	0.001	0.014	0.061
3	3001	2.207	1.437	2.199	1.309	0.008	0.128	0.014	3.222
13003	13001	6.505	3.543	6.496	3.328	0.009	0.215	0.046	1.694
9	9001	2.610	1.644	2.598	1.469	0.012	0.174	0.016	3.667
309	309001	0.804	0.458	0.799	0.430	0.004	0.028	0.017	0.664
301	301001	1.005	0.628	0.999	0.590	0.006	0.038	0.020	0.792
12002	309	1.650	0.900	1.619	0.873	0.030	0.028	0.034	0.692



2002	301	1.938	1.189	1.920	1.168	0.018	0.021	0.038	0.409
305	305001	1.207	0.707	1.199	0.650	0.008	0.057	0.024	0.947
301	302	0.911	0.552	0.908	0.547	0.003	0.004	0.018	0.167
201	311	1.315	0.827	1.312	0.823	0.003	0.004	0.029	0.101
302	302001	0.904	0.540	0.899	0.510	0.004	0.030	0.018	0.695
401	1	2.319	1.379	2.317	1.377	0.001	0.002	0.014	0.090
8002	308	0.607	0.306	0.605	0.304	0.002	0.002	0.011	0.134
308	308001	0.602	0.307	0.600	0.290	0.003	0.017	0.011	0.575
309	310	0.813	0.437	0.809	0.432	0.004	0.005	0.017	0.197
14	14001	2.611	1.452	2.598	1.259	0.013	0.192	0.017	3.771
7	7001	2.509	1.432	2.498	1.279	0.010	0.152	0.015	3.216
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
407	6	2.318	1.329	2.317	1.328	0.001	0.001	0.014	0.058
6	6001	2.307	1.371	2.299	1.239	0.009	0.131	0.014	3.066
13	13003	10.708	6.999	10.682	6.044	0.025	0.952	0.076	4.530
13003	13002	4.177	2.501	4.173	2.501	0.004	0.000	0.030	0.061
11	11001	2.209	1.284	2.199	1.129	0.010	0.154	0.015	3.624

---

## ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.541 МВт / 1178.582 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 127.890 МВт / 1120.316 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.550 МВт / 23.971 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.550 МВт / 23.971 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.739 МВт / 6.474 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.415 МВт / 1.792 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.154 МВт / 8.266 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.704 МВт / 32.237 млн.кВт\*г (2.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.450	-8.022	121.000	0.00
401		0.000	0.000	120.809	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.728	-0.12
402		0.000	0.000	120.595	-0.21
404		0.000	0.000	120.415	-0.27
3	Брацлав	0.000	0.000	120.361	-0.28
4	Тульчин	0.000	0.000	120.322	-0.28
2	Немирів	0.000	0.000	119.807	-0.43
403		0.000	0.000	119.871	-0.41
405		0.000	0.000	120.876	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	120.842	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-107.090	-63.620	121.000	0.00
406		0.000	0.000	121.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-8.001	-3.451	121.000	0.00
407		0.000	0.000	120.900	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	120.848	-0.05
7	Степанівка	0.000	0.000	120.842	-0.06
408		0.000	0.000	120.601	-0.14
8	Липовець	0.000	0.000	120.567	-0.15
9	Іллінці	0.000	0.000	120.676	-0.11
10	Іллінці КС	0.000	0.000	110.929	-3.38
11	Сороки	0.000	0.000	109.536	-3.57
12	Дашів	0.000	0.000	109.663	-3.49
13	Гайсин	0.000	0.000	110.356	-3.08
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	113.265	-1.95
15	Ладизин	0.000	0.000	114.842	-1.36
409		0.000	0.000	115.102	-1.27
301	Ковалівка	0.000	0.000	38.196	-3.99
302	Козаківка	0.000	0.000	38.051	-4.07
303	Чуків	0.000	0.000	37.969	-4.09
304	Потоки	0.000	0.000	37.385	-4.19
305	Мельниківці	0.000	0.000	37.260	-4.43
306	Ситківці	0.000	0.000	36.750	-4.65
307	Носівці	0.000	0.000	36.659	-4.67
308	Попівка	0.000	0.000	39.828	-1.19
309	Слободище	0.000	0.000	35.692	-5.04
310	Гранів	0.000	0.000	35.528	-5.15
201		0.000	0.000	35.659	-5.99
311	Гайсин 35	0.000	0.000	35.572	-6.04
312	Гунча	0.000	0.000	35.606	-6.02

313	Тишківка	0.000	0.000	35.432	-6.01
314	Цук. з-д	0.000	0.000	35.541	-6.04
1001		2.300	1.300	11.281	-2.09
2003		0.000	0.000	116.465	-2.86
2002		0.000	0.000	38.550	-3.81
2001		4.700	2.540	11.134	-2.84
20033		0.000	0.000	116.467	-2.86
20021		0.000	0.000	38.550	-3.81
20011		0.000	0.000	11.135	-2.84
3001		2.200	1.310	11.245	-2.16
4003		0.000	0.000	119.286	-1.20
4002		0.000	0.000	39.919	-1.19
4001		4.800	2.320	11.378	-1.39
40031		0.000	0.000	119.056	-1.41
40021		0.000	0.000	39.919	-1.19
40011		0.000	0.000	11.378	-1.39
5001		9.000	4.860	10.801	-2.00
6001		2.300	1.240	11.304	-2.01
7001		2.500	1.280	11.292	-2.20
8003		0.000	0.000	119.383	-1.12
8002		0.000	0.000	39.947	-1.11
8001		4.300	2.320	11.391	-1.25
80031		0.000	0.000	119.190	-1.27
80021		0.000	0.000	39.947	-1.11
80011		0.000	0.000	11.392	-1.25
9001		2.600	1.470	11.239	-2.34
10001		21.000	12.460	10.004	-4.44
100011		0.000	0.000	10.005	-4.44
11001		2.200	1.130	10.217	-5.86
12003		0.000	0.000	108.387	-4.80
12002		0.000	0.000	36.279	-4.80
12001		3.000	1.620	10.300	-5.39
120031		0.000	0.000	108.387	-4.80
120021		0.000	0.000	36.279	-4.80
120011		0.000	0.000	10.300	-5.39
13003		0.000	0.000	106.963	-5.92
13002		0.000	0.000	35.790	-5.90
13001		6.500	3.330	10.117	-7.02
14001		2.600	1.260	10.549	-4.50
15003		0.000	0.000	113.841	-2.17
15002		0.000	0.000	38.112	-2.17
15001		6.700	3.800	10.829	-2.67
150031		0.000	0.000	113.841	-2.17
150021		0.000	0.000	38.112	-2.17
150011		0.000	0.000	10.829	-2.67
301001		1.000	0.590	11.805	-5.16
302001		0.900	0.510	11.785	-5.13
303001		0.600	0.340	11.842	-4.63
3030011		0.000	0.000	11.842	-4.63
304001		1.100	0.560	11.651	-4.86
3040011		0.000	0.000	11.651	-4.86
305001		1.200	0.650	11.480	-5.92
306001		1.300	0.740	11.420	-5.47
3060011		0.000	0.000	11.420	-5.47
307001		1.400	0.830	11.422	-5.32
3070011		0.000	0.000	11.422	-5.32
308001		0.600	0.290	12.362	-2.20
309001		0.800	0.430	11.060	-6.12
310001		0.800	0.390	10.928	-6.86
311001		1.300	0.740	11.109	-6.53
3110011		0.000	0.000	11.109	-6.53
312001		0.500	0.260	11.114	-6.54
3120011		0.000	0.000	11.114	-6.54
313001		1.400	0.790	10.935	-7.41
314001		0.900	0.490	11.123	-6.38
3140011		0.000	0.000	11.123	-6.38
501		0.000	0.000	108.982	-3.78
503		0.000	0.000	109.002	-3.75
502		0.000	0.000	109.081	-3.71
504		0.000	0.000	109.761	-3.39
501001		18.800	10.140	9.956	-7.79

501002		0.000	0.000	9.957	-7.79
502001		12.670	6.490	9.944	-8.03
502002		0.000	0.000	9.945	-8.03
503001		3.320	1.880	10.214	-5.49
503002		0.000	0.000	10.214	-5.49
504001		2.600	0.000	10.479	-4.75
504002		0.000	0.000	10.479	-4.75

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.910	1.691	5.904	1.677	0.006	0.014	0.029	0.191
401	402	3.585	1.261	3.581	1.252	0.004	0.009	0.018	0.214
402	404	3.581	2.023	3.577	2.017	0.003	0.006	0.020	0.181
404	4	1.359	1.290	1.358	1.289	0.001	0.001	0.009	0.094
4	403	4.309	2.578	4.299	2.558	0.010	0.019	0.024	0.452
403	2	4.299	3.202	4.297	3.199	0.001	0.003	0.026	0.065
2	100	-9.043	-4.951	-9.096	-5.068	0.053	0.116	-0.050	-1.197
2002	303	3.758	2.403	3.713	2.349	0.045	0.054	0.067	0.593
303	305	3.105	1.999	3.059	1.944	0.046	0.055	0.056	0.723
305	306	1.849	1.280	1.828	1.255	0.020	0.024	0.035	0.520
306	307	0.516	0.481	0.515	0.479	0.001	0.001	0.011	0.092
307	304	-1.643	-1.022	-1.666	-1.056	0.024	0.034	-0.030	-0.749
304	2002	-2.778	-1.590	-2.853	-1.659	0.075	0.068	-0.049	-1.179
304	304001	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.009	0.010	0.345
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.031	-0.000
304	3040011	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.009	0.010	0.345
15	15003	3.351	2.003	3.350	1.939	0.002	0.064	0.020	1.050
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.003	3.350	1.939	0.002	0.064	0.020	1.050
150031	150011	3.352	1.933	3.351	1.893	0.002	0.040	0.020	0.665
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.205	0.000
15003	15001	3.347	1.944	3.345	1.904	0.002	0.040	0.020	0.668
2	2003	6.639	4.341	6.627	3.942	0.012	0.397	0.038	3.483
2003	2002	4.278	2.669	4.273	2.569	0.005	0.100	0.025	1.426
12003	12002	0.452	0.047	0.452	0.047	0.000	0.000	0.002	0.022
12	12003	1.954	0.933	1.952	0.878	0.002	0.055	0.011	1.454
12	13	-9.490	-2.098	-9.535	-2.180	0.044	0.081	-0.051	-0.736
13	14	-40.665	-17.825	-41.369	-19.113	0.701	1.282	-0.232	-3.003
14	15	-43.989	-20.042	-44.390	-20.777	0.400	0.732	-0.246	-1.610
15	409	-51.155	-24.948	-51.231	-25.086	0.076	0.138	-0.286	-0.265
409	300	-51.231	-24.616	-53.268	-27.067	2.029	2.441	-0.285	-5.926
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.006	0.170
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.032	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.010	0.170
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.000	0.003	0.005	0.274
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.000	0.003	0.005	0.274
311	311001	0.507	0.289	0.506	0.283	0.001	0.006	0.009	0.255
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.047	-0.000
311	3110011	0.794	0.466	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.254
13	504	20.405	9.736	20.347	9.573	0.058	0.162	0.118	0.628
504	502	17.725	9.782	17.668	9.624	0.056	0.158	0.106	0.716
502	503	4.907	1.980	4.905	1.975	0.002	0.005	0.028	0.085
503	501	1.558	0.092	1.557	0.092	0.000	0.001	0.008	0.023
501	11	-17.360	-11.780	-17.404	-11.905	0.044	0.124	-0.111	-0.579
11	12	-5.539	-0.580	-5.545	-0.589	0.006	0.008	-0.029	-0.136
10	10001	10.488	6.529	10.478	6.255	0.011	0.272	0.064	1.497
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.703	-0.001
10	100011	10.521	6.470	10.511	6.197	0.011	0.272	0.064	1.487
307	12002	0.744	0.696	0.738	0.688	0.006	0.009	0.016	0.385
11	10	-14.081	-12.059	-14.220	-12.260	0.138	0.200	-0.098	-1.413
10	300	-35.350	-24.390	-36.925	-28.829	1.569	4.421	-0.223	-10.263
501	501001	9.437	5.986	9.391	5.073	0.046	0.910	0.059	5.619
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.618	-0.001
501	501002	9.444	5.974	9.398	5.061	0.046	0.909	0.059	5.610

503	503001	1.663	1.010	1.659	0.940	0.005	0.070	0.010	2.474
503001	503002	-1.659	-0.939	-1.659	-0.939	0.000	0.000	-0.108	-0.000
503	503002	1.664	1.009	1.659	0.939	0.005	0.070	0.010	2.473
502	502001	6.366	3.896	6.330	3.246	0.036	0.648	0.039	5.906
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.412	-0.001
502	502002	6.369	3.891	6.333	3.240	0.036	0.648	0.039	5.900
504	504001	1.301	0.031	1.299	0.000	0.002	0.031	0.007	0.391
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.071	-0.000
504	504002	1.301	0.031	1.299	-0.000	0.002	0.031	0.007	0.390
12	120031	1.954	0.933	1.952	0.878	0.002	0.055	0.011	1.454
120031	120021	0.451	0.049	0.451	0.049	0.000	0.000	0.002	0.022
120021	12002	0.451	0.049	0.451	0.049	0.000	0.000	0.007	0.000
120031	120011	1.501	0.829	1.499	0.808	0.001	0.021	0.009	0.796
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.095	0.000
12003	12001	1.500	0.831	1.499	0.811	0.001	0.021	0.009	0.798
307	307001	0.701	0.426	0.699	0.415	0.001	0.011	0.013	0.349
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.041	-0.000
307	3070011	0.701	0.426	0.700	0.415	0.001	0.011	0.013	0.349
306	306001	0.651	0.383	0.650	0.370	0.002	0.013	0.012	0.455
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.038	-0.000
306	3060011	0.652	0.383	0.650	0.370	0.002	0.013	0.012	0.455
303	303001	0.300	0.174	0.300	0.170	0.001	0.004	0.005	0.316
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.017	-0.000
303	3030011	0.300	0.174	0.300	0.170	0.001	0.004	0.005	0.316
2002	20021	-4.272	-2.573	-4.272	-2.573	0.000	0.000	-0.075	-0.000
20033	20021	4.277	2.674	4.272	2.573	0.005	0.100	0.025	1.427
20033	20011	2.351	1.266	2.350	1.266	0.001	0.000	0.013	0.053
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.138	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.001	0.000	0.013	0.053
2	20033	6.640	4.338	6.628	3.939	0.012	0.397	0.038	3.481
40031	40011	4.196	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.022	0.095
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.233	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.003	0.004	0.339
4003	4002	1.041	0.357	1.040	0.357	0.000	0.000	0.005	0.046
4002	40021	1.040	0.357	1.040	0.357	0.000	0.000	0.016	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.357	0.000	0.005	-0.005	-0.194
4	40031	3.159	1.611	3.156	1.532	0.002	0.079	0.017	1.301
4	4003	1.647	0.828	1.646	0.795	0.001	0.033	0.009	1.061
4	405	-7.810	-2.716	-7.835	-2.761	0.025	0.045	-0.040	-0.556
405	300	-16.885	-7.704	-16.897	-7.724	0.011	0.021	-0.088	-0.124
80031	80021	-0.748	-0.255	-0.748	-0.257	0.000	0.002	-0.004	-0.139
80021	8002	-0.748	-0.257	-0.748	-0.257	0.000	0.000	-0.011	-0.000
8003	8002	1.356	0.527	1.355	0.527	0.001	0.000	0.007	0.060
8003	8001	0.403	0.386	0.403	0.384	0.000	0.002	0.003	0.290
8001	80011	-3.895	-1.934	-3.895	-1.934	0.000	0.000	-0.220	-0.000
80031	80011	3.899	1.934	3.895	1.934	0.004	0.000	0.021	0.088
8	80031	3.153	1.761	3.150	1.679	0.002	0.081	0.017	1.406
8	8003	1.760	0.953	1.759	0.913	0.001	0.039	0.010	1.207
100	9	4.443	1.581	4.434	1.568	0.009	0.013	0.022	0.325
9	8	1.814	0.648	1.813	0.647	0.001	0.002	0.009	0.109
8	408	-3.154	-2.008	-3.155	-2.009	0.001	0.001	-0.018	-0.034
408	7	-3.155	-1.492	-3.159	-1.499	0.004	0.008	-0.017	-0.241
7	407	-5.678	-2.443	-5.680	-2.447	0.002	0.003	-0.029	-0.058
407	200	-7.998	-3.469	-8.002	-3.477	0.004	0.008	-0.042	-0.100
200	406	-0.002	-0.026	-0.002	-0.026	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.318	-0.002	0.318	0.000	0.000	-0.002	0.001
13002	314	0.919	0.564	0.914	0.558	0.005	0.006	0.017	0.257
313	313001	1.405	0.838	1.399	0.790	0.005	0.049	0.027	0.731
310	310001	0.805	0.422	0.799	0.390	0.005	0.032	0.015	0.861
13002	313	1.423	0.866	1.410	0.854	0.013	0.011	0.027	0.364
13002	201	1.830	1.120	1.825	1.113	0.005	0.007	0.035	0.137
405	5	9.050	5.500	9.048	5.498	0.002	0.002	0.050	0.034
5	5001	9.013	5.272	8.994	4.857	0.019	0.413	0.050	2.618
201	312	0.507	0.299	0.507	0.298	0.001	0.001	0.010	0.055
404	3	2.218	1.392	2.218	1.391	0.001	0.001	0.013	0.055
3	3001	2.206	1.414	2.199	1.309	0.007	0.104	0.013	2.878
13003	13001	6.503	3.492	6.496	3.328	0.007	0.163	0.040	1.417
9	9001	2.608	1.611	2.598	1.469	0.009	0.142	0.015	3.271
309	309001	0.803	0.451	0.799	0.430	0.003	0.021	0.015	0.562
301	301001	1.004	0.620	0.999	0.590	0.004	0.030	0.018	0.690
12002	309	1.640	0.868	1.617	0.847	0.023	0.021	0.029	0.598

2002	301	1.933	1.168	1.919	1.151	0.014	0.017	0.034	0.362
305	305001	1.206	0.694	1.199	0.650	0.006	0.044	0.022	0.814
301	302	0.911	0.546	0.908	0.543	0.003	0.003	0.016	0.148
201	311	1.317	0.841	1.315	0.838	0.003	0.003	0.025	0.089
302	302001	0.903	0.534	0.899	0.510	0.003	0.024	0.016	0.604
401	1	2.319	1.341	2.318	1.340	0.001	0.001	0.013	0.081
8002	308	0.607	0.301	0.606	0.300	0.001	0.002	0.010	0.121
308	308001	0.602	0.304	0.600	0.290	0.002	0.014	0.010	0.514
309	310	0.811	0.425	0.808	0.421	0.003	0.003	0.015	0.170
14	14001	2.608	1.410	2.598	1.259	0.010	0.151	0.015	3.249
7	7001	2.507	1.404	2.498	1.279	0.008	0.124	0.014	2.871
1	1001	2.306	1.410	2.299	1.299	0.007	0.110	0.013	2.864
407	6	2.318	1.296	2.318	1.295	0.001	0.001	0.013	0.052
6	6001	2.306	1.347	2.299	1.239	0.007	0.107	0.013	2.742
13	13003	10.697	6.711	10.678	5.983	0.019	0.725	0.066	3.803
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.026	0.054
11	11001	2.206	1.247	2.199	1.129	0.008	0.118	0.013	3.068

---

## ДОДАТОК Д

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

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.373 МВт / 1185.866 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 127.890 МВт / 1120.316 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.656 МВт / 5.746 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.475 МВт / 2.051 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.131 МВт / 7.797 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.531 МВт / 35.441 млн.кВт\*г (3.0%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.485	-8.681	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.787	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.701	-0.13
402		0.000	0.000	114.551	-0.23
404		0.000	0.000	114.359	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.301	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.261	-0.31
2	Немирів	0.000	0.000	113.705	-0.46
403		0.000	0.000	113.774	-0.45
405		0.000	0.000	114.867	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.831	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-107.892	-66.762	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	104.080	-3.75
11	Сороки	0.000	0.000	102.569	-3.96
12	Дашів	0.000	0.000	102.707	-3.87
13	Гайсин	0.000	0.000	103.459	-3.41
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	106.622	-2.14
15	Ладизин	0.000	0.000	108.339	-1.49
409		0.000	0.000	108.621	-1.39
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.002	-4.46
302	Козаківка	0.000	0.000	35.848	-4.55
303	Чуків	0.000	0.000	35.755	-4.57
304	Потоки	0.000	0.000	35.127	-4.68
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.992	-4.95
306	Ситківці	0.000	0.000	34.441	-5.20
307	Носівці	0.000	0.000	34.340	-5.22
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	33.286	-5.64
310	Гранів	0.000	0.000	33.109	-5.76
201		0.000	0.000	33.246	-6.74

311	Гайсин 35	0.000	0.000	33.154	-6.79
312	Гунча	0.000	0.000	33.189	-6.77
313	Тишківка	0.000	0.000	33.001	-6.76
314	Цук. з-д	0.000	0.000	33.120	-6.79
1001		2.300	1.300	10.689	-2.31
2003		0.000	0.000	110.092	-3.19
2002		0.000	0.000	36.379	-4.26
2001		4.700	2.540	10.525	-3.17
20033		0.000	0.000	110.094	-3.19
20021		0.000	0.000	36.379	-4.26
20011		0.000	0.000	10.525	-3.17
3001		2.200	1.310	10.650	-2.40
4003		0.000	0.000	113.166	-1.33
4002		0.000	0.000	37.870	-1.32
4001		4.800	2.320	10.791	-1.54
40031		0.000	0.000	112.924	-1.56
40021		0.000	0.000	37.870	-1.32
40011		0.000	0.000	10.791	-1.54
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.370	-4.96
100011		0.000	0.000	9.371	-4.97
11001		2.200	1.130	9.530	-6.59
12003		0.000	0.000	101.339	-5.37
12002		0.000	0.000	33.919	-5.37
12001		3.000	1.620	9.621	-6.04
120031		0.000	0.000	101.339	-5.37
120021		0.000	0.000	33.919	-5.37
120011		0.000	0.000	9.621	-6.04
13003		0.000	0.000	99.787	-6.65
13002		0.000	0.000	33.386	-6.63
13001		6.500	3.330	9.421	-7.93
14001		2.600	1.260	9.893	-5.02
15003		0.000	0.000	107.272	-2.39
15002		0.000	0.000	35.913	-2.39
15001		6.700	3.800	10.197	-2.95
150031		0.000	0.000	107.272	-2.39
150021		0.000	0.000	35.913	-2.39
150011		0.000	0.000	10.197	-2.95
301001		1.000	0.590	11.103	-5.78
302001		0.900	0.510	11.082	-5.74
303001		0.600	0.340	11.140	-5.18
3030011		0.000	0.000	11.140	-5.18
304001		1.100	0.560	10.935	-5.44
3040011		0.000	0.000	10.935	-5.44
305001		1.200	0.650	10.751	-6.64
306001		1.300	0.740	10.686	-6.13
3060011		0.000	0.000	10.686	-6.13
307001		1.400	0.830	10.686	-5.96
3070011		0.000	0.000	10.686	-5.96
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.291	-6.87
310001		0.800	0.390	10.149	-7.73
311001		1.300	0.740	10.344	-7.36
3110011		0.000	0.000	10.344	-7.36
312001		0.500	0.260	10.349	-7.37
3120011		0.000	0.000	10.349	-7.37
313001		1.400	0.790	10.155	-8.38
314001		0.900	0.490	10.359	-7.19
3140011		0.000	0.000	10.359	-7.19
501		0.000	0.000	101.966	-4.20
503		0.000	0.000	101.987	-4.17
502		0.000	0.000	102.073	-4.12



504	0.000	0.000	102.811	-3.76
501001	18.800	10.140	9.244	-8.82
501002	0.000	0.000	9.245	-8.82
502001	12.670	6.490	9.231	-9.09
502002	0.000	0.000	9.232	-9.10
503001	3.320	1.880	9.527	-6.16
503002	0.000	0.000	9.527	-6.16
504001	2.600	0.000	9.812	-5.31
504002	0.000	0.000	9.812	-5.31

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.915	1.941	5.908	1.926	0.007	0.016	0.031	0.213
401	402	3.589	1.400	3.584	1.390	0.005	0.010	0.019	0.237
402	404	3.584	2.086	3.580	2.078	0.004	0.007	0.021	0.193
404	4	1.362	1.272	1.361	1.271	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	4.341	2.696	4.329	2.674	0.012	0.022	0.026	0.489
403	2	4.329	3.254	4.328	3.251	0.002	0.003	0.027	0.069
2	100	-9.063	-5.213	-9.123	-5.346	0.060	0.133	-0.053	-1.299
2002	303	3.784	2.459	3.732	2.396	0.052	0.062	0.072	0.638
303	305	3.125	2.046	3.072	1.982	0.053	0.064	0.060	0.780
305	306	1.861	1.308	1.838	1.280	0.024	0.028	0.037	0.562
306	307	0.526	0.502	0.525	0.501	0.001	0.002	0.012	0.101
307	304	-1.651	-1.045	-1.679	-1.085	0.027	0.040	-0.033	-0.812
304	2002	-2.789	-1.626	-2.876	-1.705	0.087	0.079	-0.053	-1.269
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.033	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
15	15003	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.045	0.021	0.711
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.218	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.045	0.021	0.715
2	2003	6.667	4.472	6.653	4.018	0.013	0.452	0.041	3.779
2003	2002	4.305	2.745	4.299	2.630	0.006	0.115	0.027	1.558
12003	12002	0.445	0.044	0.445	0.044	0.000	0.000	0.003	0.023
12	12003	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
12	13	-9.518	-2.204	-9.570	-2.298	0.051	0.093	-0.055	-0.803
13	14	-40.733	-18.527	-41.547	-20.015	0.810	1.482	-0.249	-3.271
14	15	-44.166	-21.020	-44.631	-21.869	0.462	0.846	-0.264	-1.754
15	409	-51.390	-26.048	-51.477	-26.208	0.087	0.159	-0.307	-0.287
409	300	-51.477	-25.789	-53.824	-28.613	2.338	2.812	-0.306	-6.411
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.185
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.035	-0.000
314	3140011	0.550	0.308	0.549	0.302	0.001	0.005	0.011	0.185
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.278
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.051	-0.000
311	3110011	0.794	0.468	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.277
13	504	20.437	10.084	20.370	9.896	0.067	0.187	0.127	0.686
504	502	17.750	10.063	17.684	9.880	0.065	0.182	0.114	0.781
502	503	4.914	2.010	4.912	2.004	0.002	0.006	0.030	0.092
503	501	1.566	0.083	1.566	0.082	0.000	0.001	0.009	0.025
501	11	-17.362	-12.092	-17.413	-12.237	0.051	0.144	-0.120	-0.631
11	12	-5.583	-0.626	-5.590	-0.636	0.007	0.009	-0.032	-0.149
10	10001	10.490	6.567	10.478	6.255	0.012	0.311	0.069	1.618
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.750	-0.001
10	100011	10.523	6.509	10.511	6.197	0.012	0.310	0.069	1.606
307	12002	0.763	0.732	0.755	0.721	0.007	0.011	0.018	0.428
11	10	-14.046	-12.427	-14.208	-12.661	0.161	0.233	-0.105	-1.533
10	300	-35.327	-24.971	-37.143	-30.088	1.809	5.095	-0.240	-11.143
501	501001	9.445	6.132	9.391	5.073	0.053	1.055	0.064	6.184

501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.665	-0.001
501	501002	9.452	6.120	9.398	5.061	0.053	1.055	0.064	6.175
503	503001	1.664	1.021	1.659	0.940	0.005	0.080	0.011	2.691
503001	503002	-1.659	-0.939	-1.659	-0.939	0.000	0.000	-0.115	-0.000
503	503002	1.665	1.020	1.659	0.939	0.005	0.080	0.011	2.689
502	502001	6.372	4.000	6.330	3.246	0.042	0.752	0.042	6.511
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.444	-0.001
502	502002	6.374	3.995	6.333	3.240	0.042	0.752	0.042	6.504
504	504001	1.302	0.036	1.299	0.000	0.002	0.035	0.007	0.444
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.076	-0.000
504	504002	1.302	0.035	1.299	-0.000	0.002	0.035	0.007	0.443
12	120031	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
120031	120021	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.003	0.023
120021	12002	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.008	0.000
120031	120011	1.501	0.832	1.499	0.808	0.002	0.024	0.010	0.865
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.102	0.000
12003	12001	1.500	0.834	1.499	0.811	0.002	0.024	0.010	0.866
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.044	-0.000
307	3070011	0.701	0.428	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
2002	20021	-4.297	-2.634	-4.297	-2.634	0.000	0.000	-0.080	-0.000
20033	20021	4.303	2.750	4.297	2.634	0.006	0.115	0.027	1.560
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.668	4.469	6.655	4.015	0.013	0.452	0.041	3.777
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.378
4	4003	1.647	0.833	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.124
4	405	-7.835	-2.966	-7.863	-3.017	0.028	0.051	-0.042	-0.607
405	300	-16.913	-8.039	-16.925	-8.062	0.013	0.023	-0.094	-0.133
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
13002	314	0.918	0.558	0.913	0.551	0.006	0.007	0.019	0.275
313	313001	1.405	0.846	1.399	0.790	0.006	0.057	0.029	0.801
310	310001	0.805	0.428	0.799	0.390	0.006	0.038	0.016	0.942
13002	313	1.425	0.873	1.410	0.860	0.014	0.013	0.029	0.392
13002	201	1.829	1.114	1.823	1.106	0.006	0.008	0.037	0.147
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
201	312	0.507	0.296	0.506	0.295	0.001	0.001	0.010	0.059
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.055
13003	13001	6.504	3.517	6.496	3.328	0.008	0.188	0.043	1.554
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
309	309001	0.803	0.454	0.799	0.430	0.004	0.024	0.016	0.613

301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.742
12002	309	1.645	0.884	1.618	0.860	0.027	0.024	0.032	0.645
2002	301	1.935	1.179	1.919	1.160	0.016	0.019	0.036	0.386
305	305001	1.207	0.700	1.199	0.650	0.007	0.050	0.023	0.881
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.158
201	311	1.316	0.833	1.313	0.830	0.003	0.003	0.027	0.095
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.650
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.014	0.086
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
309	310	0.811	0.431	0.808	0.427	0.003	0.004	0.016	0.183
14	14001	2.610	1.431	2.598	1.259	0.011	0.171	0.016	3.511
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.040
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
13	13003	10.702	6.849	10.679	6.011	0.022	0.835	0.071	4.162
13003	13002	4.175	2.494	4.172	2.494	0.004	0.000	0.028	0.057
11	11001	2.208	1.265	2.199	1.129	0.009	0.135	0.014	3.344

---

## ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ  
ІРІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.881 МВт / 1023.882 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.900 МВт / 980.244 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.034 МВт / 17.421 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.034 МВт / 17.421 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.630 МВт / 5.521 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.367 МВт / 1.584 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.997 МВт / 7.106 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.031 МВт / 24.527 млн.кВт\*г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.045	-8.218	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.793	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.707	-0.13
402		0.000	0.000	114.566	-0.23
404		0.000	0.000	114.380	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.322	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.289	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.779	-0.45
403		0.000	0.000	113.842	-0.43
405		0.000	0.000	114.869	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.833	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-89.841	-53.028	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	105.832	-3.24
11	Сороки	0.000	0.000	104.801	-3.36
12	Дашів	0.000	0.000	105.176	-3.22
13	Гайсин	0.000	0.000	106.685	-2.55
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	108.855	-1.66
15	Ладизин	0.000	0.000	110.056	-1.18
409		0.000	0.000	110.265	-1.10
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.158	-4.23
302	Козаківка	0.000	0.000	36.005	-4.31
303	Чуків	0.000	0.000	35.971	-4.31
304	Потоки	0.000	0.000	35.432	-4.41
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.297	-4.66
306	Ситківці	0.000	0.000	34.845	-4.87
307	Носівці	0.000	0.000	34.795	-4.87
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	34.032	-5.11
310	Гранів	0.000	0.000	33.859	-5.23
201		0.000	0.000	34.376	-5.68
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.287	-5.72
312	Гунча	0.000	0.000	34.322	-5.71

313	Тишківка	0.000	0.000	34.140	-5.69
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.255	-5.72
1001		2.300	1.300	10.689	-2.31
2003		0.000	0.000	110.415	-3.03
2002		0.000	0.000	36.534	-4.02
2001		4.700	2.540	10.555	-3.02
20033		0.000	0.000	110.418	-3.04
20021		0.000	0.000	36.534	-4.02
20011		0.000	0.000	10.556	-3.02
3001		2.200	1.310	10.652	-2.39
4003		0.000	0.000	113.194	-1.32
4002		0.000	0.000	37.879	-1.31
4001		4.800	2.320	10.794	-1.53
40031		0.000	0.000	112.951	-1.56
40021		0.000	0.000	37.879	-1.31
40011		0.000	0.000	10.794	-1.54
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.533	-4.41
100011		0.000	0.000	9.534	-4.41
11001		2.200	1.130	9.750	-5.88
12003		0.000	0.000	103.537	-4.86
12002		0.000	0.000	34.650	-4.85
12001		3.000	1.620	9.833	-5.50
120031		0.000	0.000	103.537	-4.86
120021		0.000	0.000	34.650	-4.85
120011		0.000	0.000	9.833	-5.50
13003		0.000	0.000	103.149	-5.59
13002		0.000	0.000	34.513	-5.57
13001		6.500	3.330	9.747	-6.79
14001		2.600	1.260	10.114	-4.42
15003		0.000	0.000	109.007	-2.05
15002		0.000	0.000	36.494	-2.05
15001		6.700	3.800	10.364	-2.60
150031		0.000	0.000	109.007	-2.05
150021		0.000	0.000	36.494	-2.05
150011		0.000	0.000	10.364	-2.60
301001		1.000	0.590	11.153	-5.53
302001		0.900	0.510	11.132	-5.49
303001		0.600	0.340	11.209	-4.92
3030011		0.000	0.000	11.209	-4.92
304001		1.100	0.560	11.032	-5.16
3040011		0.000	0.000	11.032	-5.16
305001		1.200	0.650	10.849	-6.32
306001		1.300	0.740	10.814	-5.78
3060011		0.000	0.000	10.814	-5.78
307001		1.400	0.830	10.831	-5.58
3070011		0.000	0.000	10.831	-5.58
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.530	-6.29
310001		0.800	0.390	10.391	-7.11
311001		1.300	0.740	10.703	-6.26
3110011		0.000	0.000	10.703	-6.26
312001		0.500	0.260	10.708	-6.27
3120011		0.000	0.000	10.708	-6.27
313001		1.400	0.790	10.521	-7.20
314001		0.900	0.490	10.717	-6.09
3140011		0.000	0.000	10.717	-6.09
501		0.000	0.000	104.190	-3.62
504		0.000	0.000	106.650	-2.60
501001		18.800	10.140	9.471	-8.03
501002		0.000	0.000	9.472	-8.03
504001		2.600	0.000	10.180	-4.05

504002

0.000

0.000

10.181

-4.05

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.830	1.857	5.823	1.842	0.007	0.015	0.031	0.207
401	402	3.505	1.317	3.500	1.307	0.004	0.010	0.019	0.227
402	404	3.500	2.003	3.496	1.996	0.004	0.007	0.020	0.187
404	4	1.278	1.190	1.278	1.189	0.001	0.001	0.009	0.092
4	403	4.051	2.429	4.041	2.410	0.010	0.019	0.024	0.448
403	2	4.041	2.990	4.040	2.987	0.001	0.003	0.025	0.064
2	100	-8.713	-4.846	-8.768	-4.967	0.054	0.121	-0.051	-1.225
2002	303	3.457	2.197	3.415	2.146	0.042	0.051	0.065	0.574
303	305	2.807	1.796	2.765	1.746	0.042	0.050	0.053	0.689
305	306	1.555	1.073	1.539	1.054	0.016	0.019	0.031	0.461
306	307	0.227	0.277	0.227	0.277	0.000	0.000	0.006	0.049
307	304	-1.374	-0.845	-1.393	-0.871	0.018	0.026	-0.027	-0.657
304	2002	-2.503	-1.412	-2.571	-1.473	0.068	0.061	-0.047	-1.117
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.367
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.366
15	15003	3.352	2.012	3.350	1.942	0.002	0.070	0.020	1.095
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.012	3.350	1.942	0.002	0.070	0.020	1.095
150031	150011	3.352	1.937	3.351	1.893	0.002	0.043	0.020	0.693
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.214	0.000
15003	15001	3.347	1.948	3.345	1.904	0.002	0.043	0.020	0.697
2	2003	6.348	4.157	6.336	3.752	0.012	0.403	0.038	3.514
2003	2002	3.987	2.479	3.982	2.382	0.005	0.097	0.025	1.403
12003	12002	0.729	0.246	0.729	0.246	0.000	0.000	0.004	0.036
12	12003	2.232	1.160	2.229	1.079	0.003	0.081	0.014	1.845
12	13	-16.176	-6.372	-16.332	-6.656	0.154	0.282	-0.095	-1.569
13	14	-29.680	-12.703	-30.078	-13.432	0.397	0.725	-0.174	-2.230
14	15	-32.697	-14.411	-32.935	-14.846	0.237	0.433	-0.189	-1.223
15	409	-39.696	-19.022	-39.745	-19.112	0.049	0.090	-0.231	-0.212
409	300	-39.745	-18.680	-41.070	-20.275	1.320	1.588	-0.230	-4.755
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.175
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.034	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.011	0.175
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.283
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.283
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.263
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.049	-0.000
311	3110011	0.794	0.467	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.263
504	504001	1.301	0.033	1.299	0.000	0.002	0.033	0.007	0.369
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.074	-0.000
504	504002	1.301	0.033	1.299	-0.000	0.002	0.033	0.007	0.368
12	120031	2.232	1.160	2.229	1.079	0.003	0.081	0.014	1.845
120031	120021	0.728	0.248	0.728	0.248	0.000	0.000	0.004	0.036
120021	12002	0.728	0.248	0.728	0.248	0.000	0.000	0.013	0.000
120031	120011	1.501	0.831	1.499	0.808	0.001	0.023	0.010	0.836
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.100	0.000
12003	12001	1.500	0.833	1.499	0.810	0.001	0.023	0.010	0.838
10	10001	10.490	6.557	10.478	6.255	0.012	0.300	0.067	1.570
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.738	-0.001
10	100011	10.523	6.498	10.511	6.197	0.012	0.300	0.067	1.559
307	12002	0.188	0.309	0.187	0.308	0.001	0.001	0.006	0.144
12	11	11.678	4.380	11.647	4.336	0.031	0.044	0.068	0.389
11	10	-9.549	-8.823	-9.623	-8.931	0.074	0.107	-0.072	-1.042
10	300	-30.745	-21.195	-32.053	-24.881	1.304	3.672	-0.203	-9.337
501	501001	9.442	6.082	9.391	5.073	0.051	1.005	0.062	5.938
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.650	-0.001
501	501002	9.449	6.070	9.398	5.061	0.051	1.005	0.062	5.928
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.370
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.043	-0.000

307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.369
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.483
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.483
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.335
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.335
2002	20021	-3.981	-2.387	-3.981	-2.387	0.000	0.000	-0.073	-0.000
20033	20021	3.986	2.484	3.981	2.387	0.005	0.097	0.025	1.405
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.349	4.154	6.337	3.749	0.012	0.403	0.038	3.512
4	405	-7.629	-2.779	-7.655	-2.827	0.026	0.048	-0.041	-0.582
405	300	-16.704	-7.849	-16.717	-7.872	0.012	0.023	-0.093	-0.131
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
80011	8001	3.895	1.935	3.895	1.935	0.000	0.000	0.232	0.000
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8002	80021	0.748	0.256	0.748	0.256	0.000	0.000	0.012	0.000
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
313	313001	1.405	0.842	1.399	0.790	0.006	0.053	0.028	0.757
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.014	0.086
13002	201	1.829	1.117	1.824	1.109	0.005	0.008	0.036	0.141
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.157
11	501	18.980	12.369	18.924	12.212	0.056	0.156	0.125	0.639
201	311	1.317	0.837	1.314	0.833	0.003	0.003	0.026	0.092
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.644
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.735
13003	13001	6.504	3.504	6.496	3.328	0.008	0.176	0.041	1.463
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.054
13	504	2.622	0.016	2.622	0.014	0.001	0.002	0.014	0.039
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
309	309001	0.803	0.453	0.799	0.430	0.003	0.023	0.016	0.592
309	310	0.811	0.429	0.808	0.425	0.003	0.004	0.016	0.179
14	14001	2.609	1.424	2.598	1.259	0.011	0.164	0.016	3.382
305	305001	1.206	0.699	1.199	0.650	0.007	0.050	0.023	0.867
13	13003	10.699	6.780	10.678	5.997	0.021	0.780	0.068	3.921
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.027	0.056
13002	314	0.919	0.561	0.913	0.554	0.005	0.007	0.018	0.266
310	310001	0.805	0.426	0.799	0.390	0.006	0.036	0.016	0.910
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
201	312	0.507	0.297	0.506	0.296	0.001	0.001	0.010	0.056
12002	309	1.643	0.879	1.618	0.856	0.025	0.023	0.031	0.629
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
11	11001	2.207	1.259	2.199	1.129	0.009	0.129	0.014	3.216
2002	301	1.935	1.178	1.919	1.159	0.016	0.019	0.036	0.384

13002	313	1.424	0.870	1.410	0.857	0.014	0.012	0.028	0.377
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036

## 2 рік

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.446 МВт / 1151.471 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.570 МВт / 1091.233 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.824 МВт / 25.152 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.824 МВт / 25.152 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.642 МВт / 5.627 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.459 МВт / 1.984 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.102 МВт / 7.611 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.925 МВт / 32.763 млн.кВт\*г (2.8%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.402	-8.589	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.788	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.703	-0.13
402		0.000	0.000	114.554	-0.23
404		0.000	0.000	114.363	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.305	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.266	-0.31
2	Немирів	0.000	0.000	113.719	-0.46
403		0.000	0.000	113.787	-0.44
405		0.000	0.000	114.867	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.831	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-104.048	-63.998	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	104.399	-3.67
11	Сороки	0.000	0.000	102.974	-3.87
12	Дашів	0.000	0.000	103.188	-3.75
13	Гайсин	0.000	0.000	104.169	-3.19
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	107.116	-2.02
15	Ладизин	0.000	0.000	108.720	-1.41
409		0.000	0.000	108.987	-1.31
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.033	-4.42
302	Козаківка	0.000	0.000	35.879	-4.51
303	Чуків	0.000	0.000	35.797	-4.52
304	Потоки	0.000	0.000	35.186	-4.63
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.052	-4.90
306	Ситківці	0.000	0.000	34.520	-5.14
307	Носівці	0.000	0.000	34.429	-5.16
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	33.431	-5.54
310	Гранів	0.000	0.000	33.255	-5.67
201		0.000	0.000	33.495	-6.47
311	Гайсин 35	0.000	0.000	33.403	-6.52



312		0.000	0.000	33.439	-6.51
313	Гунча	0.000	0.000	33.252	-6.49
314	Тишківка	0.000	0.000	33.370	-6.52
1001	Цук. з-д	2.300	1.300	10.689	-2.31
2003		0.000	0.000	110.156	-3.16
2002		0.000	0.000	36.410	-4.21
2001		4.700	2.540	10.531	-3.14
20033		0.000	0.000	110.158	-3.16
20021		0.000	0.000	36.410	-4.21
20011		0.000	0.000	10.531	-3.14
3001		2.200	1.310	10.650	-2.40
4003		0.000	0.000	113.172	-1.32
4002		0.000	0.000	37.872	-1.32
4001		4.800	2.320	10.791	-1.54
40031		0.000	0.000	112.929	-1.56
40021		0.000	0.000	37.872	-1.32
40011		0.000	0.000	10.792	-1.54
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.400	-4.88
100011		0.000	0.000	9.401	-4.88
11001		2.200	1.130	9.570	-6.47
12003		0.000	0.000	101.766	-5.28
12002		0.000	0.000	34.061	-5.27
12001		3.000	1.620	9.662	-5.94
120031		0.000	0.000	101.766	-5.28
120021		0.000	0.000	34.061	-5.27
120011		0.000	0.000	9.662	-5.94
13003		0.000	0.000	100.528	-6.39
13002		0.000	0.000	33.634	-6.37
13001		6.500	3.330	9.493	-7.64
14001		2.600	1.260	9.942	-4.87
15003		0.000	0.000	107.657	-2.30
15002		0.000	0.000	36.042	-2.30
15001		6.700	3.800	10.234	-2.86
150031		0.000	0.000	107.657	-2.30
150021		0.000	0.000	36.042	-2.30
150011		0.000	0.000	10.234	-2.86
301001		1.000	0.590	11.113	-5.73
302001		0.900	0.510	11.092	-5.70
303001		0.600	0.340	11.153	-5.13
3030011		0.000	0.000	11.153	-5.13
304001		1.100	0.560	10.954	-5.39
3040011		0.000	0.000	10.954	-5.39
305001		1.200	0.650	10.770	-6.58
306001		1.300	0.740	10.711	-6.07
3060011		0.000	0.000	10.711	-6.07
307001		1.400	0.830	10.715	-5.89
3070011		0.000	0.000	10.715	-5.89
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.338	-6.77
310001		0.800	0.390	10.196	-7.62
311001		1.300	0.740	10.423	-7.09
3110011		0.000	0.000	10.423	-7.09
312001		0.500	0.260	10.428	-7.10
3120011		0.000	0.000	10.428	-7.10
313001		1.400	0.790	10.236	-8.09
314001		0.900	0.490	10.438	-6.92
3140011		0.000	0.000	10.438	-6.92
501		0.000	0.000	102.349	-4.13
502		0.000	0.000	103.106	-3.70
504		0.000	0.000	103.670	-3.45
501001		18.800	10.140	9.283	-8.71

501002	0.000	0.000	9.284	-8.72
502001	12.670	6.490	9.337	-8.57
502002	0.000	0.000	9.337	-8.57
504001	2.600	0.000	9.895	-4.98
504002	0.000	0.000	9.895	-4.98

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.899	1.925	5.892	1.909	0.007	0.015	0.031	0.212
401	402	3.573	1.384	3.568	1.374	0.004	0.010	0.019	0.235
402	404	3.568	2.069	3.564	2.062	0.004	0.007	0.021	0.192
404	4	1.346	1.256	1.346	1.255	0.001	0.001	0.009	0.097
4	403	4.287	2.643	4.275	2.622	0.012	0.021	0.025	0.481
403	2	4.275	3.202	4.274	3.199	0.001	0.003	0.027	0.068
2	100	-8.997	-5.140	-9.056	-5.272	0.059	0.131	-0.053	-1.285
2002	303	3.723	2.407	3.673	2.347	0.050	0.060	0.070	0.625
303	305	3.066	1.997	3.015	1.935	0.051	0.061	0.059	0.762
305	306	1.804	1.262	1.782	1.235	0.022	0.027	0.036	0.543
306	307	0.470	0.458	0.469	0.457	0.001	0.001	0.011	0.091
307	304	-1.600	-1.005	-1.625	-1.042	0.026	0.037	-0.032	-0.782
304	2002	-2.736	-1.583	-2.819	-1.659	0.083	0.075	-0.052	-1.240
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.371
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.371
15	15003	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.072	0.021	1.117
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.072	0.021	1.117
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.044	0.021	0.707
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.217	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.044	0.021	0.710
2	2003	6.607	4.409	6.594	3.966	0.013	0.442	0.040	3.727
2003	2002	4.245	2.693	4.239	2.581	0.006	0.112	0.026	1.527
12003	12002	0.498	0.083	0.498	0.083	0.000	0.000	0.003	0.025
12	12003	2.000	0.983	1.998	0.917	0.002	0.066	0.012	1.632
12	13	-11.924	-3.186	-12.005	-3.335	0.081	0.148	-0.069	-1.041
13	14	-38.195	-17.418	-38.901	-18.709	0.704	1.286	-0.232	-3.042
14	15	-41.520	-19.708	-41.927	-20.451	0.405	0.740	-0.247	-1.637
15	409	-48.686	-24.630	-48.764	-24.772	0.077	0.142	-0.289	-0.271
409	300	-48.764	-24.350	-50.853	-26.864	2.081	2.504	-0.288	-6.042
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.183
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.035	-0.000
314	3140011	0.549	0.308	0.549	0.302	0.001	0.005	0.011	0.183
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.295
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.295
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.274
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.051	-0.000
311	3110011	0.794	0.468	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.274
502	502001	6.371	3.983	6.330	3.246	0.041	0.735	0.042	6.365
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.439	-0.001
502	502002	6.373	3.978	6.333	3.240	0.041	0.735	0.042	6.358
504	504001	1.302	0.035	1.299	0.000	0.002	0.035	0.007	0.425
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.076	-0.000
504	504002	1.301	0.034	1.299	-0.000	0.002	0.035	0.007	0.423
12	120031	2.000	0.983	1.998	0.917	0.002	0.066	0.012	1.632
120031	120021	0.497	0.085	0.497	0.085	0.000	0.000	0.003	0.025
120021	12002	0.497	0.085	0.497	0.085	0.000	0.000	0.009	0.000
120031	120011	1.501	0.832	1.499	0.808	0.001	0.023	0.010	0.859
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.102	0.000
12003	12001	1.500	0.834	1.499	0.811	0.001	0.023	0.010	0.861
10	10001	10.490	6.565	10.478	6.255	0.012	0.309	0.068	1.610
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.748	-0.001
10	100011	10.523	6.507	10.511	6.197	0.012	0.308	0.068	1.598
307	12002	0.656	0.648	0.650	0.640	0.006	0.008	0.015	0.373
12	11	7.890	1.536	7.877	1.516	0.013	0.019	0.045	0.228

11	10	-13.325	-11.750	-13.469	-11.959	0.143	0.208	-0.099	-1.446
10	300	-34.588	-24.261	-36.309	-29.110	1.715	4.830	-0.233	-10.815
501	501001	9.444	6.123	9.391	5.073	0.053	1.046	0.063	6.145
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.663	-0.001
501	501002	9.451	6.111	9.398	5.061	0.053	1.046	0.063	6.136
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.376
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.044	-0.000
307	3070011	0.701	0.428	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.376
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.490
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.490
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.338
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.338
2002	20021	-4.238	-2.585	-4.238	-2.585	0.000	0.000	-0.079	-0.000
20033	20021	4.244	2.697	4.238	2.585	0.006	0.112	0.026	1.529
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.608	4.406	6.595	3.963	0.013	0.442	0.040	3.725
4	405	-7.796	-2.929	-7.824	-2.979	0.028	0.050	-0.042	-0.603
405	300	-16.873	-8.001	-16.886	-8.024	0.013	0.023	-0.094	-0.133
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.378
4	4003	1.647	0.833	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
200	407	7.998	3.644	7.993	3.635	0.005	0.009	0.044	0.107
407	7	5.674	2.569	5.672	2.565	0.002	0.004	0.031	0.063
7	408	3.154	1.562	3.149	1.554	0.005	0.008	0.018	0.259
408	8	3.149	2.020	3.149	2.019	0.001	0.001	0.019	0.036
8	9	-1.814	-0.660	-1.816	-0.662	0.001	0.002	-0.010	-0.115
9	100	-4.435	-1.666	-4.445	-1.680	0.010	0.014	-0.024	-0.349
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8002	80021	0.748	0.256	0.748	0.256	0.000	0.000	0.012	0.000
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
80011	8001	3.895	1.935	3.895	1.935	0.000	0.000	0.232	0.000
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
201	312	0.507	0.296	0.506	0.295	0.001	0.001	0.010	0.058
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
13	504	15.463	7.964	15.425	7.856	0.038	0.108	0.096	0.526
12002	309	1.645	0.883	1.618	0.859	0.026	0.024	0.032	0.642
2002	301	1.935	1.179	1.919	1.159	0.016	0.019	0.036	0.386
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.741
11	501	18.985	12.456	18.927	12.292	0.058	0.163	0.127	0.657
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.014	0.086
13003	13001	6.504	3.514	6.496	3.328	0.008	0.185	0.042	1.532
504	502	12.804	8.028	12.769	7.929	0.035	0.098	0.084	0.590
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.055
309	309001	0.803	0.454	0.799	0.430	0.003	0.024	0.016	0.609
309	310	0.811	0.430	0.808	0.426	0.003	0.004	0.016	0.182
14	14001	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.481
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
13	13003	10.701	6.833	10.679	6.008	0.022	0.822	0.070	4.104
13003	13002	4.175	2.494	4.172	2.494	0.003	0.000	0.028	0.057
305	305001	1.207	0.700	1.199	0.650	0.007	0.050	0.023	0.878
13002	314	0.918	0.559	0.913	0.552	0.006	0.007	0.018	0.273
310	310001	0.805	0.427	0.799	0.390	0.006	0.037	0.016	0.936
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
11	11001	2.208	1.264	2.199	1.129	0.009	0.134	0.014	3.321

1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.040
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.158
13002	313	1.425	0.872	1.410	0.859	0.014	0.013	0.029	0.388
313	313001	1.405	0.845	1.399	0.790	0.006	0.056	0.028	0.791
13002	201	1.829	1.114	1.823	1.106	0.006	0.008	0.037	0.146
201	311	1.316	0.834	1.313	0.830	0.003	0.003	0.027	0.094
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.649
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049

### Зрiк

#### ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звітнього перiоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.373 МВт / 1185.866 млн.кВт\*г

Вiдпущено потужн./ел.енерг.: 127.890 МВт / 1120.316 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г

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

Сумарнi втрати в ЛЕП: 6.401 МВт / 27.644 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.656 МВт / 5.746 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.475 МВт / 2.051 млн.кВт\*г

Сумарнi втрати в трансформаторах: 1.131 МВт / 7.797 млн.кВт\*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.531 МВт / 35.441 млн.кВт\*г (3.0%)

#### IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вiнницький енерговузол	-19.485	-8.681	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.787	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.701	-0.13
402		0.000	0.000	114.551	-0.23
404		0.000	0.000	114.359	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.301	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.261	-0.31
2	Немирiв	0.000	0.000	113.705	-0.46
403		0.000	0.000	113.774	-0.45
405		0.000	0.000	114.867	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.831	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-107.892	-66.762	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленiвка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанiвка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Iллiнцi	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Iллiнцi КС	0.000	0.000	104.080	-3.75
11	Сороки	0.000	0.000	102.569	-3.96
12	Дашiв	0.000	0.000	102.707	-3.87
13	Гайсин	0.000	0.000	103.459	-3.41
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	106.622	-2.14
15	Ладизин	0.000	0.000	108.339	-1.49
409		0.000	0.000	108.621	-1.39
301	Ковалiвка	0.000	0.000	36.002	-4.46
302	Козакiвка	0.000	0.000	35.848	-4.55
303	Чукiв	0.000	0.000	35.755	-4.57
304	Потоки	0.000	0.000	35.127	-4.68
305	Мельникiвцi	0.000	0.000	34.992	-4.95
306	Ситкiвцi	0.000	0.000	34.441	-5.20

307	Носівці	0.000	0.000	34.340	-5.22
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	33.286	-5.64
310	Гранів	0.000	0.000	33.109	-5.76
201		0.000	0.000	33.246	-6.74
311	Гайсин 35	0.000	0.000	33.154	-6.79
312	Гунча	0.000	0.000	33.189	-6.77
313	Тишківка	0.000	0.000	33.001	-6.76
314	Цук. з-д	0.000	0.000	33.120	-6.79
1001		2.300	1.300	10.689	-2.31
2003		0.000	0.000	110.092	-3.19
2002		0.000	0.000	36.379	-4.26
2001		4.700	2.540	10.525	-3.17
20033		0.000	0.000	110.094	-3.19
20021		0.000	0.000	36.379	-4.26
20011		0.000	0.000	10.525	-3.17
3001		2.200	1.310	10.650	-2.40
4003		0.000	0.000	113.166	-1.33
4002		0.000	0.000	37.870	-1.32
4001		4.800	2.320	10.791	-1.54
40031		0.000	0.000	112.924	-1.56
40021		0.000	0.000	37.870	-1.32
40011		0.000	0.000	10.791	-1.54
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.370	-4.96
100011		0.000	0.000	9.371	-4.97
11001		2.200	1.130	9.530	-6.59
12003		0.000	0.000	101.339	-5.37
12002		0.000	0.000	33.919	-5.37
12001		3.000	1.620	9.621	-6.04
120031		0.000	0.000	101.339	-5.37
120021		0.000	0.000	33.919	-5.37
120011		0.000	0.000	9.621	-6.04
13003		0.000	0.000	99.787	-6.65
13002		0.000	0.000	33.386	-6.63
13001		6.500	3.330	9.421	-7.93
14001		2.600	1.260	9.893	-5.02
15003		0.000	0.000	107.272	-2.39
15002		0.000	0.000	35.913	-2.39
15001		6.700	3.800	10.197	-2.95
150031		0.000	0.000	107.272	-2.39
150021		0.000	0.000	35.913	-2.39
150011		0.000	0.000	10.197	-2.95
301001		1.000	0.590	11.103	-5.78
302001		0.900	0.510	11.082	-5.74
303001		0.600	0.340	11.140	-5.18
3030011		0.000	0.000	11.140	-5.18
304001		1.100	0.560	10.935	-5.44
3040011		0.000	0.000	10.935	-5.44
305001		1.200	0.650	10.751	-6.64
306001		1.300	0.740	10.686	-6.13
3060011		0.000	0.000	10.686	-6.13
307001		1.400	0.830	10.686	-5.96
3070011		0.000	0.000	10.686	-5.96
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.291	-6.87
310001		0.800	0.390	10.149	-7.73
311001		1.300	0.740	10.344	-7.36
3110011		0.000	0.000	10.344	-7.36
312001		0.500	0.260	10.349	-7.37
3120011		0.000	0.000	10.349	-7.37
313001		1.400	0.790	10.155	-8.38

314001	0.900	0.490	10.359	-7.19
3140011	0.000	0.000	10.359	-7.19
501	0.000	0.000	101.966	-4.20
503	0.000	0.000	101.987	-4.17
502	0.000	0.000	102.073	-4.12
504	0.000	0.000	102.811	-3.76
501001	18.800	10.140	9.244	-8.82
501002	0.000	0.000	9.245	-8.82
502001	12.670	6.490	9.231	-9.09
502002	0.000	0.000	9.232	-9.10
503001	3.320	1.880	9.527	-6.16
503002	0.000	0.000	9.527	-6.16
504001	2.600	0.000	9.812	-5.31
504002	0.000	0.000	9.812	-5.31

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.915	1.941	5.908	1.926	0.007	0.016	0.031	0.213
401	402	3.589	1.400	3.584	1.390	0.005	0.010	0.019	0.237
402	404	3.584	2.086	3.580	2.078	0.004	0.007	0.021	0.193
404	4	1.362	1.272	1.361	1.271	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	4.341	2.696	4.329	2.674	0.012	0.022	0.026	0.489
403	2	4.329	3.254	4.328	3.251	0.002	0.003	0.027	0.069
2	100	-9.063	-5.213	-9.123	-5.346	0.060	0.133	-0.053	-1.299
2002	303	3.784	2.459	3.732	2.396	0.052	0.062	0.072	0.638
303	305	3.125	2.046	3.072	1.982	0.053	0.064	0.060	0.780
305	306	1.861	1.308	1.838	1.280	0.024	0.028	0.037	0.562
306	307	0.526	0.502	0.525	0.501	0.001	0.002	0.012	0.101
307	304	-1.651	-1.045	-1.679	-1.085	0.027	0.040	-0.033	-0.812
304	2002	-2.789	-1.626	-2.876	-1.705	0.087	0.079	-0.053	-1.269
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.033	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.372
15	15003	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.016	3.350	1.944	0.002	0.072	0.021	1.124
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.045	0.021	0.711
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.218	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.045	0.021	0.715
2	2003	6.667	4.472	6.653	4.018	0.013	0.452	0.041	3.779
2003	2002	4.305	2.745	4.299	2.630	0.006	0.115	0.027	1.558
12003	12002	0.445	0.044	0.445	0.044	0.000	0.000	0.003	0.023
12	12003	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
12	13	-9.518	-2.204	-9.570	-2.298	0.051	0.093	-0.055	-0.803
13	14	-40.733	-18.527	-41.547	-20.015	0.810	1.482	-0.249	-3.271
14	15	-44.166	-21.020	-44.631	-21.869	0.462	0.846	-0.264	-1.754
15	409	-51.390	-26.048	-51.477	-26.208	0.087	0.159	-0.307	-0.287
409	300	-51.477	-25.789	-53.824	-28.613	2.338	2.812	-0.306	-6.411
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.185
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.035	-0.000
314	3140011	0.550	0.308	0.549	0.302	0.001	0.005	0.011	0.185
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.299
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.278
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.051	-0.000
311	3110011	0.794	0.468	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.277
13	504	20.437	10.084	20.370	9.896	0.067	0.187	0.127	0.686
504	502	17.750	10.063	17.684	9.880	0.065	0.182	0.114	0.781
502	503	4.914	2.010	4.912	2.004	0.002	0.006	0.030	0.092
503	501	1.566	0.083	1.566	0.082	0.000	0.001	0.009	0.025
501	11	-17.362	-12.092	-17.413	-12.237	0.051	0.144	-0.120	-0.631
11	12	-5.583	-0.626	-5.590	-0.636	0.007	0.009	-0.032	-0.149
10	10001	10.490	6.567	10.478	6.255	0.012	0.311	0.069	1.618
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.750	-0.001

10	100011	10.523	6.509	10.511	6.197	0.012	0.310	0.069	1.606
307	12002	0.763	0.732	0.755	0.721	0.007	0.011	0.018	0.428
11	10	-14.046	-12.427	-14.208	-12.661	0.161	0.233	-0.105	-1.533
10	300	-35.327	-24.971	-37.143	-30.088	1.809	5.095	-0.240	-11.143
501	501001	9.445	6.132	9.391	5.073	0.053	1.055	0.064	6.184
501001	501002	-9.397	-5.061	-9.398	-5.061	0.000	0.000	-0.665	-0.001
501	501002	9.452	6.120	9.398	5.061	0.053	1.055	0.064	6.175
503	503001	1.664	1.021	1.659	0.940	0.005	0.080	0.011	2.691
503001	503002	-1.659	-0.939	-1.659	-0.939	0.000	0.000	-0.115	-0.000
503	503002	1.665	1.020	1.659	0.939	0.005	0.080	0.011	2.689
502	502001	6.372	4.000	6.330	3.246	0.042	0.752	0.042	6.511
502001	502002	-6.332	-3.240	-6.333	-3.240	0.000	0.000	-0.444	-0.001
502	502002	6.374	3.995	6.333	3.240	0.042	0.752	0.042	6.504
504	504001	1.302	0.036	1.299	0.000	0.002	0.035	0.007	0.444
504001	504002	-1.299	0.000	-1.299	0.000	0.000	0.000	-0.076	-0.000
504	504002	1.302	0.035	1.299	-0.000	0.002	0.035	0.007	0.443
12	120031	1.948	0.941	1.945	0.878	0.002	0.063	0.012	1.579
120031	120021	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.003	0.023
120021	12002	0.444	0.046	0.444	0.046	0.000	0.000	0.008	0.000
120031	120011	1.501	0.832	1.499	0.808	0.002	0.024	0.010	0.865
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.102	0.000
12003	12001	1.500	0.834	1.499	0.811	0.002	0.024	0.010	0.866
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.044	-0.000
307	3070011	0.701	0.428	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.377
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.013	0.492
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.339
2002	20021	-4.297	-2.634	-4.297	-2.634	0.000	0.000	-0.080	-0.000
20033	20021	4.303	2.750	4.297	2.634	0.006	0.115	0.027	1.560
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.668	4.469	6.655	4.015	0.013	0.452	0.041	3.777
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.378
4	4003	1.647	0.833	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.124
4	405	-7.835	-2.966	-7.863	-3.017	0.028	0.051	-0.042	-0.607
405	300	-16.913	-8.039	-16.925	-8.062	0.013	0.023	-0.094	-0.133
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
13002	314	0.918	0.558	0.913	0.551	0.006	0.007	0.019	0.275
313	313001	1.405	0.846	1.399	0.790	0.006	0.057	0.029	0.801
310	310001	0.805	0.428	0.799	0.390	0.006	0.038	0.016	0.942
13002	313	1.425	0.873	1.410	0.860	0.014	0.013	0.029	0.392
13002	201	1.829	1.114	1.823	1.106	0.006	0.008	0.037	0.147
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
201	312	0.507	0.296	0.506	0.295	0.001	0.001	0.010	0.059

404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.055
13003	13001	6.504	3.517	6.496	3.328	0.008	0.188	0.043	1.554
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
309	309001	0.803	0.454	0.799	0.430	0.004	0.024	0.016	0.613
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.742
12002	309	1.645	0.884	1.618	0.860	0.027	0.024	0.032	0.645
2002	301	1.935	1.179	1.919	1.160	0.016	0.019	0.036	0.386
305	305001	1.207	0.700	1.199	0.650	0.007	0.050	0.023	0.881
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.158
201	311	1.316	0.833	1.313	0.830	0.003	0.003	0.027	0.095
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.650
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.014	0.086
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
309	310	0.811	0.431	0.808	0.427	0.003	0.004	0.016	0.183
14	14001	2.610	1.431	2.598	1.259	0.011	0.171	0.016	3.511
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.040
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
13	13003	10.702	6.849	10.679	6.011	0.022	0.835	0.071	4.162
13003	13002	4.175	2.494	4.172	2.494	0.004	0.000	0.028	0.057
11	11001	2.208	1.265	2.199	1.129	0.009	0.135	0.014	3.344

---



**ДОДАТОК Г**  
**(обов'язковий)**

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА АНАЛІЗ ЗАСОБІВ  
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ**

**Метою** цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи засоби із регулювання напруги в мережі.

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

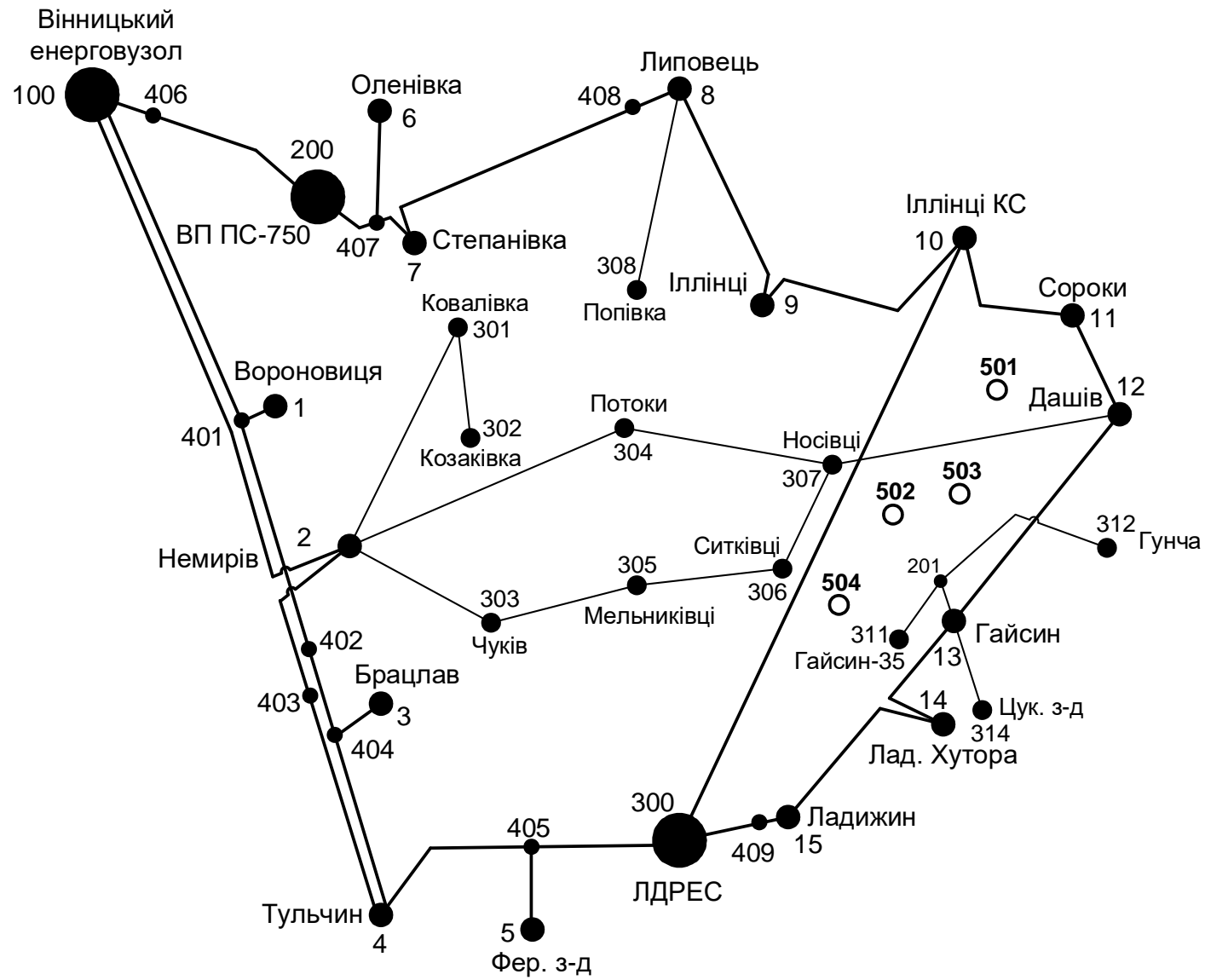
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз засобів та методів що до регулювання напруги у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої розподільчої установки.

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

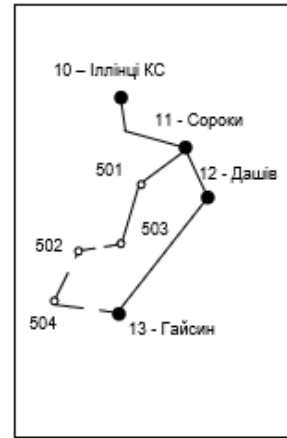
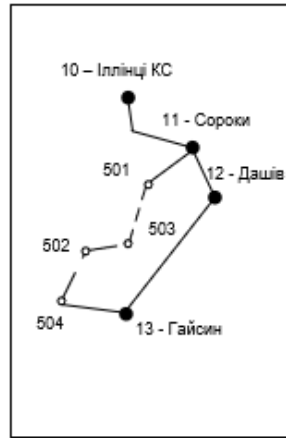
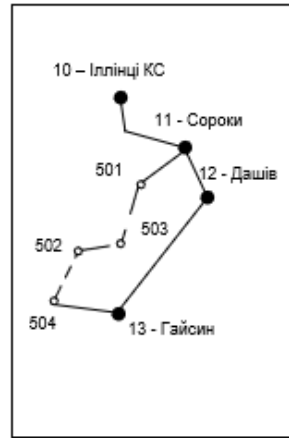
**Предметом** дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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

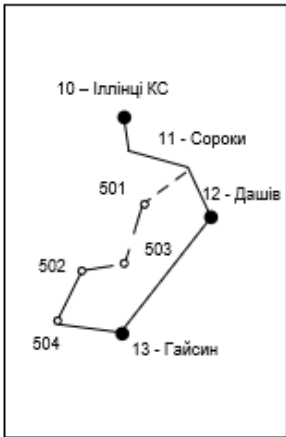
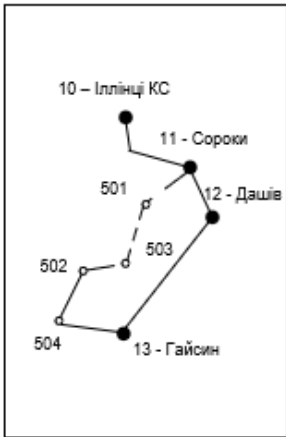
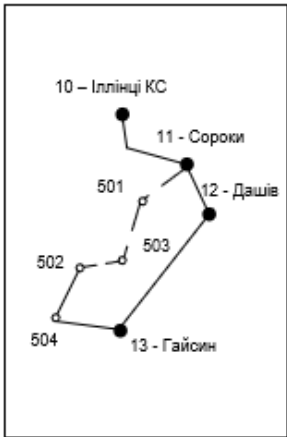
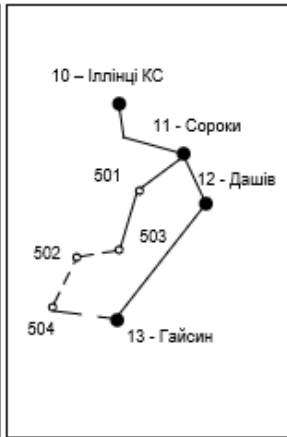
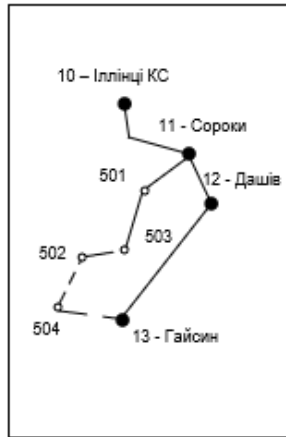
## СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



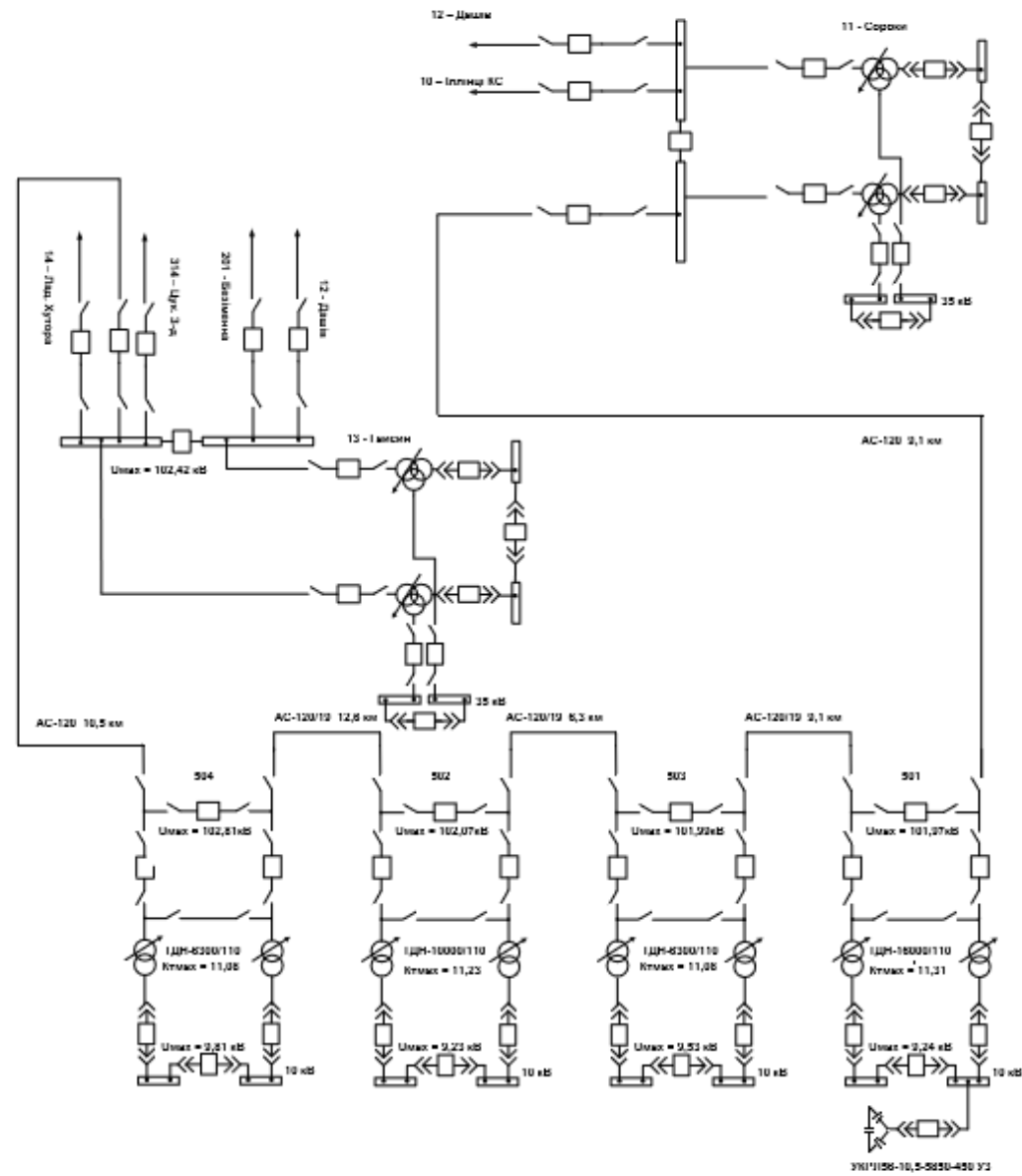
## ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на третьому році



## ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	<b>МВт</b>	37,39
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	<b>год</b>	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	<b>МВт*год</b>	127,89
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	<b>тис.грн.</b>	208 336,65
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	<b>рік</b>	8,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт</b>	7,53
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>%</b>	2,99
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	<b>МВт*год</b>	1,1185
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт*год</b>	25,44