

МА-5767

621.31
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей
експлуатації силових трансформаторів»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Гармідер А.Л.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Опонент:

О.М. Навалко

(прізвище та ініціали)

к.т.н., доц. каф. ЕЕМСК

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Гармідер Анастасії Леонідівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 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 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 382 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 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

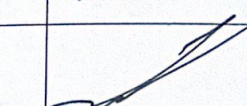
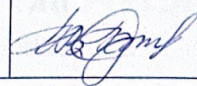
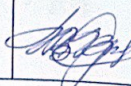
оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел.

Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної

2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генеральної електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

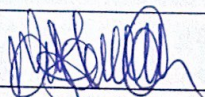
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 16.01.24	 16.06.24
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	25.01.24	вик
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	вик
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	вик
4	Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	06.04.24	30.04.24	вик
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	вик
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	вик
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	вик

Студент


(підпис)

Гармідер

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Гармідер Анастасія Леонідівна «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 98 с./ На укр. мові. рис.17, табл.20, бібліогр.27.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який виконує роботи з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами.

ANNOTATION

Garmider Anastasia « Development of a fragment of the electrical network with analysis of the features of operation of power transformers ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 98 p. fig. 17, table 20, bibl. 27

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

A study of the features of operation of power transformers was conducted.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel performing maintenance work on electrical networks with power transformers was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	11
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	11
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	14
РОЗДІЛ 2	16
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	19
РОЗДІЛ 3	24
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	24
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
РОЗДІЛ 4	32
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
РОЗДІЛ 5	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій.....	37
РОЗДІЛ 6	41
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
РОЗДІЛ 7	43
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	43
7.4. Регулювання напруги у електромережі	44
РОЗДІЛ 8.....	48
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
РОЗДІЛ 9	68
КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ.....	68
9.1 Контроль режиму роботи.....	68
9.2 Періодичні огляди	70
9.3 Контроль масла при експлуатації.....	73
РОЗДІЛ 10.....	79
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	79
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	79

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	83
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій ...	88
ВИСНОВКИ	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
Додаток А	100
Показники звіту подібності Unichesk	100
Додаток Б. Технічне завдання МКР	101
ДОДАТОК В.....	107
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	107
ДОДАТОК Г	111
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	111
ДОДАТОК Д.....	116
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ ...	116
ДОДАТОК Ж.....	120
Результати розрахунку післяаварійного режиму	120
після розвитку ЕМ.....	120
ДОДАТОК Л.....	136
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	136

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

В процесі експлуатації силових трансформаторів, незважаючи на простоту і надійність самих трансформаторів та їх монтажу, не виключають можливість пошкоджень як у трансформаторах, так і на їх з'єднаннях з вимикачами. Можливість пошкоджень і ненормальний режим роботи обумовлює необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв. При цьому враховуються багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також пожежа сталі осердя [9].

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішнім коротким замиканням і перевантаженням. У цих випадках струм в обмотках трансформатора перевищує номінальний струм. Струм який виникає називають надструмом. Особливо небезпечним є надструм зовнішнього короткого замикання. Крім цього силовий трансформатор є незамінним елементом конструкцій у всіх галузях [7,9]. **Отже**, в час відновлення енергетики, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів.

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 дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, який виконує роботи з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами.

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» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих методів експлуатації силових трансформаторів.

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, що записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

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 $a' = -2239,6$, $b' = 1,1576$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,1576T - 2239,6$$

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

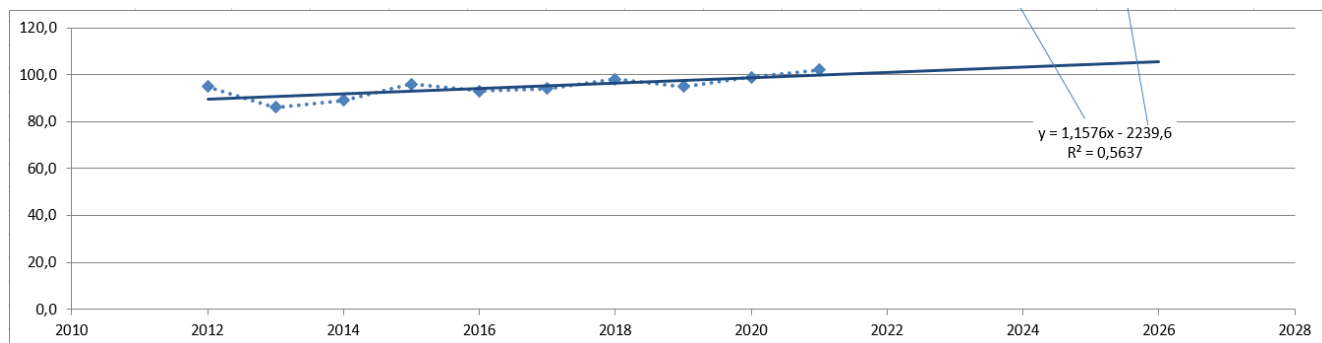


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P'_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 105,7 %, що на 5,7 % 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 A2) 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 ж наразі близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 4.87 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.92 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.39 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	1-101	102-3	10-11	201-202
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-150	АС-95
Допустимий струм, А	150	150	150	95
Розрах. струм, А	154	115	167	91

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	10	9
Напруга вузла,кВ	106,84	105,54	104,05

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 - Глибочок з рівнем напруги 106,84 кВ; вузол № 100 – Ладизинська ТЕС з рівнем напруги 110 кВ; вузол № 1 - Лукашівка з рівнем напруги 104,05 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.

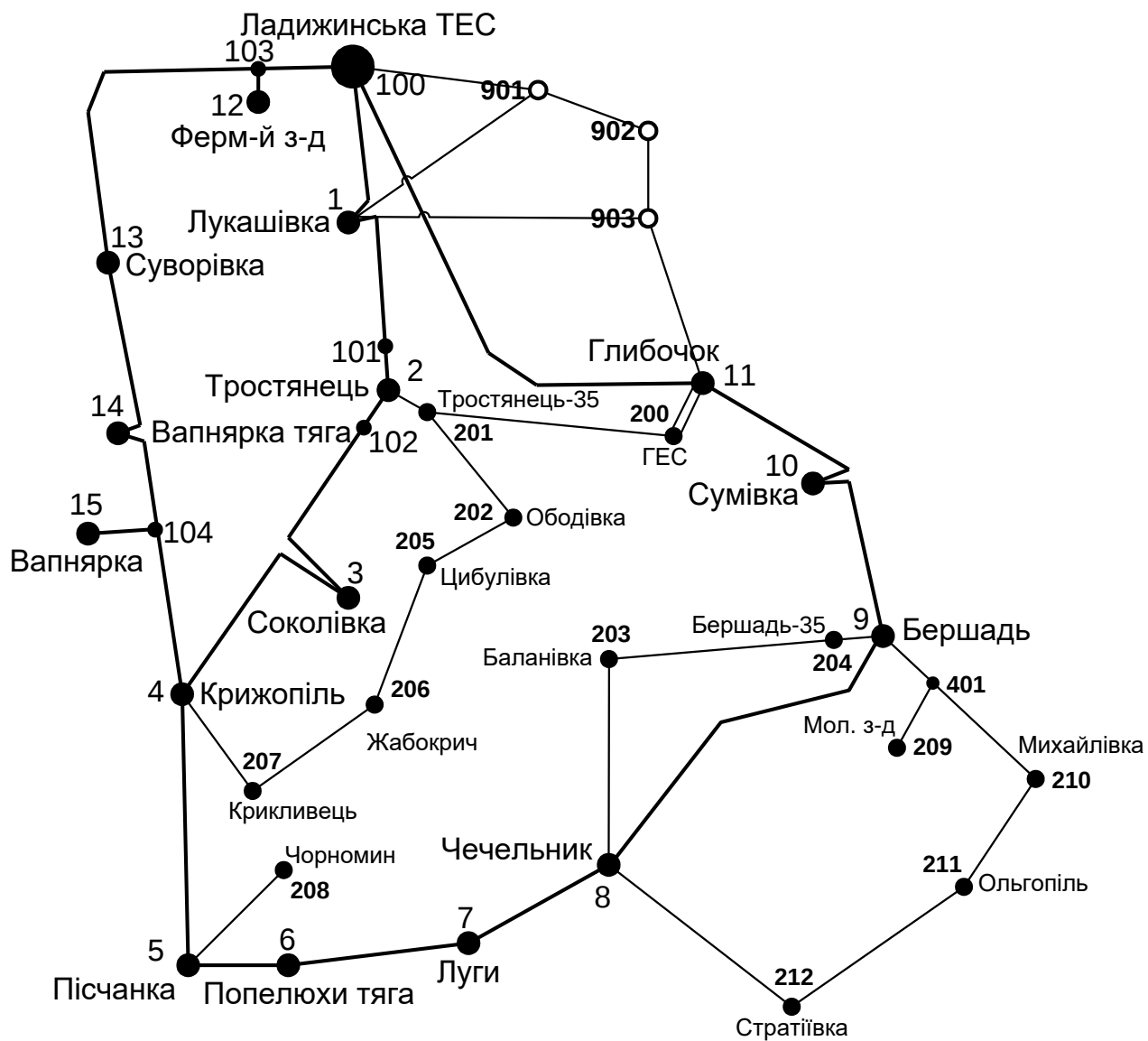


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування.

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

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

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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 проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5600$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 2,65 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 $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вклад, тис. грн/км	Питом опір, Ом/км	Коеф. а, тисяч гривень	Коеф. b, тисяч грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП при умови макс. Потужн. 10 МВт, тис. грн
100	901	2,3	11,5	110	1573,680	0,131	5791,1	1,669	5958,1
1	901	2,9	14,5	110	1573,680	0,131	7301,9	2,105	7512,4
11	903	2,1	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,524	5440,0
1	903	3,7	18,5	110	1573,680	0,131	9316,2	2,686	9584,7
901	902	1,4	7	110	1573,680	0,131	3525,0	1,016	3626,7
902	903	1,1	5,5	110	1573,680	0,131	2769,7	0,798	2849,5

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
100-901	2,3	11,5	6011,9	5932,4	6109,1	5791,1	19,198	6011,9	5967,8	6056,1
1-901	2,9	11,5	7580,2	7480,0	7702,7	7301,9	24,206	7580,2	7524,6	7635,9
11-903	2,1	11,5	5489,1	5416,6	5577,8	5287,6	17,529	5489,1	5448,8	5529,5
1-903	3,7	11,5	9671,4	9543,5	9827,6	9316,2	30,884	9671,4	9600,3	9742,4
901-902	1,4	11,5	3659,4	3611,1	3718,6	3525,0	11,686	3659,4	3632,6	3686,3
902-903	1,1	11,5	2875,3	2837,3	2921,7	2769,7	9,182	2875,3	2854,1	2896,4

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти що до лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	До в-жи на, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
100-901	2,3	11,5	6011,9	5970,0	6058,3	522,8	6011,9	5410,7	6613,1
1-901	2,9	11,5	7580,2	7527,4	7638,7	659,2	7580,2	6822,2	8338,3
11-903	2,1	11,5	5489,1	5450,8	5531,5	477,3	5489,1	4940,2	6038,1
1-903	3,7	11,5	9671,4	9603,9	9745,9	841,0	9671,4	8704,2	10638,5
901-902	1,4	11,5	3659,4	3633,9	3687,7	318,2	3659,4	3293,5	4025,4
902-903	1,1	11,5	2875,3	2855,2	2897,4	250,0	2875,3	2587,7	3162,8

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

Симплекс-метод використовується для розв'язання задач лінійного програмування. В ньому здійснюється скерований рух по опорних планах до визначення оптимального розв'язку. Ще симплекс-метод називають як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв, а також параметрів що потрібно оптимізувати з огляду на математику задача оптимізації сформулюється наступним чином:

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

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

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

- 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 дільницях 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
		100-901	1-901	11-903	1-903	901-902	902-901	902-903	903-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,64	-15,28
	902	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,67	0,01
	903	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	14,27	14,27
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		206,2	461,0	848,7	1873,1	326,9	321,9	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		14352,932
Потужності ЛЕП		26,38535	13,19268	0	0	8,654395	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		5791,143	7301,876	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16618,062
Змінні складові витрат		1162,215	366,351	0,000	0,000	76,109	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1604,675
Дисконтовані витрати, тис. грн																	18222,737

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
		100-901	1-901	11-903	1-903	901-902	902-901	902-903	903-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,64	0,00
	902	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,67	0,00
	903	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	14,27	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		263,5	581,2	664,9	1171,4	416,1	443,2	348,3	348,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		19500,000
Потужності ЛЕП		24,31045	0	14,26918	0	8,667203	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		5791,143	0,000	5287,565	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14603,752
Змінні складові витрат		986,613	0,000	310,349	0,000	76,334	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1373,296
Дисконтовані витрати, тис. грн																	15977,048

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

У таблиці на рисунку 2.2 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.3.

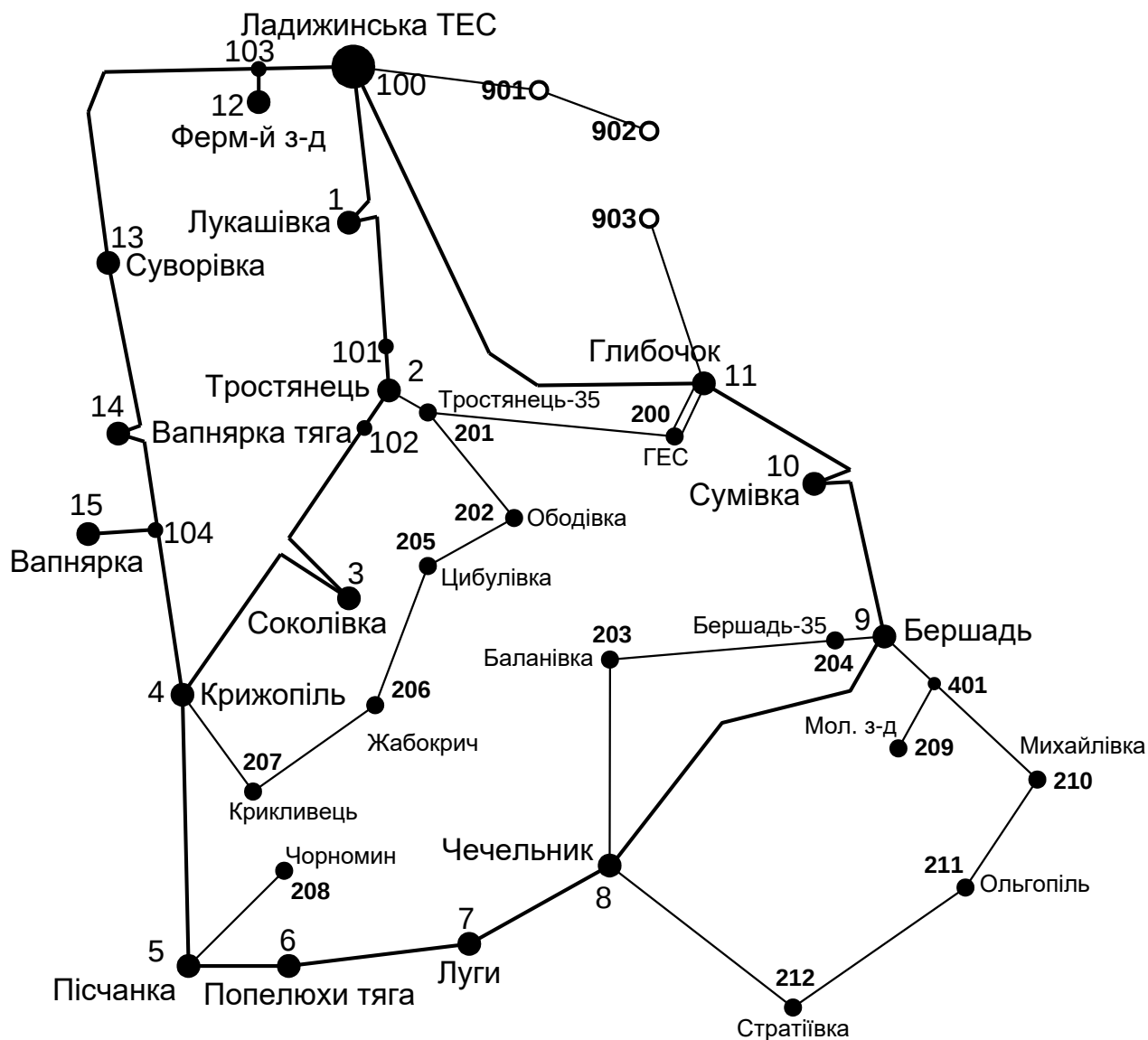


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 902-903. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

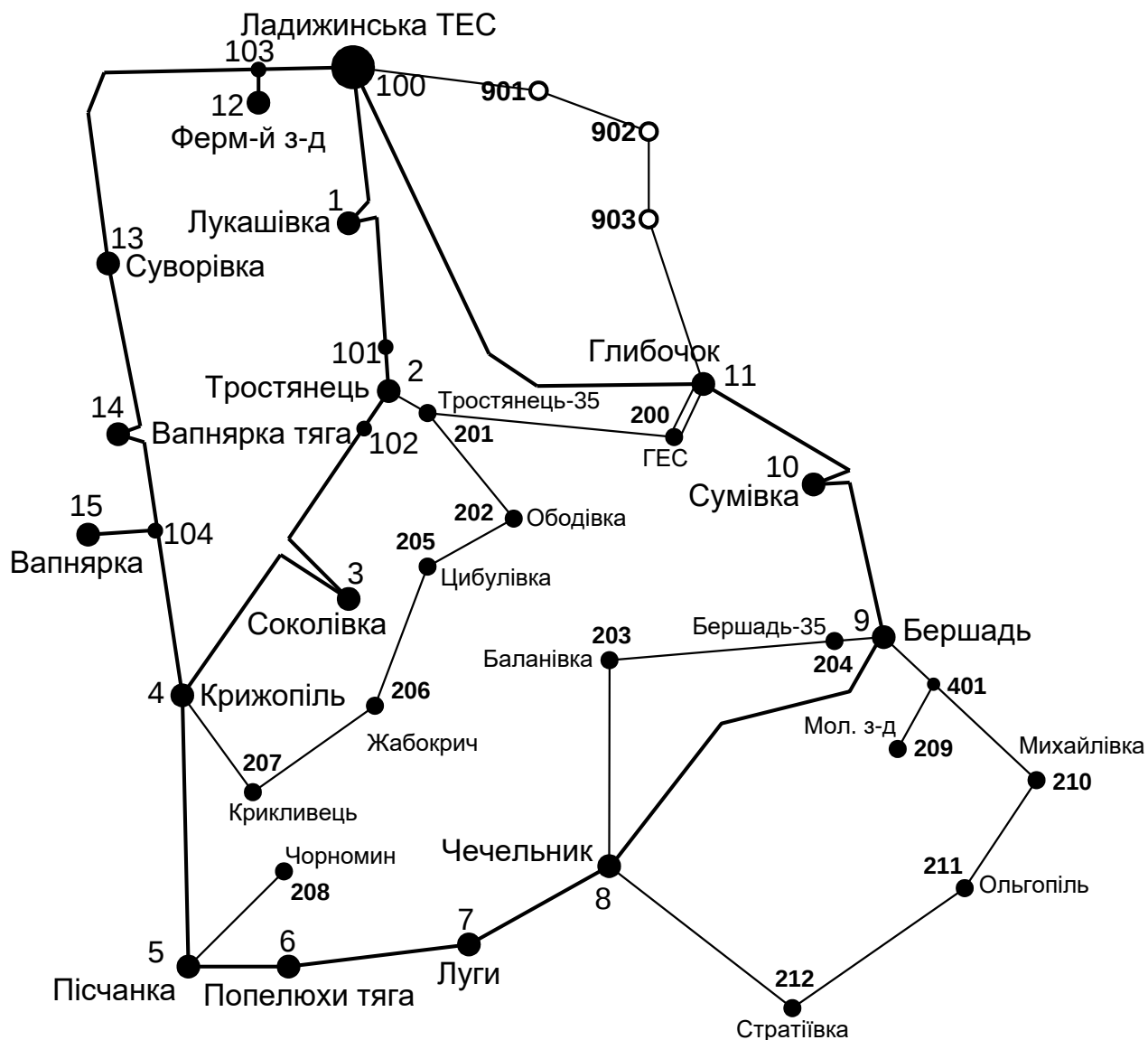


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

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 902-903 довжиною 5,5 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 із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки 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 2-х років (це вузли 901, 902, 903). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 11 та 10 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 B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

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 русі 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:

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

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

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись 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 B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

$$1) \quad \text{Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;

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: $L_{\max} \leq 20$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 901, 902, 903. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 20 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 100-901, 901-902. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{100-901} + \Delta L_{901-902} = 11,5 + 7 = 18,5 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії, що споруджується за перший рік. Обрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протягом першого року виконуються так само. Результати обрахунків показано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на першому році. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 902-903, 903-11. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	100-901	11,5	24,3	18,5	20879,91	33265,09	27720,91	27720,91
		901-902	7	8,7		12385,18			
	2	100-901	11,5	24,3	22	20879,91	39579,4	32982,83	32982,83
		903-11	10,5	14,3		18699,49			
	3	902-903	5,5	8,1	16	9726,227	28425,72	23688,1	23688,1
		903-11	10,5	14,3		18699,49			

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	902-903	5,5	8,1	16	9726,227	28425,72	23688,1	47460,99
		903-11	10,5	14,3		18699,49			
	21	901-902	7	8,7	12,5	12385,18	22111,41	18426,18	46788,86
		902-903	5,5	8,1		9726,227			
	31	100-901	11,5	24,3	18,5	20879,91	33265,09	27720,91	48337,98
		901-902	7	8,7		12385,18			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.2 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 21. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання нових підстанцій 901, 902, 903 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. 3.3.

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

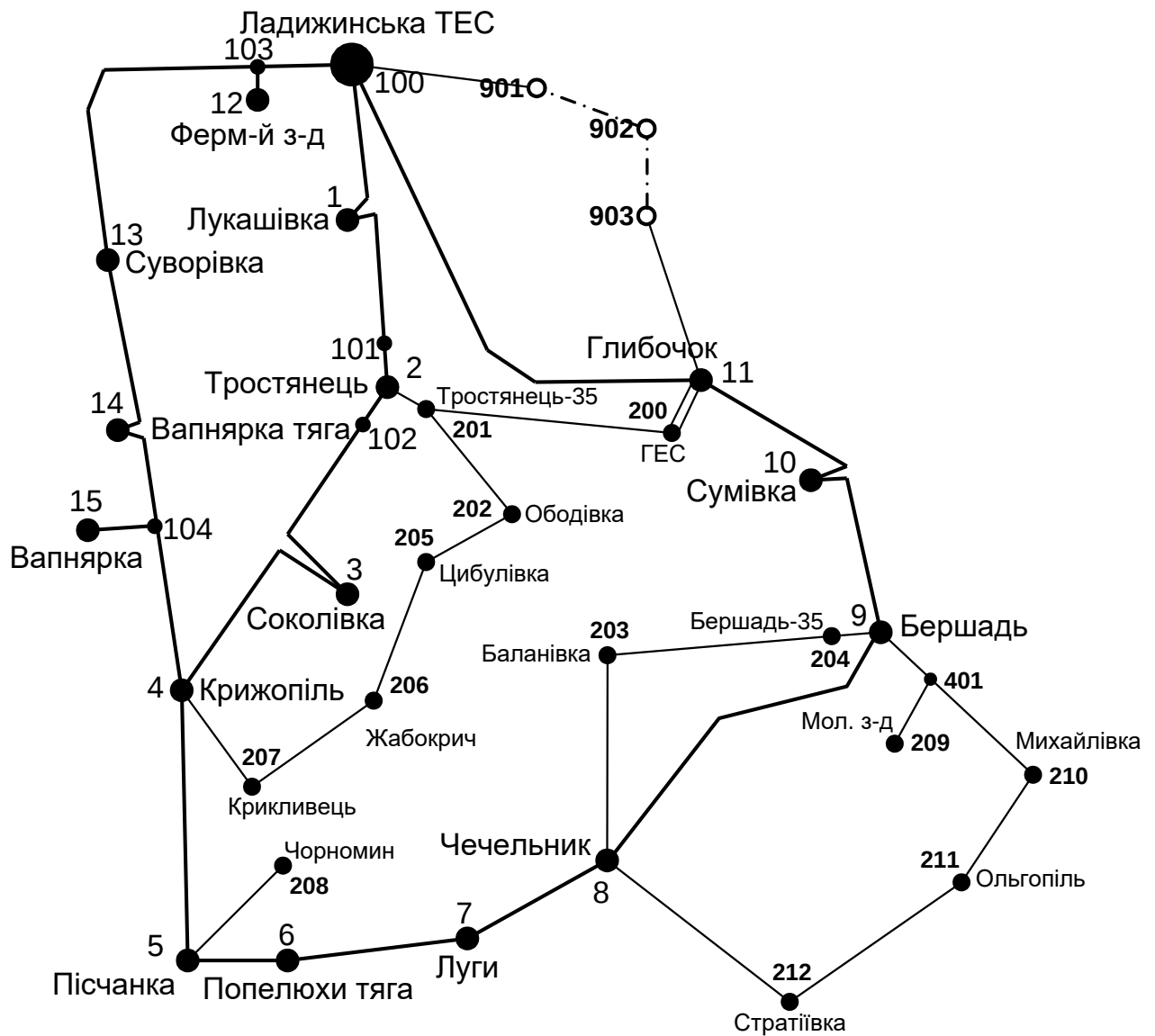


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}100-901} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{30.187}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 166.365 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}903-11} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15.393}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 84.834 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}901-902} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13.914}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 76.681 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}902-903} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.809}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37.526 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5600$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ 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.

1й – розрив лінії 100-901;

2й – розрив лінії 11-903;

3й – розрив лінії 100-901 та відсутня генерація на СЕС (903);

4й – розрив лінії 11-903 та відсутня генерація на СЕС (903);

5й – розрив лінії 901-902;

6й – розрив лінії 902-903.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
100-901	0	85.4	0	149.6	95.7	150.1	150.6	390	166.4	АС-185/19
11-903	86.6	0	150.6	0	39.1	78.5			84.8	АС-185/19
901-902	95.8	39.1	95.8	53.5	0	54.1			76.7	АС-185/19
902-903	150.1	78.5	150.1	0.5	54.1	0			37.5	АС-185/19

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-185/19.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-185/19, вирішено використовувати провід АС-185/19, 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 шести годин за добу протягом не більше п'яти 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 II-ої та III-ої категорій, допускається установлення 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 901 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{14.8}{1.4 \cdot 0.9} = 11.746 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 902, 903 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
901	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
902	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
903	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

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:

$$K_{з1.па} = \frac{16.444}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.028 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{9.318}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.932 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{13.5}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.35 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 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 після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності 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 і до 750 кВ електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 901, 902, 903 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

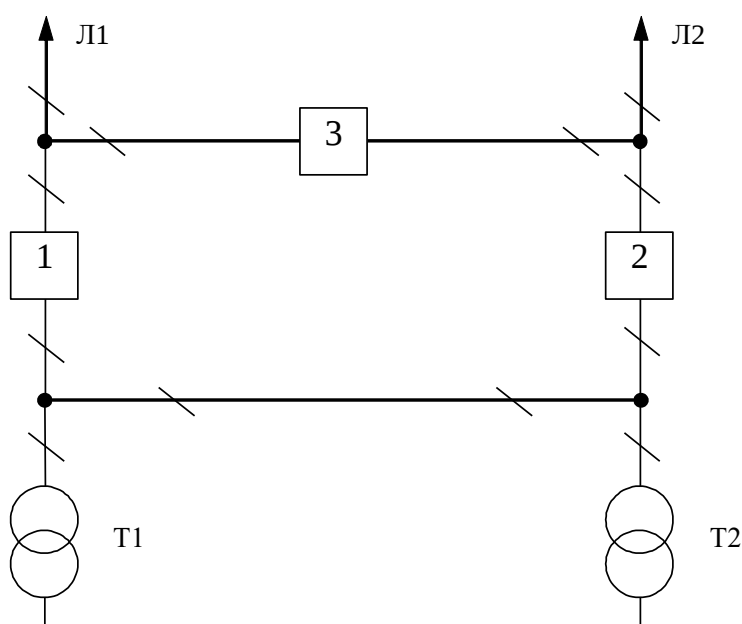


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 901, 902, 903

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 відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрано Ладжинську ТЕС (вузол 100). Тому, після реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для

розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС «Сумівка» (вузол 10) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо замінити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Дві робочі і обхідна система шин (рис 5.2).

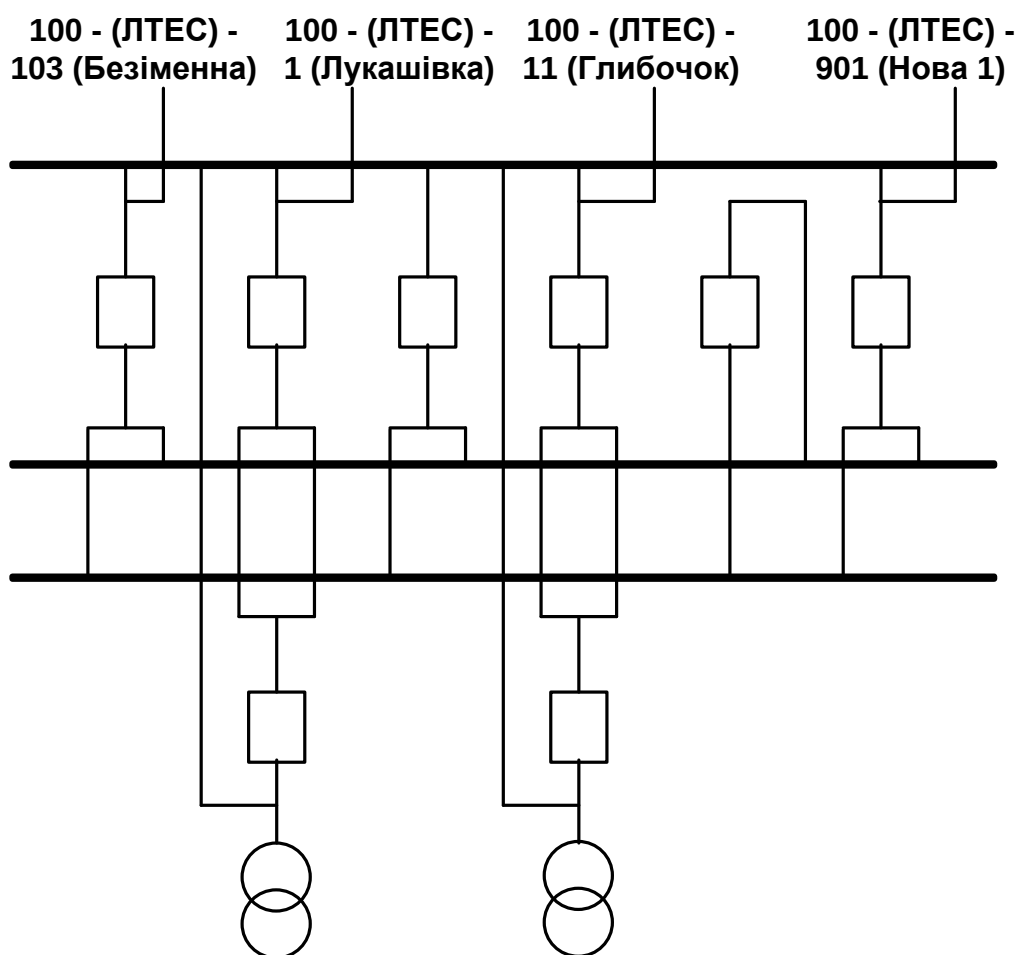


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо вузол 11, який є місцем з'єднання проводів марки АС-150 та АС-120 ліній «Ладизинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка», тому 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. Таке рішення не

приведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Ладизинська ТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» 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. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 903).

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, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_v (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:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу 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

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(АТ1,Л1), D(АТ2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, ЛЗ) - 40	ЛЗ, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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 ($Z_0 = 382$ гривень/кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 382 = 663686,8 \text{ (тис. грн.)},$$

$$W_{р\text{ік}} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$W_{р\text{ік}} = 5700 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год)},$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{р\text{ік}} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{нд} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год)}.$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{р\text{ік}}} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	663686,8

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

БАЛАНС 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 901, 902, 903 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 23 + 0,05 \cdot 23 = 21,85 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{нi}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{нi}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{нi}}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 21,85 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 21,85 \cdot 0,34 = 7,429 \text{ (МВАр)}.$$

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:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -100-901

$$Q_{\text{ЛЕП100-901}} = 108,06^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,5) = 0,383 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,383 + 0,237 + 0,185 + 0,352 = 1,157 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 13,6 = 12,92 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,92 = 1,292 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 12,92 + 1,292 - 7,429 - 1,157 = 5,626 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 12,92 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 5,626 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5,85 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 903.

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 нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих 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 балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

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

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 у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	103,87	98,79	108,94
902	103,51	98,39	108,61
903	103,37	98,24	108,48

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	7,87	6,63	9,27
902	8,47	7,44	8,71
903	7,79	6,49	9,01

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

де $U_{ВН}$ – обрахована величина робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} 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 901.

$$\Delta U_{T901} = \frac{((15,61) \cdot (4,38 / 2)) + ((7,58) \cdot (86,7 / 2))}{108,94} = 3,331 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T9016} = \frac{108,94 + 3,331}{10,5} = 10,692$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901д} = 10,692$, що відповідає 7-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН901д}} = \frac{108,94 + 3,331}{10,692} = 10,5 \text{ кВ.}$$

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 _{Тб}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Такі ж самі 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 трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
901	3,331	10,692	10,5	7	10,768	0,09
902	3,312	10,659	10,5	7	10,768	0,096
903	0,521	10,381	10,5	9	10,455	0,093

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 Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $\Pi_T = 2,65$ гривень/кВт×год; γ – 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; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_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} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_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 ΔW_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 електростанцій, тисяч гривень;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – 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:

- зведення ліній електропередач: : ЛТЕС (вузол 100) – 901 та 903 – Глибочок (вузол 11);
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 901, 903;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту ЛТЕС (вузол 100).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 901-902 та 902-903;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 902;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «ЛТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка».

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16МВА	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
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 для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,70	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження 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
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
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 резерв захисту для 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 тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10кВ та секц-го 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 заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 903):

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 площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10МВА	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
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	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
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
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження 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
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	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 будівництва підстанції (вузол 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	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)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

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 ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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 будівництва підстанції (вузол 902):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами 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
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ ³ вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
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
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
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
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (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

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції ЛТЕС (вузол 100):

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 ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця 8.6 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «ЛТЕС - Глибочок» та «Глибочок - Сумівка» (вузол 11):

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 ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 51640,477 тис. грн

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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22 = 25\,461,341 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12,5 = 14\,466,671 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 113\,508,412 + 25\,461,341 = 138\,969,341 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51\,640,477 + 14\,466,671 = 66\,107,148 \text{ (тис.грн.)}.$$

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_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень; ΔW_t – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\text{Л1}} = (25\,461,341 \cdot 0,3)/100 = 76,384 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (14\,466,671 \cdot 0,3)/100 = 43,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (113\,508,412 \cdot 3)/100 = 3405,252 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (51\,640,477 \cdot 3)/100 = 1549,214 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.6:

Таблиця 8.6 – 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:100-901, 903-11, П/ст: 901, 903	-260	-	4,61
2	ЛЕП:901-902, 902-903	-270	-	4,61

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 76,384 + 3405,252 + 4,61 \cdot 1,65 = 3489,243 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 43,4 + 1549,214 + 4,61 \cdot 1,65 = 1600,221 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 38,6 \cdot 5600 = 216160 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 16,8 \cdot 5600 = 94080 \text{ МВт·год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 216160 - 3489,243 = 39310,437 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 94080 - 1600,221 = 17027,619 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,276$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,276 = 3,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	55,4
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5600
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	310 240
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	205 076,9
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,6
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	4,61
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1087,12
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	22,28

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 3,6 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ

9.1 Контроль режиму роботи

Під час нормальної експлуатації не залежно від потужності кожен трансформатор і автотрансформатор потребує нагляду. Нагляд передбачає в собі проведення оглядів, дотримання режиму навантаження, напруги та теплового режиму. Це дозволяє зберегти ресурс і зпобігти поломок трансформаторів.

Контроль режиму роботи трансформаторів забезпечується роботою захисту і контрольно-вимірювальної апаратури, встановленої на трансформаторі. У загальному випадку режим роботи трансформатора визначається за значеннями струму, активної і реактивної потужності кожної з обмоток, а також за рівнем напруги на виводах автотрансформатора або не пов'язаних з цими виводами шин. Тепловий режим трансформатора контролюється роботою термосигналізаторів.

Навантажувальний режим трансформатора в залежності характеру навантаження змінюється протягом доби. Допускаються систематичні перевантаження, що визначаються характером добового графіка навантаження, температурою охолоджуючого середовища і недовантаженням в літню пору. Особливо уважно контролюється режим навантаження в автотрансформаторах, що мають електричний зв'язок обмоток ВН, СН. У автотрансформаторах в режимі компенсованого навантаження електропотужність передається від двох обмоток до однієї. У такому режимі потужність обмотки НН може передаватися у напрямку обмотки СН. Таке станеться, якщо до обмотки НН під'єднати генератори або синхронні компенсатори. В цьому режимі може виникнути перевантаження обмоток СН. У таких випадках-режим навантаження автотрансформаторів слід контролювати по амперметрі, що включено на суму лінійних струмів сторін високої і середньої напруг. Такий контроль у однофазних

автотрансформаторів здійснюють по амперметрі, що включено (через трансформатор струму) в нейтраль однієї з фаз. У інструкціях по експлуатації АТ вказані допустимі розподіли навантаження в різних режимах або ж граничні значення струмів щодо кожної із обмоток (включаючи струм лінійного виводу СН). У триобмоткових трансформаторах розподіл тривалих навантажень по обмоткам у будь-яких режимах мають відповідати умові, такій що жодна із обмоток не буде навантажена струмом, що перевищує номінальний.

Тепловий режим трансформатора контролюється за температурою верхніх шарів масла і по навантаженню. Нормується температура верхніх шарів масла, а знос паперової ізоляції залежить від температури найбільш нагрітої точки, допустиме значення якої приймається в залежності від виду охолодження трансформатора. При оцінці теплового стану трансформатора необхідно враховувати, що усталений тепловий стан обмотки настає через 30 - 40 хв після встановлення значення струму навантаження.

Температура верхніх шарів масла досягає нового значення у трансформаторах з природньою циркуляцією масла через 10 - 16 год. Тому при короточасних перевантаженнях судити за температурою верхніх шарів масла про дійсний тепловий режим трансформатора не можна [8].

Експлуатаційний персонал, що вивчив роботу трансформатора, по температурі масла визначає також відхилення в роботі системи охолодження. При неполадках в системі охолодження порушується відповідність між температурою верхніх шарів масла і навантаженням. В електроустановках з постійним черговим персоналом ведеться контроль навантаження із записом показань амперметра в відомість з періодичністю, встановленою місцевими інструкціями. При роботі трансформатора з перевантаженням вимір навантаження необхідно проводити частіше, і при досягненні до допустимих меж тривалості перевантаження необхідно вжити заходів з розвантаження трансформатора. В електроустановках без постійного чергування персоналу контроль навантаження проводиться з періодичністю, яка визначається місцевими інструкціями.

Контроль напруги необхідний, так як первинна напруга постійно може

змінюється в процесі експлуатації залежно від навантаження, режиму роботи електричної мережі або напруги генератора (при роботі трансформатора в блоці з генератором). Зниження напруги небажано, оскільки призводить до різних порушень у споживачів електроенергії, хоча і безпечно для трансформатора. Підвищення напруги вище нормованих значень, таке небажано як для споживачів електроенергії, так і для самого трансформатора, так як призводить до збільшення індукції в магнітопроводі, отже і до неприпустимого перегріву активної сталі. Крім того, при неприпустимому перевищенні напруга стає небезпечною для ізоляції обмоток. Чим вища підводиться напруга, тим більше число витків повинно бути включено в роботу. Тому, виходячи з режиму роботи електроустановок, автоматично або дистанційно змінюється число витків первинної обмотки.

9.2 Періодичні огляди

В електроустановках з постійним черговим персоналом огляди і контроль стану головних трансформаторів (електростанцій і підстанцій), а також трансформаторів власних потреб проводяться не рідше 1 разу на добу; інші трансформатори повинні оглядатися не рідше разу на тиждень на установках з постійним чергуванням. Не рідше ніж раз на місяць на пристроях без постійного чергування і не менше разу на 6 місяць на трансформаторних пунктах. Залежно від місцевих умов (забрудненість атмосфери; висока температура навколишнього повітря і інших кліматичних чинниках), а також при наявності недоліків у конструкції трансформатора огляди можуть проводитися частіше.

На енергопідприємствах щорічно складають графіки проведення оглядів, при цьому періодичні огляди трансформаторів пристосовуються до оглядів іншого обладнання електростанцій. Якщо виникли проблеми трансформатори піддаються частішим позачерговим оглядам. При плановому періодичному огляді перевіряють :

- Стан зовнішньої ізоляції;
- Ступінь забрудненості;

- Цілісність фарфорових покришок і опорної ізоляції,
- Водів і розрядників (при їх наявності);
- Перевіряють відсутність сторонніх предметів, що скорочують ізоляційні відстані.

Крім зовнішнього візуального огляду в денний час періодично в нічний час ведеться перевірка відсутності коронування на верхній частині вводів, причому на особливо відповідальних підстанціях цю перевірку виконують із застосуванням засобів телевізійної техніки, виявляючи місця перегріву зовнішніх елементів конструкції трансформатора (вузли приєднання вводів).

За мастиловказівниками різної конструкції визначається допустимий рівень масла в розширювачі і вводах трансформатора. Невідповідність рівня масла може бути викликано різними причинами. У кожному разі слід уважним оглядом виявити місця витоку масла. За манометром герметичних вводів перевіряється маслощільність вводів і наявність внутрішніх дефектів [3].

При огляді перевіряється наявність масла в газовому реле (через оглядове вікно), а також стан відсічного клапана на маслопроводі між газовим реле і розширювачем. Повинно бути перевірено стан запобіжного клапана на відсутність течі через нього. Перевіряють цілісність і справність манометрів і термосигналізаторів, елементи системи охолодження; визначають (використовуючи вібрографи) маслонуноси з пошкодженими підшипниками і своєчасно замінюють їх. Підвищена вібрація може привести до пошкодження крильчаток вентиляторів обдування системи охолодження. Обломана частина крильчатки пошкоджує охолоджувач, викликає текти масла. При огляді перевіряється також стан силикагеля в повітреосушувачі

По шуму, що видає трансформатор, можна фіксувати наявність в трансформаторі внутрішніх дефектів. Прослуховування трансформатора доцільно вести при короткочасному відключенні вентиляторів системи охолодження. Можливо виявлення внутрішніх дефектів по характерному потріскуванні (клацанні) в баку трансформатора при наявності неприпустимих розрядів в окремих елементах конструкції активної частини. Незадовільне закріплення

елементів на баку трансформатора викликає характерний звук. За показами манометра системи азотного захисту трансформатора визначається необхідність підживлення або ремонту дихальних гумових ємностей.

Періодично, відповідно до інструкції по експлуатації, проводиться відбір проби масла на хімічний та хроматографічний аналіз. За вмістом повітря в маслі визначають нормальний стан плівковою захисту трансформатора, а по зростанню вмісту води - якість герметизації (ущільнень). За аналізом газів визначають наявність внутрішніх ушкоджень. Перевіряється цілісність мембрани вихлопної труби. У трансформатора з порушеною мембраною з часом відбудеться неприпустиме зволоження масла, а потім і твердої ізоляції. Під час огляду, як правило, ніякі роботи не виконуються. При виявленні значного пошкодження подальший огляд переривається, дефект усувається. Тільки після цього огляд відновлюється і завершується. Його слід виконувати при строгому дотриманні правил техніки безпеки, витримуючи безпечні відстані при наближенні до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою (особливо при роботі на висоті зі сходів, наприклад при огляді газового реле).

Крім планових оглядів у екстремальних випадках (значне зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь) або після землетрусу виконують позачергові огляди. Ці огляди слід виконувати також після близьких КЗ, появи сигналу газового реле, а також при роботі трансформатора в режимі аварійної перевантаження. При тривалому перевантаженні ретельно стежать за рівнем масла в розширювачі. В експлуатації відзначені випадки спрацьовування в режимі перевантаження запобіжних клапанів в трансформаторах з плівковим захистом масла. Щоб попередити спрацьовування запобіжних клапанів при такому режимі, можливо, буде потрібно слив деякого об'єму масла з бака трансформатора. Після землетрусу слід особливо уважно обстежити фундамент і фланцеві з'єднання трансформатора з виносною системою охолодження, а пакунку ущільнення вводів 110 кВ і вище і провести зняття кругової діаграми пристроїв РПН. Контроль за станом трансформатора забезпечує його безаварійну роботу протягом всього терміну

служби. Номенклатура, періодичність проведення випробувань і вимірювань визначені нормами. Більшість випробувань і вимірювань проводять на відключеному трансформаторі. В останні 10 - 15 років велика увага приділяється як удосконаленню якості контролю стану трансформаторів шляхом застосування нових засобів і методів діагностики, так і здешевлення контролю шляхом відмови на основі техніко-економічного обґрунтування від деяких неефективних видів перевірок. Наприклад, проведений у ВНПЕ аналіз показав, що витрати на регулярні аналізи проби масла трансформаторів 1 і 2 габаритів значно перевищують збитки від деякого підвищення пошкоджуваності цих трансформаторів.

9.3 Контроль масла при експлуатації

Для виявлення можливих змін якості масла необхідно проводити його періодичний контроль. Важко установити єдині правила контролю. Це залежить від потужності і напруги трансформатора, режиму його роботи, часу знаходження в відключеному стані і т. д.

Важливо відзначити, що часто більше значення мають зміни вимірних показників в часі, ніж відхилення їх абсолютних значень від заводських (або вимірних при введенні в експлуатацію). Такі зміни вимагають прояснення ситуації розширенням обсягу випробувань або збільшення частоти їх проведення.

Інформація, яка може бути отримана в результаті контролю масла, може свідчити не тільки про стан масла, але і інших частин трансформатора і його працездатності в цілому.

Періодичність випробування масла при зберіганні трансформаторів.

У трансформаторів напругою до 35 кВ включно проба масла випробовується відповідно до вимог не рідше 1 разу на 6 місяців. У трансформаторів 110 кВ і вище масло випробовується не рідше 1 разу на 4 місяці.

У трансформаторів всіх напруг масло з бака контактора, пристрою РПН випробовується у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Періодичність випробування масла під час експлуатації трансформаторів. Для трансформаторів напругою до 35 кВ включно масло випробовується протягом першого місяця експлуатації - 3 рази в першій половині місяця і 2 рази - у другій половині. Далі масло випробовується не рідше одного разу на 4 роки, а також при комплексних випробуваннях трансформатора.

Нижче наводяться деякі дані і зауваження з випробувань проб масла, доповняючи сказане в попередніх розділах.

Відбір масла з трансформатора (для випробувань).

Необхідно бути впевненим, що масло для випробувань відібрано з достатньою ретельно і відповідає за якістю масла в трансформаторі. Бажано відбір проби зробити протягом трьох годин після відключення трансформатора, коли масло в ньому добре перемішано завдяки циркуляції і теплу.

Необхідно уникнути перемішування струменя масла в повітрі, щоб звести до мінімуму контакт з повітрям і виникнення бульбашок.

Дуже важлива чистота посуду і патрубка на баку для відбору проби, який буває забруднений, в тому числі внаслідок легкого підтікання масла. Щоб промити патрубок, рекомендується до набору проби злити масло в обсязі не менше десятикратного, необхідного для випробувань.

Рекомендується заповнювати посудину для проби через трубку. Попередньо необхідно промити посудину, заливши його повністю і зливши це масло. Необхідно, щоб всі матеріали (посудина, трубка і ін.) Не могли взаємодіяти з маслом. Кращим матеріалом є скло.

При відборі проби необхідно також дотримуватись рекомендацій ГОСТ-2255-71 і стандарту МЕК 60475 «Методи відбору проби рідких діелектриків».

Електрична міцність (пробивна напруга)

Зниження пробивної напруги може вказувати на зволоження масла і забруднення твердими частинками. Після заливки нового трансформатора в масло потрапляють такі тверді частинки, як волокна целюлозної ізоляції та інші,

частинки залишаються на активній частині трансформатора після складання. Тому рекомендується масло після заливки трансформаторів напругою 220 кВ і вище піддати додатковій фільтрації.

Під час експлуатації завдяки циркуляції масла додаткова кількість частинок потрапляє в масло, відриваючись головним чином від країв ізоляції. Фрезерування країв картонних прокладок, листів картону головною ізоляції та інших деталей може значно зменшувати кількість волокон в маслі [9].

Випробування зразка масла для визначення електричної міцності - найбільш часто проводжуване випробування.

Метод вимірювання стандартизований ГОСТ-6581-75 та ІЕС 60156. Для випробування застосовується спеціальна камера, до якої прикладається змінна напруга між двома сферичними електродами діаметром 12,5 мм. Відстань між електродами 2,5 мм. Напруга піднімається до пробою. Випробування повторюється шість разів. Пробивна напруга визначається як середнє з 6 дослідів. Стандартами пропонується проводити перемішування масла між електродами спеціальною ,чистою ,скляною паличкою кожен раз між дослідями.

Тангенс кута діелектричних втрат ($\operatorname{tg}\delta$)

Вимірювання проводять за допомогою посудини, що містить конденсатор, до якого прикладається змінна напруга 50 Гц. Вимірюється струм витоку I_v і ємнісний струм I_c . Їх відношення $I_v / I_c = \operatorname{tg}\delta$. Так як значення $\operatorname{tg}\delta$ залежить від температури, вимірювання проводять при двох значеннях температури: 70 і 90 °С. Граничні значення дані в таблицях 9.1 і 9.2

Як зазначалося раніше, підвищені значення можуть $\operatorname{tg}\delta$ бути викликані різними причинами. Сушка і фільтрація масла часто дають хороший ефект. Однак в тих випадках, коли масло сильно забруднене продуктами старіння, відновити масло до прийнятних значень $\operatorname{tg}\delta$ простими засобами не вдається. В цих випадках необхідна регенерація масла фізико-хімічними методами.

Таблиця 9.1 Граничні значення діелектричних характеристик трансформаторного масла

Показник якості	Номинальна напруга трансформатора	Гранично допустимі значення показників якості		
		Перед заливкою	Після заливки	В експлуатації
Пробивна напруга по ГОСТ 6581-75, кВ, не менше	Трансформатори :			
	До 15 квключно	30	25	20
	До 35 квключно	35	30	25
	Від 110 до 150 кВ	65	60	35
	Від 220 до 500 кВ	65	60	45
	750 кВ	70	65	55

Продовження таблиці 9.1

Тангес кута діелектричних втрат, по ГОСТ 6581-75%, не більше при температурі 70/90 °С	Силові трансформатори, високовольтні вводи 110-150 кВ 220-500 кВ 750 кВ	-/1,5 -/0,5 -/0,5	-/2,0 -/0,7 -/0,7	10/15 7/10 3/5
---	--	-------------------------	-------------------------	----------------------

Таблиця 9.2 Граничні значення вмісту вологи

Номинальна напруга, кВ	35 > UH	35 < UH < 110	110 < UH < 220	220 > UH
Граничний вміст вологи в маслі, г/т	40	35	30	25

Вміст вологи

Метод вимірювання по ГОСТ 7822-75 або методом Карла Фішера по ISO 1700.

Сушка масла до вмісту менше 20 г/т вимагає досить ефективного обґрунтування. Після першої заливки масло в трансформаторі повинно мати вміст вологи приблизно 10 г/т. Чутливість методу Фішера - 2 г/т, що вище, ніж дозволяє отримати гідрокальцевий метод по ГОСТ-7822-75. Недоліком методу Фішера є те, що він не застосовується для окислених масел, тобто як реактив взаємодіє з продуктами окислення (органічними кислотами, спиртами, фенолами). У той же час гідрокальцевий метод може давати помилки при визначенні вмісту вологи в дегазованих маслах після їх насичення повітрям. Під час визначення вмісту вологи відбувається розчинення утворюється вільного водню в маслі, що спотворює результати.

Кислотне число

Метод визначення стандартизований в ГОСТ-5985-75 та ІЕС 60296. Кислотне число виражено в мг КОН, необхідних для того, щоб нейтралізувати загальну кислотність в 1 г масла.

Граничне максимальне значення для трансформаторів в експлуатації встановлено рівним 0,25 мг КОН на 1 г масла. Зазвичай зустрічаються невисокі значення кислотності не роблять вплив на інші характеристики масла, але є показником, що характеризує старіння масла. Чим більше постаріло масло, тим вище кислотне число. При кислотному числі вище 0,5 мг КОН на 1 г масла можливі різкі зміни.

Коли кислотне число досягає такого значення, при якому подальша експлуатація пов'язана з ризиком, рекомендується замінити масло. У маслі також міститися водорозчинні кислоти. Їх визначення може проводитися за методикою, рекомендованою РД 34.43.105-89. Гранична концентрація водорозчинних кислот в олії становить 0,014 мг КОН/г масла. На практиці значення кислотного числа і кількості водорозчинних кислот дуже рідко перевищують вказані значення. Багато в чому це має місце завдяки тому, що вітчизняні трансформатори часто

забезпечуються, так званими, термосіфольними фільтрами, що містять адсорбент (зазвичай силікагель), через які циркулює масло.

Поверхневий натяг.

Метод визначення викладено в ISO 6295, ГОСТ 5985-79. Визначення полягає в оцінці сили (в мН/м), необхідної для прориву маслородяної поверхні розділу в металевому кільці в запропонованих умовах. Ця сила, пов'язана з властивостями капілярності, змінюється в залежності від складу масла і під впливом продуктів розкладання масла.

Поверхневий натяг залежить від ступеня старіння і значення кислотного числа і свідчить про що відбуваються в маслі зміни.

У таблиці 9.3 наведені рекомендовані мінімальні значення для масла в експлуатації.

Зменшення поверхневого натягу нижче запропонованих мінімальних значень свідчить про глибокі зміни фізичних і хімічних властивостей масла внаслідок його старіння. У цих випадках краще замінити масло, ніж його регенерувати.

Таблиця 9.3 Мінімальне значення поверхневого натягу для масла в експлуатації

Номінальна напруга, кВ	УН < 35	35 < УН < 70	70 < УН < 150	УН > 150
Мінімальне значення поверхневого натягу, мН/м	10	12	15	20

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розроблені заходи з охорони праці та цивільного захисту під час виконання робіт з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами. На електротехнічний персонал, який виконує роботи з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами, впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць в пожежонебезпечних зонах

До експлуатації в пожежонебезпечних зонах допускається електрообладнання, що відповідає вимогам з урахуванням показників пожежовибухонебезпеки матеріалів (рідин, пилу, волокон). В разі проведення

будь-якого виду роботи в пожежонебезпечних зонах слід виконувати вимоги відповідних нормативних документів у частині організаційних та технічних заходів, що забезпечують безпеку робіт.

Електрообладнання з частинами, що іскрять під час нормальної роботи або нагріваються понад небезпечні температури (тобто є імовірними джерелами займання) рекомендується встановлювати поза межами пожежонебезпечних зон. Для забезпечення ступеня захисту оболонок електрообладнання від проникнення пилу на рівні IP54, кришки, інші з'ємні частини оболонки і місця вводу кабелів слід ущільнювати за допомогою еластичних (гумових) прокладок, ущільнювальних кілець, сальників тощо.

Відкриті частини електричних машин, які нормально іскрять (наприклад, контактні кільця), слід розташовувати на відстані не менше 1 м від місць розміщення горючих матеріалів, або відокремлювати від них екраном з негорючого матеріалу. Переносні електричні ручні машини (електрифікований інструмент), які застосовуються в пожежонебезпечних зонах, повинні мати ступінь захисту оболонок не менше IP44.

Електроустановки в пожежонебезпечних зонах будь-яких класів в разі необхідності повинні мати апарати, що відключають частково або повністю технологічне і сантехнічне устаткування у випадках аварій і пожеж. Обсяг відключення визначається технологами і сантехніками проектною організацією і спеціалістами служб охорони праці, з урахуванням особливостей технологічного процесу. В пожежонебезпечних зонах всіх класів рекомендується використовувати силові і освітлювальні розподільчі пункти, що мають ступінь захисту оболонок IP54.

За необхідності розміщення трансформаторних і перетворювальних підстанцій в пожежонебезпечних зонах, їх встановлення слід виконувати відповідно до вимог нормативних документів.

В пожежонебезпечних зонах слід використовувати світильники, що мають ступінь захисту не менший, ніж зазначений в таблиці 7.4.3 ПВЕ. Світильники з

лампами розжарювання не повинні мати відбивачів і розсіювачів з горючих матеріалів.

В пожежонебезпечних зонах всіх класів крім захисту від струмів КЗ провідники освітлювальних мереж слід захищати від перевантажень. Крім того, від перевантажень слід захищати силові мережі, які прокладаються в пожежонебезпечних зонах складських приміщень, і в інших випадках, якщо перевантаження може виникнути за умовами технологічного процесу.

В мережах з глухозаземленою нейтраллю в пожежонебезпечних зонах всіх класів для захисту від струмів КЗ слід забезпечувати кратність струмів однофазних КЗ в кінці лінії згідно з пунктом 1.7.79 ПВЕ.

В пожежонебезпечних зонах будь-якого класу кабелі і проводи повинні мати покриття і оболонку з матеріалів, що не розповсюджують горіння.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один

додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення. Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C; якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м; для забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [6]. Нормовані параметри забруднення повітря в робочій зоні наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середньодобова	
Оксид вуглецю		20	4
Пил нетоксичний	4	4	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця [7]. Потрібно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (менша зернистість), тим вище небезпека. Планувати прибирання потрібно на час, коли устаткування вимкнене, зокрема в другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

10.2.3 Виробниче освітлення

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків: 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в» [8]. Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра. Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Нормовані параметри виробничого шуму в робочій зоні наведено в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньогометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Виробнича вібрація

На робочому місці присутня вібрація типу – За [10]. Нормовані параметри виробничої вібрації в робочій зоні наведено в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньогометричними 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, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне

погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

10.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці: Загальні енергозатрати організму (кг/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт); При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30000;

Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни. Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12.

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (% за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат

(протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня - більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Згідно державного класифікатора НС ДК019:2010: 203.3.1. НС пов'язана з сильним вітром (швидкість вітру 25 м/с і більше), охоплюючи шквали та смерчі.

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору промислового комплексу і з точки зору стійкості людей. Однією із найнебезпечніших НС для людства і навколишнього середовища є радіоактивне забруднення. В електроустановках радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути пошкодження роботи елементів схеми, що призводить до пошкодження електроустановки в цілому.

Лінії електропередачі — це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи ПЛ необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

До небезпечних метеорологічних явищ, відноситься спека, сильний вітер, смерч, пилова буря, град, злива, ожеледь, хуртовина, мороз.

Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах буревію

Буревій - вітер руйнівної сили і тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (по шкалі Бофорта - 12 балів).

Повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень.

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів виникає при швидкостях вітру 0,6-0,8 м/с; при збільшенні швидкості вітру збільшуються частота вібрації і число хвиль в прольоті, при швидкості вітру понад 5-8 м/с амплітуди вібрації настільки малі, що не небезпечні для проводу.

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії ЕМІ

При оцінці стійкості об'єкта проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання між джерелом перешкод і колами.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки [25]:

$$K_{б(в,г)} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\text{доп}}}{U_{(в,г)}} \right) \geq 40 \text{ (дБ)},$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

де $U_{\text{ж}}$ – допустиме коливання напруги .

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{вмакс}} = 12 \text{ (В/м)}.$$

Максимальна довжина струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці: $1_{\text{в}} = 1,6 \text{ (м)}$, $1_{\Gamma} = 2,1 \text{ (м)}$.

Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти :

$$\text{Процесорний блок: } U_B = E_T \cdot l_B = 12 \cdot 0,8 = 9,6 \text{ (В)},$$

$$U_T = E_B \cdot l_T = 12 \cdot 0,3 = 3,6 \text{ (кВ)}.$$

$$K_{\text{бв}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{9,6}\right) = 2,363 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{бт}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{3600}\right) = -49,119 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 10.6

Таблиця 10.6 – Дані розрахунку по різних блокам

№	Елемент РЗА	L _г , (м)	L _в , (м)	K _{бв} ,(дБ)	K _{бт} ,(дБ)	Стан об'єкта
1	Процесорний блок	0,3	0,8	2,363	-49,119	не стійкий
2	Блок живлення	0,2	1,1	-0,404	-45,597	не стійкий
3	Блок відображення	0,35	0,2	14,403	-50,458	не стійкий
4	МПК	0,12	0,36	9,298	-41,16	не стійкий
5	Блок пам'яті	1,9	1,4	-2,499	-65,151	не стійкий
6	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	0,869	-61,16	не стійкий
7	Оптична система	0,41	1,3	-1,855	-51,835	не стійкий
8	Диференціальний захист підстанцій та РП	0,24	0,42	7,36	-47,18	не стійкий
9	МСЗ(максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	0,36	0,63	4,437	-50,702	не стійкий

Так як $K_{\text{б(в,г)}} < 40\text{дБ}$, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Даний розрахунок проводиться в пункті 10.4.

10.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайних ситуацій

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах, посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Плавка дозволяє в короткий термін видалити ожеледь на десятках кілометрів ліній, попередивши небезпеку перевантаження, обриви і зближення проводів, руйнування опор і ліквідувати галоупування проводів.

Також було оцінено стійкість об'єктів до дії ЕМІ на електричну мережу та розроблено шляхи боротьби з наслідками такої дії. Для цього досліджено такі параметри, як: граничні значення експозиційних доз елементів релейного захисту та автоматики. Також досліджено вертикальну та горизонтальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти безпеки елементів релейного захисту та автоматики.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для процесорного блоку. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 10.7.

$$A_{\text{екр1}} = K_{\text{min}} - K_{\text{б.розр}} = 40 - 2,363 = 37,637 \text{ (дБ)},$$

$$T_1 = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{37,693}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,059 \text{ (см)},$$

де $k = 5,2$ (для сталі), $f = 15000$ (Гц) [26].

Таблиця 10.7 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Елемент ЕМ	$A_{\text{екр}}, (\text{дБ})$	$T_1, (\text{см})$
1	Процесорний блок	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	Блок відображення	25,597	0,04
4	МПК	30,702	0,048
5	Блок пам'яті	42,499	0,067
6	Блок прийому і передачі	39,133	0,061
7	Оптична система	41,855	0,066
8	Диференціальний захист підстанцій та РП	32,64	0,051
9	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	35,563	0,056

Для підвищення стійкості роботи ПЛЕП до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок 0,07 (см), на входах і виходах пульта управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Висновок. Також в даному розділі було оцінено стійкість роботи електричної мережі внаслідок НС метеорологічного характеру та дії ЕМІ. Для підвищення надійності роботи ЕМ необхідне встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі. Для захисту елементів релейного захисту та автоматики від дії ЕМІ необхідне встановлення захисного екрану товщиною стінок 0,7 (мм).

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 901, 902 та СЕС вузол 903. Відповідно до заданої категорії споживачів I та II 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 2 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. Так для ПС ЛТЕС (вузол 100) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Дві робочі і обхідна система шин»

Для нових п/с 901, 902, 903 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Також для вузла 11 п/с Глибочок, 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 – 4,61 МВт при сумарній отриманій активній потужності 124,10 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 205 076,9 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.276)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 3,6 років.

Якісний ремонт та використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану силових трансформаторів, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

Технічне обслуговування електрообладнання включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-попереджувального ремонту; роботи по підтриманню в потрібному стані ізоляційного середовища, в тому числі роботи з відновлення якості ізоляційного матеріалу; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного допоміжного обладнання, налаштування, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та керування.

Надійність, безперебійність і безпека роботи електрообладнання може бути забезпечена правильною системою ремонту електроустаткування експлуатуючою організацією. Такою системою є планово-попереджувальний ремонт, що представляє собою форму організації ремонту, що складається з комплексу організаційно-технічних заходів, що забезпечують виконання технічного обслуговування та профілактичного ремонту.

В розділі ” Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях“ були вирішені питання забезпечення безпеки праці персоналу, який виконує роботи з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами, з врахуванням правил техніки безпеки і безпечної експлуатації електроустановок, з дотриманням норм, які забезпечують нормальну і безпечну роботу, як для обслуговуючого персоналу, так і для електротехнічного обладнання. Для цього були запропоновані технічні рішення щодо безпечної експлуатації підстанції, технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, а також технічні рішення системи запобігання пожежі і системи протипожежного захисту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
3. В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 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. Залізняк І. Ю. Особливості технічної діагностики силових трансформаторів [Електронний ресурс] / І. Ю. Залізняк // Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 14-23 березня 2018 р. – Електрон. текст. дані. – 2018. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/4580>.
8. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
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. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

13. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

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

15. Корчмарчук В. О. Конструктивні особливості та режими роботи силових трансформаторів [Електронний ресурс] / В. О. Корчмарчук // Матеріали XLV Науково-технічної конференції ВНТУ, Вінниця, 23-24 березня 2016 р. - Електрон. текст. дані. - 2016. - Режим доступу : <http://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2016/paper/view/821>.

16. Електричні системи і мережі. Частина I [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

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

18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів

будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

21. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

22. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

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

26. Лагутін В. М. Удосконалення випробувань вимірювальних трансформаторів в умовах експлуатації [Електронний ресурс] / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. В. Нетребський // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. - 2015. - № 2. - Режим доступу : <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/444>.

27. Ольга Галяс, Анастасія Гармідер, Ольга Кушер, Ірина Московчук «ЗАСТОСУВАННЯ ПРИНЦИПУ ГАМІЛЬТОНА ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21595/17853>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Гармідер А.Л.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.007.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Гармідер А.Л.

Вінниця 2024 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 № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів;

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	17.01.24	25.01.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	06.04.24	30.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	

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 1:50000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

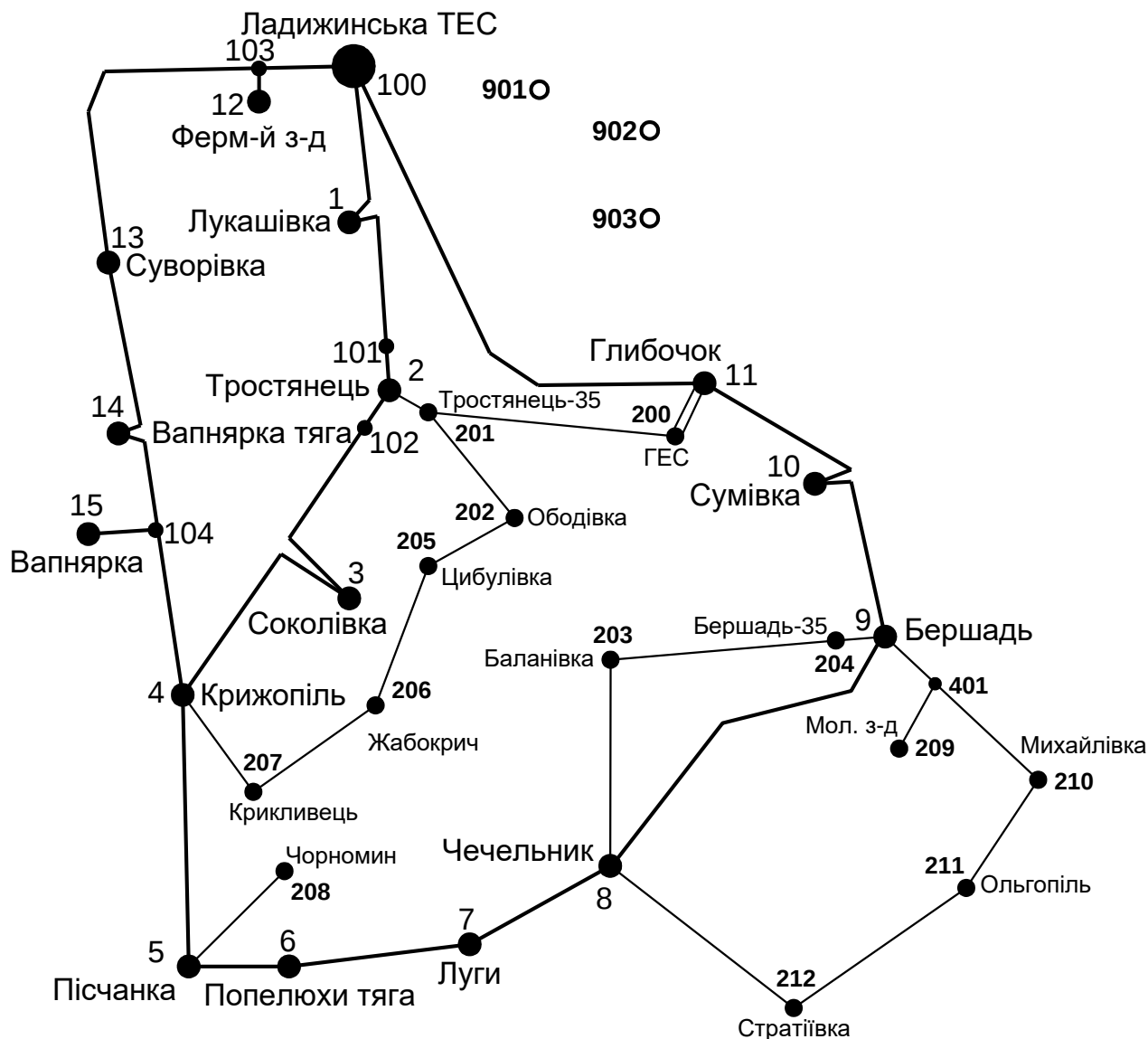


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 382 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (901)	Нова 2 (902)	СЕС 3 (903)
Навантаження, МВт	14,8	8,2	13,5
cos φ	0,9	0,88	1,00
Категорія споживачів	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	95	86	89	96	93	94	98	95	99	102

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
1	101	Лукашівка – 101	29,77	АС-150
101	2	101 – Тростянець	0,5	АС-120
2	102	Тростянець – 102	0,5	АС-120
102	3	102 – Соколівка	27,91	АС-150
3	4	Соколівка – Крижопіль	15,8	АС-150
4	5	Крижопіль – Піщанка	25,9	АС-150
5	6	Піщанка – Попелюхи тяга	11,69	АС-150
6	7	Попелюхи тяга – Луги	26,26	АС-150
7	8	Луги – Чечельник	12,05	АС-150
8	9	Чечельник – Бершадь	38,4	АС-150
100	11	Ладизинська ТЕС – Глибочок	27,0	АС-150
11	10	Глибочок – Сумівка	10,4	АС-120
10	9	Сумівка – Бершадь	13,6	АС-120
100	103	Ладизинська ТЕС – 103	2,3	АС-150
103	12	103 – Ферментний завод	0,8	АС-95
103	13	103 – Суворівка	37,46	АС-150
13	14	Суворівка – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
14	104	Вапнярка тяга – 104	7,4	АС-150
104	15	104 – Вапнярка	0,015	АС-150
104	4	104 – Крижопіль	18,4	АС-150
11	200	Глибочок – Глибочок ГЕС	2×0,3	АС-95
200	201	Глибочок ГЕС – Тростянець–35	17	АС-95
2	201	Тростянець – Тростянець–35	5,31	АС-95
201	202	Тростянець–35 – Ободівка	10,79	АС-95
202	205	Ободівка – Цибулівка	9,4	АС-95
205	206	Цибулівка – Жабокрич	18	АС-95
206	207	Жабокрич – Крикливець	11,41	АС-95
4	207	Крижопіль – Крикливець	22,4	АС-95
9	204	Бершадь – Бершадь–35	7,93	АС-120
203	204	Баланівка – Бершадь–35	19,59	АС-120
8	203	Чечельник – Баланівка	22,8	АС-95
5	208	Піщанка – Чорномин	12,3	АС-95
9	401	Бершадь – 401	4,44	АС-120
401	209	401 – Молокозавод	0,03	АС-70
401	210	401 – Михайлівка	11,2	АС-150
211	210	Ольгопіль – Михайлівка	13,9	АС-95
212	211	Стратіївка – Ольгопіль	11,6	АС-95
8	212	Чечельник – Стратіївка	14,3	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Лукашівка	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
2	Тростянець	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-10000/110/35/10	2
3	Соколівка	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1
4	Крижопіль	0,88	$4,6 + j2,48$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
5	Піщанка	0,86	$4,5 + j2,67$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Попелюхи тяга	0,85	$13,0 + j8,06$	ТДТН-40000/110/27/10	2
7	Лути	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
8	Чечельник	0,88	$5,7 + j3,08$	ТДТН-16000/110/35/10	1
9	Бершадь	0,9	$4,1 + j1,99$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
10	Сумівка	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
11	Глибочок	0,89	$3,0 + j1,54$	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
12	Ферм. 3-д	0,88	$8,7 + j4,7$	ТРДН-25000/110/10	1
13	Суворівка	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМТН-6300/110/35/10	1
14	Вапнярка тяга	0,85	$12,4 + j7,68$	ТДТН-40000/110/27/10	2
15	Вапнярка	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМН-6300/110/10	1
200	Глибочок ГЕС	0,9	$-6,4 - j3,1$		
201	Тростянець-35	0,87	$1,6 + j0,91$	ТМН-4000/35/10	2
202	Ободівка	0,89	$1,5 + j0,77$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
203	Баланівка	0,88	$1,1 + j0,59$	ТМН-2500/35/10	2
204	Бершадь-35	0,87	$2,5 + j1,42$	ТМН-6300/35/10	2
205	Цибулівка	0,86	$1,9 + j1,13$	ТМН-4000/35/10	1
206	Жабокрич	0,85	$1,8 + j1,12$	ТМН-4000/35/10	1
207	Крикливець	0,89	$1,2 + j0,61$	ТМН-2500/35/10	2
208	Чорномин	0,88	$1,6 + j0,86$	ТМН-4000/35/10	1
209	Молокозавод	0,89	$1,5 + j0,77$	ТМН-4000/35/10	1
210	Михайлівка	0,9	$1,2 + j0,58$	ТМН-4000/35/10 ТМН-1600/35/10	2
211	Ольгопіль	0,85	$1,4 + j0,87$	ТМН-2500/35/10	2
212	Стратіївка	0,88	$1,3 + j0,7$	ТМН-4000/35/10	1

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5600.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 120.002 МВт / 1051.213 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 115.430 МВт / 1011.167 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.686 МВт / 15.919 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.686 МВт / 15.919 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.534 МВт / 4.677 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.390 МВт / 1.682 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.923 МВт / 6.359 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.609 МВт / 22.279 МЛН.КВТ*Г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-94.332	-64.166	110.000	0.00
1	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	109.100	-0.25
2	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	106.074	-1.08
3	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	103.981	-1.72
4	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	102.993	-2.01
5	ПІЩАНКА	0.000	0.000	101.352	-2.46
6	ПОПЕЛЮХИ ТЯГА	0.000	0.000	100.939	-2.56
7	ЛУТИ	0.000	0.000	101.671	-2.28
8	ЧЕЧЕЛЬНИК	0.000	0.000	102.105	-2.10
9	БЕРШАДЬ	-5.000	-3.000	104.622	-1.18
11	ГЛИВОЧОК	0.000	0.000	107.514	-0.40
10	СУМІВКА	0.000	0.000	106.169	-0.76
12	ФЕРМ З-Д	0.000	0.000	109.620	-0.10
13	СУВОРІВКА	0.000	0.000	105.442	-1.30
14	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	103.857	-1.76
15	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	103.549	-1.85
200	ГЛИВОЧОК ГЕС	-6.400	-3.100	35.664	-1.63
201	ТРОСТЯНЕЦЬ-35	0.000	0.000	34.281	-2.94
202	ОБОДІВКА	0.000	0.000	33.454	-3.46
205	ЦИБУЛІВКА	0.000	0.000	32.981	-3.76
206	ЖАБОКРИЧ	0.000	0.000	32.719	-4.01
207	КРИКЛИВЕЦЬ	0.000	0.000	32.951	-3.96
204	БЕРШАДЬ-35	0.000	0.000	37.570	-5.56
203	БАЛАНІВКА	0.000	0.000	37.251	-5.85
208	ЧОРНОМИН	0.000	0.000	32.796	-4.57
401		0.000	0.000	37.724	-5.46
209	МОЛОКОЗАВОД	0.000	0.000	37.724	-5.46
210	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	37.341	-5.82
211	ОЛЬГОПІЛЬ	0.000	0.000	36.982	-6.01
212	СТРАТІІВКА	0.000	0.000	36.955	-6.05
110		2.310	1.190	10.159	-2.68
21101		0.000	0.000	102.793	-3.06
2351		0.000	0.000	34.409	-3.03
2101		4.930	2.670	9.714	-4.14
21102		0.000	0.000	102.793	-3.06
2352		0.000	0.000	34.409	-3.03
2102		0.000	0.000	9.714	-4.14
310		2.940	1.670	9.533	-5.17
41101		0.000	0.000	101.198	-3.55
4101		4.830	2.600	9.613	-4.19
4351		0.000	0.000	33.869	-3.53
41102		0.000	0.000	101.193	-3.54
4352		0.000	0.000	33.869	-3.53
4102		0.000	0.000	9.613	-4.19
51101		0.000	0.000	99.150	-4.38

5351	0.000	0.000	33.154	-4.35
5101	4.720	2.800	9.455	-4.47
51102	0.000	0.000	98.981	-4.51
5352	0.000	0.000	33.154	-4.35
5102	0.000	0.000	9.456	-4.47
61101	0.000	0.000	99.327	-3.89
6351	0.000	0.000	33.253	-3.89
6101	13.650	8.460	9.405	-4.73
61102	0.000	0.000	99.326	-3.89
6352	0.000	0.000	33.253	-3.89
6102	0.000	0.000	9.406	-4.73
710	2.310	1.190	9.425	-5.09
8110	0.000	0.000	111.495	-5.68
835	0.000	0.000	37.214	-5.91
810	5.980	3.230	10.650	-5.64
91101	0.000	0.000	113.771	-5.33
9351	0.000	0.000	37.982	-5.26
9101	4.300	2.090	10.914	-4.82
91102	0.000	0.000	114.243	-4.85
9352	0.000	0.000	37.982	-5.26
9102	0.000	0.000	10.914	-4.82
1010	3.250	1.850	9.705	-4.43
111101	0.000	0.000	106.512	-1.62
11351	0.000	0.000	35.662	-1.63
11101	3.150	1.850	10.092	-2.40
111102	0.000	0.000	106.512	-1.62
11352	0.000	0.000	35.662	-1.63
11102	0.000	0.000	10.092	-2.40
1210	9.130	4.930	9.746	-2.53
13110	0.000	0.000	100.910	-4.80
1310	2.940	1.670	9.407	-6.94
1335	0.000	0.000	33.783	-4.80
141101	0.000	0.000	102.374	-2.96
14101	13.020	8.060	9.704	-3.71
141102	0.000	0.000	102.374	-2.96
14102	0.000	0.000	9.705	-3.71
1510	2.830	1.610	9.506	-5.19
201101	1.680	0.960	10.650	-3.83
201102	0.000	0.000	10.650	-3.83
202101	1.570	0.810	10.431	-4.14
202102	0.000	0.000	10.431	-4.14
203101	1.150	0.620	11.599	-6.55
203102	0.000	0.000	11.599	-6.55
204101	2.620	1.490	11.698	-6.30
204102	0.000	0.000	11.698	-6.30
20510	1.990	1.190	10.037	-6.08
20610	1.890	1.180	9.958	-6.24
207101	1.260	0.640	10.227	-4.95
207102	0.000	0.000	10.227	-4.95
20810	1.680	0.900	10.055	-6.56
20910	1.570	0.640	11.694	-6.86
210101	1.260	0.640	11.627	-6.59
210102	0.000	0.000	11.627	-6.59
211101	1.470	0.910	11.467	-6.92
211102	0.000	0.000	11.467	-6.92
21210	1.360	0.730	11.436	-7.30
14271	0.000	0.000	24.480	-2.96
14272	0.000	0.000	24.480	-2.96
101	0.000	0.000	106.125	-1.07
102	0.000	0.000	106.038	-1.10
103	0.000	0.000	109.659	-0.10
104	0.000	0.000	103.549	-1.85
901	15.640	7.580	109.498	-0.26
903	-14.270	0.000	107.701	-0.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, KA	DU, KB
100	1	25.599	16.840	25.462	16.591	0.136	0.248	0.161	0.901
1	101	23.135	15.829	22.722	15.074	0.411	0.752	0.148	2.993
101	2	22.722	15.541	22.715	15.528	0.007	0.013	0.150	0.051
2	102	17.226	10.558	17.223	10.551	0.004	0.007	0.110	0.037
102	3	17.223	10.988	17.005	10.590	0.217	0.396	0.111	2.085
3	4	14.041	9.258	13.954	9.100	0.087	0.158	0.093	1.004
4	5	13.482	9.643	13.341	9.385	0.140	0.257	0.093	1.671
5	6	6.857	5.568	6.839	5.534	0.019	0.034	0.050	0.420
6	7	-6.891	-3.544	-6.924	-3.604	0.032	0.059	-0.044	-0.752
7	8	-9.251	-4.458	-9.277	-4.505	0.026	0.047	-0.058	-0.445
8	9	-16.292	-8.412	-16.553	-8.888	0.259	0.474	-0.104	-2.563
9	10	-24.589	-13.382	-24.852	-13.763	0.262	0.379	-0.154	-1.560
10	11	-28.129	-15.606	-28.387	-15.979	0.257	0.372	-0.175	-1.351

11	100	-17.003	-16.440	-17.278	-16.942	0.273	0.500	-0.127	-2.489
11	111101	1.091	0.446	1.090	0.419	0.001	0.027	0.006	1.041
111101	11351	-0.129	-0.318	-0.129	-0.318	0.000	0.000	-0.002	-0.010
11351	200	-0.332	-0.822	-0.332	-0.822	0.000	0.000	-0.014	-0.002
200	201	6.064	2.307	5.878	2.084	0.185	0.223	0.105	1.413
201	2351	-0.501	-1.658	-0.505	-1.664	0.004	0.005	-0.029	-0.125
21101	2351	0.254	0.826	0.253	0.826	0.000	0.000	0.005	0.011
2	21101	2.727	2.391	2.720	2.224	0.006	0.166	0.020	3.409
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.353
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.350
2	21102	2.727	2.391	2.721	2.224	0.006	0.166	0.020	3.409
21102	2352	0.252	0.829	0.252	0.829	0.000	0.000	0.005	0.011
2352	2351	0.252	0.829	0.252	0.829	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.685	2.731	4.596	2.624	0.089	0.107	0.091	0.843
202	205	3.012	1.742	2.978	1.701	0.033	0.040	0.060	0.484
205	206	0.971	0.401	0.965	0.394	0.006	0.007	0.018	0.270
206	207	-0.941	-0.886	-0.947	-0.893	0.006	0.007	-0.023	-0.233
207	4351	-2.218	-1.556	-2.268	-1.616	0.050	0.060	-0.047	-0.933
41101	4351	0.580	0.405	0.580	0.405	0.000	0.000	0.004	0.029
4	41101	2.008	1.251	2.005	1.176	0.003	0.075	0.013	1.925
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.773
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.764
4	41102	5.100	3.267	5.094	3.075	0.005	0.191	0.034	1.930
41102	4352	1.689	1.175	1.688	1.175	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.688	1.175	1.688	1.175	0.000	0.000	0.035	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.289
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
11351	11352	0.203	0.505	0.203	0.505	0.000	0.000	0.009	0.000
111102	11352	-0.203	-0.505	-0.203	-0.505	0.000	0.000	-0.003	-0.009
11	111102	1.732	0.710	1.730	0.667	0.002	0.043	0.010	1.041
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.047
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.048
9	91101	5.452	3.303	5.432	2.775	0.020	0.526	0.035	4.914
91101	9351	6.854	3.132	6.831	3.132	0.023	0.000	0.038	0.304
9351	9352	-1.791	-1.573	-1.791	-1.573	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.792	1.596	1.791	1.573	0.001	0.024	0.012	0.859
9	91102	7.541	4.714	7.521	4.056	0.020	0.655	0.049	4.426
91102	9102	5.729	2.460	5.721	2.460	0.008	0.000	0.031	0.131
9102	9101	5.721	2.460	5.720	2.460	0.000	0.000	0.329	0.001
91101	9101	-1.422	-0.358	-1.423	-0.371	0.001	0.014	-0.007	-0.419
9351	401	4.600	2.456	4.577	2.423	0.023	0.033	0.079	0.269
401	210	2.996	1.726	2.977	1.690	0.020	0.036	0.053	0.404
210	211	1.705	1.013	1.692	0.997	0.013	0.016	0.031	0.370
211	212	0.208	0.045	0.208	0.045	0.000	0.000	0.003	0.029
212	835	-1.162	-0.716	-1.168	-0.724	0.006	0.008	-0.021	-0.266
8110	835	0.989	0.653	0.989	0.646	0.000	0.006	0.006	0.383
8	8110	6.993	4.483	6.975	3.880	0.018	0.600	0.047	4.402
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
835	203	-0.179	-0.005	-0.180	-0.006	0.000	0.000	-0.003	-0.042
203	204	-1.341	-0.619	-1.349	-0.631	0.008	0.012	-0.023	-0.335
204	9351	-3.991	-2.228	-4.023	-2.274	0.032	0.046	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.394
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.393
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.557
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.557
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.395
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.395
61102	6102	6.836	4.352	6.831	4.209	0.005	0.143	0.047	1.095
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.492	0.001
61101	6101	6.817	4.389	6.811	4.245	0.005	0.143	0.047	1.102
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	61102	6.833	4.602	6.827	4.371	0.005	0.230	0.047	1.741
6	61101	6.832	4.602	6.826	4.370	0.005	0.230	0.047	1.741
51101	5351	2.222	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.068	0.511	0.068	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118

5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.313	0.000
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.309
5	51101	2.426	1.518	2.422	1.405	0.004	0.113	0.016	2.398
5	51102	4.020	2.591	4.014	2.389	0.006	0.202	0.027	2.584
4	104	-6.677	-4.438	-6.701	-4.481	0.023	0.043	-0.045	-0.565
104	14	-9.554	-6.003	-9.572	-6.036	0.018	0.034	-0.063	-0.314
14	13	-22.673	-14.818	-22.897	-15.228	0.223	0.409	-0.150	-1.606
13	103	-25.867	-16.573	-26.535	-17.795	0.665	1.217	-0.168	-4.244
103	100	-35.715	-22.768	-35.787	-22.899	0.072	0.131	-0.223	-0.341
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.995
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.454	-0.001
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.988
14	141102	6.516	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.043	1.571
14	141101	6.515	4.347	6.510	4.150	0.005	0.197	0.043	1.571
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.519
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.151
7	710	2.319	1.342	2.309	1.189	0.010	0.153	0.015	3.436
5351	208	1.708	1.011	1.693	0.994	0.014	0.017	0.035	0.367
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
208	20810	1.688	0.981	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.905
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.858
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.925
209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.610
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
11	903	-14.237	-0.105	-14.261	-0.173	0.024	0.068	-0.076	-0.190
10	1010	3.268	2.148	3.248	1.849	0.020	0.298	0.021	4.999
206	20610	1.901	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.141
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.655
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.673
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.002
100	901	15.668	7.485	15.630	7.379	0.037	0.105	0.091	0.504

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.149 МВт / 1131.342 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.100 МВт / 1087.116 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.173 МВт / 18.021 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.173 МВт / 18.021 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.481 МВт / 4.214 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.436 МВт / 1.882 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.917 МВт / 6.096 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.089 МВт / 24.118 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-103.479	-70.945	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	104.053	-0.28
2	Тростянець	0.000	0.000	100.878	-1.21
3	Соколівка	0.000	0.000	98.681	-1.91
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.652	-2.24
5	Піщанка	0.000	0.000	95.983	-2.76
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	95.580	-2.88
7	Луги	0.000	0.000	96.438	-2.60
8	Чечельник	0.000	0.000	96.938	-2.42
9	Бершадь	-5.000	-3.000	99.741	-1.44
11	Глибочок	0.000	0.000	102.907	-0.64
10	Сумівка	0.000	0.000	101.438	-1.00
12	Ферм З-д	0.000	0.000	104.600	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	100.196	-1.43
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.536	-1.95
15	Вапнярка	0.000	0.000	98.217	-2.05
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	34.021	-1.96
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.518	-3.32
202	Ободівка	0.000	0.000	31.633	-3.89
205	Цибулівка	0.000	0.000	31.124	-4.22
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.836	-4.48
207	Крикливець	0.000	0.000	31.077	-4.42
204	Бершадь-35	0.000	0.000	35.553	-6.29
203	Баланівка	0.000	0.000	35.210	-6.60
208	Чорномин	0.000	0.000	30.924	-5.12
401		0.000	0.000	35.718	-6.18
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.717	-6.18
210	Михайлівка	0.000	0.000	35.309	-6.58
211	Ольгопіль	0.000	0.000	34.924	-6.79
212	Стратіївка	0.000	0.000	34.892	-6.82
110		2.310	1.190	9.661	-2.96
21101		0.000	0.000	97.525	-3.42
2351		0.000	0.000	32.645	-3.40
2101		4.930	2.670	9.203	-4.62

21102	0.000	0.000	97.525	-3.42
2352	0.000	0.000	32.645	-3.40
2102	0.000	0.000	9.203	-4.62
310	2.940	1.670	8.999	-5.77
41101	0.000	0.000	95.751	-3.95
4101	4.830	2.600	9.088	-4.67
4351	0.000	0.000	32.045	-3.94
41102	0.000	0.000	95.745	-3.95
4352	0.000	0.000	32.045	-3.94
4102	0.000	0.000	9.088	-4.67
51101	0.000	0.000	93.633	-4.91
5351	0.000	0.000	31.305	-4.88
5101	4.720	2.800	8.926	-5.01
51102	0.000	0.000	93.457	-5.05
5352	0.000	0.000	31.305	-4.88
5102	0.000	0.000	8.926	-5.01
61101	0.000	0.000	93.863	-4.37
6351	0.000	0.000	31.424	-4.37
6101	13.650	8.460	8.877	-5.31
61102	0.000	0.000	93.863	-4.37
6352	0.000	0.000	31.424	-4.37
6102	0.000	0.000	8.877	-5.31
710	2.310	1.190	8.906	-5.74
8110	0.000	0.000	105.372	-6.40
835	0.000	0.000	35.163	-6.67
810	5.980	3.230	10.064	-6.36
91101	0.000	0.000	107.843	-6.04
9351	0.000	0.000	35.991	-5.95
9101	4.300	2.090	10.350	-5.47
91102	0.000	0.000	108.357	-5.50
9352	0.000	0.000	35.992	-5.95
9102	0.000	0.000	10.350	-5.47
1010	3.250	1.850	9.227	-5.04
111101	0.000	0.000	101.604	-1.95
11351	0.000	0.000	34.019	-1.96
11101	3.150	1.850	9.618	-2.81
111102	0.000	0.000	101.604	-1.95
11352	0.000	0.000	34.019	-1.96
11102	0.000	0.000	9.618	-2.81
1210	9.130	4.930	9.273	-2.78
13110	0.000	0.000	95.328	-5.34
1310	2.940	1.670	8.857	-7.75
1335	0.000	0.000	31.914	-5.34
141101	0.000	0.000	96.961	-3.28
14101	13.020	8.060	9.181	-4.12
141102	0.000	0.000	96.961	-3.28
14102	0.000	0.000	9.182	-4.12
1510	2.830	1.610	8.970	-5.79
201101	1.680	0.960	10.089	-4.31
201102	0.000	0.000	10.089	-4.31
202101	1.570	0.810	9.853	-4.65
202102	0.000	0.000	9.853	-4.66
203101	1.150	0.620	10.951	-7.39
203102	0.000	0.000	10.951	-7.39
204101	2.620	1.490	11.058	-7.12
204102	0.000	0.000	11.058	-7.12
20510	1.990	1.190	9.431	-6.84
20610	1.890	1.180	9.343	-7.00
207101	1.260	0.640	9.630	-5.54
207102	0.000	0.000	9.630	-5.54
20810	1.680	0.900	9.450	-7.36
20910	1.570	0.640	11.053	-7.75
210101	1.260	0.640	10.982	-7.44
210102	0.000	0.000	10.982	-7.44
211101	1.470	0.910	10.810	-7.81
211102	0.000	0.000	10.810	-7.81
21210	1.360	0.730	10.777	-8.23
14271	0.000	0.000	23.185	-3.28
14272	0.000	0.000	23.185	-3.28
101	0.000	0.000	100.931	-1.19
102	0.000	0.000	100.840	-1.22

103	0.000	0.000	104.640	-0.11
104	0.000	0.000	98.217	-2.05
901	15.640	7.580	103.873	-0.38
903	-14.270	0.000	103.370	-0.40
902	8.670	4.680	103.508	-0.44

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.744	16.901	25.593	16.625	0.151	0.275	0.169	0.948
1	101	23.266	15.799	22.809	14.963	0.455	0.832	0.156	3.143
101	2	22.809	15.385	22.801	15.371	0.008	0.014	0.157	0.054
2	102	17.249	10.547	17.245	10.539	0.004	0.008	0.116	0.039
102	3	17.245	10.934	17.004	10.495	0.240	0.438	0.117	2.191
3	4	14.039	9.073	13.944	8.899	0.095	0.173	0.098	1.049
4	5	13.491	9.043	13.340	8.768	0.150	0.274	0.096	1.706
5	6	6.855	4.867	6.836	4.833	0.019	0.034	0.050	0.412
6	7	-6.890	-4.350	-6.930	-4.424	0.040	0.073	-0.049	-0.880
7	8	-9.257	-5.345	-9.288	-5.402	0.031	0.057	-0.064	-0.513
8	9	-16.308	-9.400	-16.612	-9.956	0.303	0.554	-0.112	-2.857
9	10	-24.661	-14.731	-24.966	-15.172	0.304	0.440	-0.166	-1.713
10	11	-28.244	-17.074	-28.542	-17.505	0.296	0.429	-0.188	-1.479
11	100	-17.616	-11.061	-17.848	-11.485	0.231	0.422	-0.117	-2.099
11	111101	1.084	0.565	1.083	0.533	0.001	0.032	0.007	1.356
111101	11351	-0.136	-0.207	-0.136	-0.207	0.000	0.000	-0.001	-0.011
11351	200	-0.351	-0.534	-0.351	-0.534	0.000	0.000	-0.011	-0.001
200	201	6.045	2.592	5.835	2.340	0.209	0.251	0.111	1.538
201	2351	-0.566	-1.483	-0.570	-1.488	0.004	0.005	-0.028	-0.124
21101	2351	0.286	0.739	0.286	0.739	0.000	0.000	0.005	0.013
2	21101	2.760	2.327	2.753	2.144	0.007	0.181	0.021	3.505
21101	2101	2.467	1.406	2.463	1.336	0.004	0.070	0.017	1.444
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.175	-0.000
21102	2102	2.469	1.403	2.464	1.332	0.004	0.070	0.017	1.442
2	21102	2.760	2.327	2.754	2.144	0.007	0.181	0.021	3.505
21102	2352	0.285	0.742	0.285	0.742	0.000	0.000	0.005	0.013
2352	2351	0.285	0.742	0.285	0.742	0.000	0.000	0.014	0.000
201	202	4.708	2.809	4.607	2.687	0.101	0.121	0.097	0.903
202	205	3.024	1.807	2.985	1.761	0.038	0.046	0.064	0.521
205	206	0.977	0.443	0.970	0.435	0.007	0.008	0.020	0.298
206	207	-0.938	-0.862	-0.944	-0.870	0.006	0.008	-0.024	-0.243
207	4351	-2.215	-1.537	-2.270	-1.604	0.055	0.067	-0.050	-0.985
41101	4351	0.581	0.402	0.580	0.402	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.009	1.260	2.006	1.176	0.003	0.084	0.014	2.054
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.750	0.002	0.024	0.010	0.827
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.246	-0.000
41102	4102	3.406	1.906	3.403	1.848	0.002	0.057	0.023	0.818
4	41102	5.102	3.289	5.097	3.075	0.006	0.214	0.036	2.060
41102	4352	1.691	1.169	1.690	1.169	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.690	1.169	1.690	1.169	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.484
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.042	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.484
202	202101	0.612	0.320	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.310
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.063	-0.000
202	202102	0.960	0.517	0.958	0.500	0.002	0.017	0.020	0.310
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.017	0.452
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.055	-0.000
201	201102	0.842	0.500	0.840	0.480	0.002	0.021	0.017	0.452
11351	11352	0.215	0.329	0.215	0.329	0.000	0.000	0.007	0.000
111102	11352	-0.215	-0.329	-0.215	-0.329	0.000	0.000	-0.002	-0.011
11	111102	1.721	0.898	1.719	0.847	0.002	0.050	0.011	1.356
111102	11102	1.933	1.176	1.931	1.135	0.003	0.041	0.013	1.109
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.134	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.111
11	903	-13.757	-7.366	-13.789	-7.455	0.032	0.089	-0.087	-0.466
903	902	0.472	-7.211	0.468	-7.221	0.004	0.010	0.040	-0.138
902	901	-8.196	-11.708	-8.214	-11.757	0.017	0.049	-0.080	-0.366
901	100	-23.844	-19.048	-23.974	-19.414	0.130	0.365	-0.169	-1.129

9	91101	5.460	3.403	5.438	2.811	0.022	0.589	0.037	5.333
91101	9351	6.865	3.188	6.839	3.188	0.026	0.000	0.040	0.319
9351	9352	-1.791	-1.603	-1.791	-1.603	0.000	0.000	-0.038	-0.000
91102	9352	1.793	1.630	1.791	1.603	0.001	0.027	0.013	0.931
9	91102	7.549	4.846	7.527	4.110	0.022	0.733	0.052	4.794
91102	9102	5.735	2.481	5.726	2.481	0.009	0.000	0.033	0.137
9102	9101	5.726	2.481	5.725	2.481	0.000	0.000	0.347	0.001
91101	9101	-1.427	-0.376	-1.428	-0.392	0.001	0.015	-0.008	-0.470
9351	401	4.605	2.501	4.579	2.464	0.025	0.037	0.084	0.287
401	210	2.999	1.762	2.976	1.722	0.022	0.041	0.056	0.434
210	211	1.705	1.043	1.690	1.025	0.015	0.018	0.033	0.397
211	212	0.207	0.070	0.207	0.069	0.000	0.000	0.004	0.034
212	835	-1.163	-0.698	-1.170	-0.707	0.007	0.009	-0.022	-0.280
8110	835	0.991	0.617	0.991	0.610	0.000	0.007	0.006	0.393
8	8110	6.999	4.517	6.979	3.845	0.020	0.669	0.050	4.703
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.419
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.034	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.419
835	203	-0.179	-0.032	-0.179	-0.032	0.000	0.000	-0.003	-0.051
203	204	-1.340	-0.650	-1.349	-0.664	0.009	0.014	-0.024	-0.363
204	9351	-3.989	-2.261	-4.025	-2.313	0.035	0.051	-0.074	-0.458
204	204101	1.312	0.772	1.309	0.745	0.003	0.027	0.025	0.423
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.078	-0.000
204	204102	1.312	0.771	1.309	0.744	0.003	0.027	0.025	0.423
211	211101	0.737	0.475	0.734	0.455	0.003	0.020	0.014	0.599
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.046	-0.000
211	211102	0.738	0.475	0.735	0.455	0.003	0.020	0.014	0.599
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.018	0.016	0.425
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.023	-0.000
210	210102	0.404	0.197	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.425
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.370	6.831	4.209	0.006	0.160	0.050	1.175
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.521	0.001
61101	6101	6.818	4.406	6.811	4.245	0.006	0.160	0.050	1.183
6	61101	6.833	4.648	6.827	4.388	0.006	0.259	0.050	1.869
6	61102	6.834	4.648	6.828	4.388	0.006	0.259	0.050	1.869
51101	5351	2.224	1.069	2.221	1.069	0.004	0.000	0.015	0.120
5351	5352	0.511	0.063	0.511	0.063	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.510	-0.062	-0.511	-0.063	0.000	0.002	-0.003	-0.076
51102	5102	4.526	2.458	4.518	2.458	0.008	0.000	0.032	0.125
5102	5101	4.518	2.458	4.518	2.458	0.000	0.000	0.332	0.000
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.341	0.000	0.001	0.002	0.326
5	51101	2.428	1.539	2.424	1.412	0.005	0.127	0.017	2.582
5	51102	4.023	2.624	4.016	2.396	0.007	0.227	0.029	2.778
14	141102	6.517	4.385	6.512	4.164	0.005	0.220	0.046	1.676
141102	14102	6.521	4.147	6.515	4.010	0.005	0.136	0.046	1.054
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.480	0.001
141101	14101	6.502	4.181	6.497	4.045	0.005	0.136	0.046	1.062
14	141101	6.516	4.385	6.511	4.164	0.005	0.220	0.046	1.676
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-6.696	-4.133	-6.721	-4.179	0.025	0.046	-0.046	-0.576
104	14	-9.575	-5.762	-9.595	-5.799	0.020	0.037	-0.066	-0.325
14	13	-22.691	-14.646	-22.939	-15.100	0.247	0.451	-0.158	-1.686
13	103	-25.911	-16.571	-26.652	-17.927	0.739	1.351	-0.177	-4.475
103	100	-35.832	-22.998	-35.912	-23.145	0.080	0.146	-0.235	-0.360
7	710	2.320	1.361	2.309	1.189	0.011	0.171	0.016	3.693
401	209	1.581	0.730	1.581	0.730	0.000	0.000	0.028	0.001
209	20910	1.575	0.693	1.569	0.640	0.006	0.053	0.028	0.660
5351	208	1.710	1.023	1.694	1.003	0.016	0.020	0.037	0.392
208	20810	1.689	0.992	1.679	0.899	0.010	0.092	0.037	0.978
205	20510	2.004	1.326	1.989	1.189	0.015	0.136	0.045	1.242
8110	810	5.988	3.228	5.976	3.228	0.011	0.000	0.037	0.144
10	1010	3.270	2.180	3.248	1.849	0.022	0.330	0.022	5.331
212	21210	1.364	0.776	1.359	0.730	0.005	0.046	0.026	0.707
206	20610	1.903	1.308	1.889	1.179	0.014	0.128	0.043	1.232
13	13110	2.961	2.144	2.950	1.844	0.011	0.299	0.021	5.250
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

13110	1310	2.950	1.844	2.938	1.669	0.011	0.174	0.021	3.157
104	15	2.854	1.925	2.854	1.924	0.000	0.000	0.020	0.000
15	1510	2.846	1.874	2.828	1.609	0.018	0.264	0.020	4.851
103	12	9.180	5.679	9.177	5.675	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.158
3	310	2.957	1.953	2.938	1.669	0.019	0.283	0.021	5.014
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.180

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.764 МВт / 1136.735 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.100 МВт / 1087.116 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.778 МВт / 20.636 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.778 МВт / 20.636 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.428 МВт / 3.747 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.496 МВт / 2.144 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.924 МВт / 5.891 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.702 МВт / 26.526 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-104.094	-73.829	100.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	98.978	-0.30
2	Тростянець	0.000	0.000	95.549	-1.32
3	Соколівка	0.000	0.000	93.181	-2.10
4	Крижопіль	0.000	0.000	92.075	-2.46
5	Піщанка	0.000	0.000	90.274	-3.04
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	89.839	-3.17
7	Луги	0.000	0.000	90.752	-2.85
8	Чечельник	0.000	0.000	91.288	-2.65
9	Вершадь	-5.000	-3.000	94.309	-1.57
11	Глибочок	0.000	0.000	97.731	-0.69
10	Сумівка	0.000	0.000	96.144	-1.09
12	Ферм З-д	0.000	0.000	99.571	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	94.822	-1.57
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	93.038	-2.14
15	Вапнярка	0.000	0.000	92.691	-2.25
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	32.239	-2.18
201	Тростянець-35	0.000	0.000	30.636	-3.69
202	Ободівка	0.000	0.000	29.687	-4.33
205	Цибулівка	0.000	0.000	29.138	-4.70
206	Жабокрич	0.000	0.000	28.827	-4.99
207	Криклицевець	0.000	0.000	29.088	-4.92
204	Вершадь-35	0.000	0.000	33.297	-7.05
203	Баланівка	0.000	0.000	32.927	-7.40
208	Чорномин	0.000	0.000	28.920	-5.72
401		0.000	0.000	33.473	-6.92
209	Молокозавод	0.000	0.000	33.472	-6.92
210	Михайлівка	0.000	0.000	33.033	-7.37
211	Ольгопіль	0.000	0.000	32.620	-7.61
212	Стратіївка	0.000	0.000	32.585	-7.65
110		2.310	1.190	9.158	-3.28
21101		0.000	0.000	91.940	-3.81
2351		0.000	0.000	30.774	-3.78
2101		4.930	2.670	8.661	-5.16
21102		0.000	0.000	91.940	-3.81
2352		0.000	0.000	30.774	-3.78
2102		0.000	0.000	8.661	-5.16
310		2.940	1.670	8.441	-6.45
41101		0.000	0.000	90.028	-4.39
4101		4.830	2.600	8.536	-5.21
4351		0.000	0.000	30.129	-4.38
41102		0.000	0.000	90.022	-4.39
4352		0.000	0.000	30.129	-4.38
4102		0.000	0.000	8.536	-5.21

51101	0.000	0.000	87.742	-5.48
5351	0.000	0.000	29.330	-5.44
5101	4.720	2.800	8.361	-5.59
51102	0.000	0.000	87.557	-5.64
5352	0.000	0.000	29.330	-5.44
5102	0.000	0.000	8.361	-5.59
61101	0.000	0.000	87.994	-4.86
6351	0.000	0.000	29.459	-4.86
6101	13.650	8.460	8.308	-5.93
61102	0.000	0.000	87.994	-4.86
6352	0.000	0.000	29.459	-4.86
6102	0.000	0.000	8.309	-5.94
710	2.310	1.190	8.339	-6.41
8110	0.000	0.000	98.569	-7.17
835	0.000	0.000	32.876	-7.48
810	5.980	3.230	9.412	-7.12
91101	0.000	0.000	101.220	-6.76
9351	0.000	0.000	33.766	-6.66
9101	4.300	2.090	9.720	-6.11
91102	0.000	0.000	101.778	-6.15
9352	0.000	0.000	33.767	-6.66
9102	0.000	0.000	9.720	-6.11
1010	3.250	1.850	8.688	-5.62
111101	0.000	0.000	96.284	-2.17
11351	0.000	0.000	32.238	-2.18
11101	3.150	1.850	9.103	-3.13
111102	0.000	0.000	96.284	-2.17
11352	0.000	0.000	32.238	-2.18
11102	0.000	0.000	9.103	-3.13
1210	9.130	4.930	8.798	-3.08
13110	0.000	0.000	89.546	-5.96
1310	2.940	1.670	8.285	-8.70
1335	0.000	0.000	29.978	-5.96
141101	0.000	0.000	91.357	-3.64
14101	13.020	8.060	8.639	-4.58
141102	0.000	0.000	91.357	-3.64
14102	0.000	0.000	8.640	-4.59
1510	2.830	1.610	8.410	-6.48
201101	1.680	0.960	9.489	-4.81
201102	0.000	0.000	9.489	-4.81
202101	1.570	0.810	9.236	-5.20
202102	0.000	0.000	9.236	-5.20
203101	1.150	0.620	10.226	-8.30
203102	0.000	0.000	10.226	-8.30
204101	2.620	1.490	10.341	-7.99
204102	0.000	0.000	10.341	-7.99
20510	1.990	1.190	8.780	-7.70
20610	1.890	1.180	8.685	-7.89
207101	1.260	0.640	8.995	-6.20
207102	0.000	0.000	8.995	-6.20
20810	1.680	0.900	8.799	-8.29
20910	1.570	0.640	10.335	-8.71
210101	1.260	0.640	10.259	-8.35
210102	0.000	0.000	10.259	-8.35
211101	1.470	0.910	10.074	-8.78
211102	0.000	0.000	10.074	-8.78
21210	1.360	0.730	10.037	-9.27
14271	0.000	0.000	21.845	-3.64
14272	0.000	0.000	21.845	-3.64
101	0.000	0.000	95.606	-1.30
102	0.000	0.000	95.508	-1.33
103	0.000	0.000	99.613	-0.12
104	0.000	0.000	92.691	-2.25
901	15.640	7.580	98.790	-0.42
903	-14.270	0.000	98.236	-0.44
902	8.670	4.680	98.393	-0.48

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.918	17.699	25.745	17.383	0.172	0.315	0.181	1.024
1	101	23.418	16.492	22.894	15.534	0.522	0.954	0.167	3.395
101	2	22.894	15.913	22.885	15.896	0.009	0.016	0.168	0.058
2	102	17.312	10.985	17.307	10.976	0.005	0.009	0.124	0.042
102	3	17.307	11.331	17.032	10.828	0.274	0.501	0.125	2.363
3	4	14.065	9.310	13.956	9.111	0.108	0.198	0.104	1.128
4	5	13.521	9.314	13.348	8.998	0.172	0.315	0.103	1.843

5	6	6.860	4.998	6.838	4.959	0.022	0.040	0.054	0.446
6	7	-6.885	-4.357	-6.930	-4.440	0.045	0.083	-0.052	-0.939
7	8	-9.258	-5.435	-9.294	-5.500	0.035	0.065	-0.068	-0.551
8	9	-16.311	-9.666	-16.659	-10.302	0.347	0.634	-0.120	-3.083
9	10	-24.735	-15.377	-25.085	-15.884	0.349	0.505	-0.178	-1.852
10	11	-28.366	-17.856	-28.707	-18.351	0.340	0.493	-0.201	-1.597
11	100	-17.757	-11.595	-18.024	-12.084	0.266	0.487	-0.125	-2.276
11	111101	1.095	0.598	1.094	0.561	0.001	0.037	0.007	1.509
111101	11351	-0.125	-0.181	-0.125	-0.181	0.000	0.000	-0.001	-0.011
11351	200	-0.323	-0.468	-0.323	-0.468	0.000	0.000	-0.010	-0.001
200	201	6.073	2.655	5.835	2.370	0.236	0.284	0.118	1.643
201	2351	-0.586	-1.516	-0.591	-1.522	0.005	0.006	-0.031	-0.135
21101	2351	0.296	0.756	0.296	0.756	0.000	0.000	0.005	0.014
2	21101	2.772	2.379	2.764	2.171	0.008	0.207	0.022	3.786
21101	2101	2.468	1.415	2.463	1.336	0.005	0.079	0.018	1.554
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.186	-0.000
21102	2102	2.469	1.412	2.464	1.332	0.005	0.079	0.018	1.551
2	21102	2.772	2.379	2.765	2.171	0.008	0.207	0.022	3.786
21102	2352	0.295	0.759	0.295	0.759	0.000	0.000	0.005	0.014
2352	2351	0.295	0.759	0.295	0.759	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.729	2.868	4.612	2.729	0.116	0.139	0.104	0.970
202	205	3.030	1.850	2.986	1.796	0.044	0.053	0.069	0.562
205	206	0.976	0.457	0.968	0.447	0.008	0.010	0.021	0.322
206	207	-0.942	-0.872	-0.949	-0.881	0.007	0.009	-0.026	-0.262
207	4351	-2.220	-1.553	-2.284	-1.631	0.064	0.077	-0.054	-1.060
41101	4351	0.585	0.411	0.584	0.411	0.000	0.000	0.005	0.032
4	41101	2.014	1.283	2.010	1.187	0.004	0.095	0.015	2.227
41101	4101	1.425	0.777	1.424	0.750	0.002	0.027	0.010	0.892
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.262	-0.000
41102	4102	3.406	1.913	3.404	1.848	0.003	0.065	0.025	0.882
4	41102	5.113	3.350	5.107	3.105	0.007	0.244	0.038	2.232
41102	4352	1.700	1.191	1.699	1.191	0.001	0.000	0.013	0.026
4352	4351	1.699	1.191	1.699	1.191	0.000	0.000	0.040	0.000
207	207101	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.525
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.045	-0.000
207	207102	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.525
202	202101	0.613	0.322	0.611	0.309	0.001	0.012	0.013	0.335
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.067	-0.000
202	202102	0.960	0.520	0.958	0.500	0.002	0.020	0.021	0.335
201	201101	0.842	0.503	0.839	0.480	0.003	0.023	0.018	0.485
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.059	-0.000
201	201102	0.842	0.503	0.840	0.480	0.003	0.023	0.018	0.485
11351	11352	0.198	0.288	0.198	0.288	0.000	0.000	0.006	0.000
111102	11352	-0.198	-0.288	-0.198	-0.288	0.000	0.000	-0.002	-0.010
11	111102	1.738	0.951	1.736	0.893	0.002	0.058	0.012	1.509
111102	11102	1.934	1.181	1.931	1.135	0.003	0.046	0.014	1.180
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.142	0.000
111101	11101	1.219	0.743	1.217	0.714	0.002	0.029	0.009	1.182
11	903	-13.808	-7.817	-13.844	-7.919	0.036	0.102	-0.094	-0.510
903	902	0.417	-7.699	0.412	-7.712	0.004	0.012	0.045	-0.156
902	901	-8.252	-12.217	-8.273	-12.275	0.021	0.058	-0.086	-0.399
901	100	-23.903	-19.593	-24.051	-20.008	0.147	0.414	-0.180	-1.212
9	91101	5.474	3.509	5.449	2.833	0.025	0.674	0.040	5.819
91101	9351	6.882	3.221	6.853	3.221	0.030	0.000	0.043	0.338
9351	9352	-1.796	-1.623	-1.796	-1.623	0.000	0.000	-0.041	-0.000
91102	9352	1.798	1.654	1.796	1.623	0.002	0.031	0.014	1.013
9	91102	7.565	4.989	7.540	4.149	0.025	0.837	0.055	5.224
91102	9102	5.743	2.495	5.732	2.495	0.010	0.000	0.035	0.145
9102	9101	5.732	2.495	5.732	2.495	0.000	0.000	0.371	0.001
91101	9101	-1.433	-0.388	-1.435	-0.406	0.001	0.018	-0.008	-0.525
9351	401	4.616	2.532	4.587	2.490	0.029	0.042	0.090	0.309
401	210	3.006	1.782	2.980	1.735	0.026	0.047	0.060	0.469
210	211	1.709	1.054	1.692	1.034	0.017	0.020	0.035	0.428
211	212	0.210	0.073	0.209	0.073	0.000	0.000	0.004	0.037
212	835	-1.161	-0.703	-1.169	-0.713	0.008	0.010	-0.024	-0.302
8110	835	0.987	0.629	0.987	0.622	0.000	0.008	0.007	0.433
8	8110	6.999	4.626	6.976	3.857	0.023	0.765	0.053	5.129
203	203101	0.576	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.456
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.037	-0.000
203	203102	0.577	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.456
835	203	-0.182	-0.035	-0.182	-0.035	0.000	0.000	-0.003	-0.056
203	204	-1.343	-0.660	-1.354	-0.675	0.011	0.016	-0.026	-0.393
204	9351	-3.992	-2.273	-4.033	-2.332	0.041	0.059	-0.080	-0.493
204	204101	1.312	0.776	1.309	0.745	0.003	0.030	0.026	0.460
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.084	-0.000
204	204102	1.312	0.775	1.309	0.744	0.003	0.030	0.026	0.460
211	211101	0.738	0.478	0.734	0.455	0.003	0.023	0.016	0.653
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.049	-0.000
211	211102	0.738	0.478	0.735	0.455	0.003	0.023	0.016	0.653
210	210101	0.859	0.471	0.857	0.451	0.002	0.020	0.017	0.463

210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.025	-0.000
210	210102	0.404	0.198	0.402	0.188	0.001	0.009	0.008	0.463
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.838	4.393	6.831	4.209	0.007	0.183	0.053	1.272
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.557	0.001
61101	6101	6.818	4.429	6.811	4.245	0.007	0.183	0.053	1.280
6	61101	6.835	4.707	6.828	4.411	0.007	0.295	0.053	2.024
6	61102	6.836	4.708	6.829	4.411	0.007	0.295	0.053	2.024
51101	5351	2.228	1.082	2.224	1.082	0.004	0.000	0.016	0.128
5351	5352	0.510	0.058	0.510	0.058	0.000	0.000	0.010	0.000
51102	5352	-0.510	-0.056	-0.510	-0.058	0.000	0.002	-0.003	-0.081
51102	5102	4.529	2.461	4.519	2.461	0.009	0.000	0.034	0.132
5102	5101	4.519	2.461	4.519	2.461	0.000	0.000	0.355	0.001
51101	5101	0.198	0.339	0.198	0.337	0.000	0.002	0.003	0.346
5	51101	2.432	1.567	2.426	1.421	0.005	0.145	0.018	2.806
5	51102	4.026	2.665	4.019	2.405	0.008	0.259	0.031	3.014
14	141102	6.519	4.431	6.513	4.182	0.006	0.248	0.049	1.800
141102	14102	6.521	4.164	6.516	4.010	0.006	0.154	0.049	1.132
14102	14101	6.516	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.510	0.001
141101	14101	6.503	4.199	6.497	4.045	0.006	0.154	0.049	1.140
14	141101	6.518	4.431	6.512	4.182	0.006	0.248	0.049	1.800
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.001	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-6.725	-4.338	-6.754	-4.391	0.029	0.053	-0.050	-0.629
104	14	-9.609	-6.043	-9.633	-6.086	0.023	0.042	-0.071	-0.354
14	13	-22.725	-15.017	-23.008	-15.534	0.282	0.515	-0.169	-1.813
13	103	-25.981	-17.144	-26.830	-18.695	0.845	1.545	-0.189	-4.826
103	100	-36.010	-23.872	-36.101	-24.038	0.091	0.166	-0.250	-0.387
7	710	2.322	1.385	2.309	1.189	0.013	0.195	0.017	4.006
401	209	1.581	0.734	1.581	0.733	0.000	0.000	0.030	0.001
209	20910	1.576	0.701	1.569	0.640	0.007	0.061	0.030	0.721
5351	208	1.714	1.039	1.695	1.016	0.019	0.023	0.039	0.422
208	20810	1.691	1.006	1.679	0.899	0.012	0.106	0.039	1.070
205	20510	2.006	1.347	1.989	1.189	0.018	0.157	0.048	1.355
8110	810	5.989	3.228	5.976	3.228	0.013	0.000	0.040	0.153
10	1010	3.273	2.222	3.248	1.849	0.025	0.372	0.024	5.733
212	21210	1.365	0.783	1.359	0.730	0.006	0.053	0.028	0.774
206	20610	1.905	1.328	1.889	1.179	0.017	0.149	0.046	1.346
13	13110	2.965	2.212	2.951	1.869	0.013	0.342	0.022	5.725
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.951	1.869	2.938	1.669	0.013	0.199	0.022	3.440
104	15	2.855	1.956	2.855	1.956	0.000	0.000	0.022	0.000
15	1510	2.848	1.911	2.828	1.609	0.020	0.301	0.021	5.249
103	12	9.181	5.728	9.177	5.724	0.003	0.004	0.063	0.043
12	1210	9.154	5.571	9.124	4.927	0.029	0.641	0.062	3.354
3	310	2.960	1.992	2.938	1.669	0.021	0.322	0.022	5.423
1	110	2.319	1.351	2.309	1.189	0.011	0.162	0.016	3.381

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.270 МВт / 1114.886 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 1065.479 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.755 МВт / 20.539 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.473 МВт / 4.143 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.446 МВт / 1.927 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.919 МВт / 6.071 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.675 МВт / 26.609 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладийинська ТЕС	-98.140	-63.432	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	103.989	-0.29
2	Тростянець	0.000	0.000	100.581	-1.29
3	Соколівка	0.000	0.000	98.252	-2.05
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.152	-2.41
5	Піщанка	0.000	0.000	95.233	-3.03
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	94.722	-3.20
7	Луги	0.000	0.000	95.354	-3.01
8	Чечельник	0.000	0.000	95.752	-2.88
9	Бершадь	-5.000	-3.000	98.272	-2.02
11	Глибочок	0.000	0.000	101.125	-1.22
10	Сумівка	0.000	0.000	99.852	-1.61
12	Ферм З-д	0.000	0.000	104.585	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	99.943	-1.51
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.186	-2.06
15	Вапнярка	0.000	0.000	97.823	-2.18
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	33.574	-2.31
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.246	-3.63
202	Ободівка	0.000	0.000	31.369	-4.19
205	Цибулівка	0.000	0.000	30.868	-4.51
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.602	-4.74
207	Крикливець	0.000	0.000	30.860	-4.67
204	Бершадь-35	0.000	0.000	34.984	-6.97
203	Баланівка	0.000	0.000	34.653	-7.28
208	Чорномин	0.000	0.000	30.661	-5.43
401		0.000	0.000	35.148	-6.86
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.147	-6.86
210	Михайлівка	0.000	0.000	34.740	-7.26
211	Ольгопіль	0.000	0.000	34.362	-7.48
212	Стратіївка	0.000	0.000	34.341	-7.51
110		2.310	1.190	9.655	-2.98
21101		0.000	0.000	96.884	-3.72
2351		0.000	0.000	32.426	-3.69
2101		4.930	2.670	9.141	-4.93
21102		0.000	0.000	96.884	-3.72
2352		0.000	0.000	32.426	-3.69
2102		0.000	0.000	9.141	-4.94
310		2.940	1.670	8.956	-5.94
41101		0.000	0.000	95.220	-4.16
4101		4.830	2.600	9.036	-4.89
4351		0.000	0.000	31.867	-4.15
41102		0.000	0.000	95.214	-4.16

4352	0.000	0.000	31.867	-4.15
4102	0.000	0.000	9.037	-4.89
51101	0.000	0.000	92.861	-5.22
5351	0.000	0.000	31.046	-5.18
5101	4.720	2.800	8.852	-5.32
51102	0.000	0.000	92.684	-5.36
5352	0.000	0.000	31.046	-5.18
5102	0.000	0.000	8.852	-5.32
61101	0.000	0.000	92.987	-4.72
6351	0.000	0.000	31.131	-4.72
6101	13.650	8.460	8.792	-5.68
61102	0.000	0.000	92.987	-4.72
6352	0.000	0.000	31.131	-4.72
6102	0.000	0.000	8.793	-5.68
710	2.310	1.190	8.798	-6.23
8110	0.000	0.000	103.833	-7.03
835	0.000	0.000	34.630	-7.34
810	5.980	3.230	9.916	-6.99
91101	0.000	0.000	106.145	-6.71
9351	0.000	0.000	35.422	-6.63
9101	4.300	2.090	10.187	-6.14
91102	0.000	0.000	106.654	-6.17
9352	0.000	0.000	35.422	-6.63
9102	0.000	0.000	10.187	-6.14
1010	3.250	1.850	9.066	-5.79
111101	0.000	0.000	100.244	-2.29
11351	0.000	0.000	33.571	-2.31
11101	3.150	1.850	9.486	-3.18
111102	0.000	0.000	100.245	-2.29
11352	0.000	0.000	33.571	-2.31
11102	0.000	0.000	9.487	-3.18
1210	9.130	4.930	9.272	-2.79
13110	0.000	0.000	95.058	-5.43
1310	2.940	1.670	8.831	-7.86
1335	0.000	0.000	31.824	-5.43
141101	0.000	0.000	96.605	-3.40
14101	13.020	8.060	9.147	-4.25
141102	0.000	0.000	96.605	-3.40
14102	0.000	0.000	9.147	-4.25
1510	2.830	1.610	8.930	-5.95
201101	1.680	0.960	10.002	-4.63
201102	0.000	0.000	10.002	-4.63
202101	1.570	0.810	9.770	-4.97
202102	0.000	0.000	9.770	-4.97
203101	1.150	0.620	10.775	-8.10
203102	0.000	0.000	10.775	-8.10
204101	2.620	1.490	10.877	-7.83
204102	0.000	0.000	10.878	-7.83
20510	1.990	1.190	9.348	-7.17
20610	1.890	1.180	9.267	-7.31
207101	1.260	0.640	9.561	-5.80
207102	0.000	0.000	9.561	-5.80
20810	1.680	0.900	9.365	-7.71
20910	1.570	0.640	10.871	-8.48
210101	1.260	0.640	10.801	-8.15
210102	0.000	0.000	10.802	-8.15
211101	1.470	0.910	10.631	-8.53
211102	0.000	0.000	10.631	-8.53
21210	1.360	0.730	10.600	-8.96
14271	0.000	0.000	23.100	-3.40
14272	0.000	0.000	23.100	-3.40
101	0.000	0.000	100.638	-1.27
102	0.000	0.000	100.541	-1.30
103	0.000	0.000	104.625	-0.11
104	0.000	0.000	97.824	-2.18
903	13.190	7.480	99.962	-1.64
902	8.650	4.670	100.443	-1.45
901	-17.730	-8.590	100.890	-1.26

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	27.390	18.124	27.218	17.810	0.171	0.313	0.180	1.013
1	101	24.891	16.983	24.366	16.022	0.523	0.957	0.167	3.374
101	2	24.366	16.442	24.357	16.426	0.009	0.016	0.168	0.057
2	102	18.329	11.128	18.324	11.119	0.005	0.009	0.123	0.041
102	3	18.324	11.512	18.052	11.015	0.271	0.495	0.124	2.325

3	4	15.087	9.587	14.977	9.386	0.109	0.200	0.105	1.123
4	5	15.714	10.195	15.512	9.825	0.202	0.368	0.111	1.967
5	6	9.026	5.912	8.995	5.855	0.031	0.057	0.065	0.525
6	7	-4.730	-3.347	-4.751	-3.385	0.021	0.038	-0.035	-0.648
7	8	-7.079	-4.320	-7.098	-4.355	0.019	0.035	-0.050	-0.409
8	9	-14.229	-8.499	-14.471	-8.941	0.241	0.440	-0.100	-2.580
9	10	-22.408	-13.669	-22.670	-14.049	0.261	0.378	-0.154	-1.602
10	11	-26.013	-13.206	-26.253	-13.554	0.239	0.346	-0.168	-1.289
11	100	-32.612	-19.704	-33.418	-21.177	0.802	1.467	-0.217	-3.898
11	111101	0.851	0.370	0.850	0.351	0.001	0.019	0.005	0.938
111101	11351	-0.369	-0.389	-0.369	-0.389	0.000	0.000	-0.003	-0.031
11351	200	-0.953	-1.008	-0.953	-1.009	0.000	0.000	-0.024	-0.003
200	201	5.443	2.117	5.273	1.913	0.169	0.204	0.100	1.365
201	2351	-1.035	-1.878	-1.043	-1.888	0.008	0.009	-0.038	-0.177
21101	2351	0.523	0.938	0.522	0.938	0.001	0.000	0.006	0.025
2	21101	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.875
21101	2101	2.467	1.407	2.463	1.336	0.005	0.071	0.017	1.465
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.177	-0.000
21102	2102	2.469	1.404	2.464	1.332	0.005	0.071	0.017	1.462
2	21102	2.998	2.564	2.990	2.345	0.008	0.218	0.023	3.876
21102	2352	0.521	0.942	0.521	0.942	0.001	0.000	0.006	0.025
2352	2351	0.521	0.942	0.521	0.942	0.000	0.000	0.019	0.000
201	202	4.615	2.777	4.516	2.657	0.099	0.119	0.096	0.897
202	205	2.933	1.777	2.896	1.733	0.037	0.044	0.063	0.513
205	206	0.887	0.413	0.881	0.405	0.006	0.007	0.018	0.275
206	207	-1.027	-0.894	-1.034	-0.903	0.007	0.009	-0.026	-0.261
207	4351	-2.305	-1.570	-2.365	-1.643	0.060	0.072	-0.052	-1.025
41101	4351	0.608	0.413	0.607	0.413	0.000	0.000	0.004	0.032
4	41101	2.036	1.274	2.033	1.187	0.003	0.087	0.014	2.097
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.750	0.002	0.024	0.010	0.837
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.247	-0.000
41102	4102	3.406	1.906	3.404	1.848	0.002	0.058	0.024	0.827
4	41102	5.171	3.327	5.165	3.104	0.006	0.222	0.036	2.103
41102	4352	1.759	1.198	1.758	1.198	0.001	0.000	0.013	0.026
4352	4351	1.758	1.198	1.758	1.198	0.000	0.000	0.038	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.043	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.490
202	202101	0.612	0.321	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.315
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.064	-0.000
202	202102	0.960	0.518	0.958	0.500	0.002	0.018	0.020	0.315
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.018	0.459
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.056	-0.000
201	201102	0.842	0.501	0.840	0.480	0.002	0.021	0.018	0.458
11351	11352	0.584	0.620	0.584	0.620	0.000	0.000	0.015	0.000
111102	11352	-0.584	-0.620	-0.584	-0.620	0.000	0.000	-0.005	-0.029
11	111102	1.351	0.588	1.350	0.557	0.001	0.030	0.008	0.937
111102	11102	1.933	1.177	1.931	1.135	0.003	0.042	0.013	1.134
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.136	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.135
11	901	4.131	5.694	4.125	5.677	0.006	0.016	0.040	0.237
901	902	21.844	14.472	21.796	14.335	0.048	0.136	0.150	0.455
902	903	13.151	9.877	13.119	9.787	0.032	0.089	0.094	0.489
903	10	-0.062	2.604	-0.063	2.601	0.001	0.003	-0.015	0.108
9	91101	5.409	3.376	5.387	2.777	0.022	0.596	0.037	5.444
91101	9351	6.788	3.140	6.762	3.140	0.026	0.000	0.041	0.318
9351	9352	-1.756	-1.573	-1.756	-1.573	0.000	0.000	-0.038	-0.000
91102	9352	1.757	1.599	1.756	1.573	0.001	0.027	0.013	0.937
9	91102	7.488	4.813	7.466	4.067	0.022	0.744	0.052	4.899
91102	9102	5.709	2.467	5.699	2.467	0.009	0.000	0.034	0.138
9102	9101	5.699	2.467	5.699	2.467	0.000	0.000	0.351	0.001
91101	9101	-1.401	-0.363	-1.402	-0.378	0.001	0.015	-0.008	-0.476
9351	401	4.552	2.465	4.526	2.428	0.026	0.037	0.084	0.289
401	210	2.945	1.725	2.923	1.684	0.022	0.040	0.056	0.435
210	211	1.652	1.005	1.638	0.988	0.014	0.017	0.032	0.391
211	212	0.155	0.031	0.155	0.031	0.000	0.000	0.003	0.024
212	835	-1.215	-0.738	-1.223	-0.748	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.103	0.706	1.102	0.697	0.000	0.009	0.007	0.459
8	8110	7.112	4.650	7.090	3.934	0.021	0.714	0.051	4.946
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.035	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.012	0.011	0.431
835	203	-0.121	0.012	-0.121	0.011	0.000	0.000	-0.002	-0.027
203	204	-1.282	-0.608	-1.291	-0.621	0.009	0.013	-0.024	-0.352
204	9351	-3.930	-2.218	-3.966	-2.270	0.036	0.051	-0.074	-0.460
204	204101	1.312	0.773	1.309	0.745	0.003	0.028	0.025	0.436
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.080	-0.000
204	204102	1.312	0.772	1.309	0.744	0.003	0.028	0.025	0.436
211	211101	0.737	0.476	0.734	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000

211	211102	0.738	0.475	0.735	0.455	0.003	0.021	0.015	0.616
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.018	0.016	0.438
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.024	-0.000
210	210102	0.404	0.197	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.438
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.373	6.831	4.209	0.006	0.163	0.050	1.195
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.526	0.001
61101	6101	6.818	4.409	6.811	4.245	0.006	0.163	0.050	1.203
6	61101	6.833	4.656	6.827	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
6	61102	6.834	4.656	6.828	4.391	0.006	0.264	0.050	1.902
51101	5351	2.225	1.071	2.221	1.071	0.004	0.000	0.015	0.121
5351	5352	0.511	0.063	0.511	0.063	0.000	0.000	0.010	0.000
51102	5352	-0.510	-0.061	-0.511	-0.063	0.000	0.002	-0.003	-0.078
51102	5102	4.527	2.458	4.518	2.458	0.008	0.000	0.032	0.125
5102	5101	4.518	2.458	4.518	2.458	0.000	0.000	0.335	0.000
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.340	0.000	0.001	0.002	0.329
5	51101	2.429	1.542	2.424	1.413	0.005	0.129	0.017	2.623
5	51102	4.023	2.629	4.016	2.397	0.007	0.231	0.029	2.822
14	141102	6.517	4.388	6.512	4.165	0.005	0.222	0.046	1.688
141102	14102	6.521	4.148	6.515	4.010	0.005	0.137	0.046	1.061
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.482	0.001
141101	14101	6.502	4.182	6.497	4.045	0.005	0.137	0.046	1.069
14	141101	6.516	4.387	6.511	4.165	0.005	0.221	0.046	1.688
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-7.981	-4.855	-8.016	-4.921	0.036	0.065	-0.055	-0.687
104	14	-10.870	-6.509	-10.896	-6.557	0.026	0.048	-0.075	-0.370
14	13	-23.992	-15.409	-24.270	-15.918	0.277	0.507	-0.167	-1.786
13	103	-27.242	-17.395	-28.065	-18.901	0.820	1.499	-0.186	-4.717
103	100	-37.245	-23.972	-37.332	-24.131	0.086	0.158	-0.244	-0.375
7	710	2.320	1.365	2.309	1.189	0.012	0.175	0.016	3.781
401	209	1.581	0.731	1.581	0.731	0.000	0.000	0.029	0.001
209	20910	1.575	0.695	1.569	0.640	0.006	0.055	0.028	0.682
5351	208	1.710	1.025	1.694	1.005	0.017	0.020	0.037	0.396
208	20810	1.689	0.993	1.679	0.899	0.010	0.094	0.037	0.994
205	20510	2.004	1.329	1.989	1.189	0.016	0.139	0.045	1.261
8110	810	5.988	3.228	5.976	3.228	0.012	0.000	0.038	0.145
10	1010	3.271	2.192	3.248	1.849	0.023	0.342	0.023	5.514
212	21210	1.365	0.778	1.359	0.730	0.005	0.048	0.026	0.729
206	20610	1.903	1.310	1.889	1.179	0.015	0.131	0.044	1.249
13	13110	2.961	2.147	2.950	1.845	0.012	0.301	0.021	5.278
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.950	1.845	2.938	1.669	0.012	0.175	0.021	3.174
104	15	2.854	1.926	2.854	1.926	0.000	0.000	0.020	0.000
15	1510	2.846	1.877	2.828	1.609	0.018	0.267	0.020	4.889
103	12	9.180	5.679	9.177	5.676	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.158
3	310	2.957	1.956	2.938	1.669	0.019	0.286	0.021	5.057
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.183

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.664 МВт / 1127.093 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.100 МВт / 1087.116 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.683 МВт / 15.909 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.683 МВт / 15.909 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.537 МВт / 4.701 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.387 МВт / 1.670 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.371 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.607 МВт / 22.280 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладихинська ТЕС	-102.994	-68.436	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.119	-0.26
2	Тростянець	0.000	0.000	106.160	-1.11
3	Соколівка	0.000	0.000	104.111	-1.76
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.148	-2.05
5	Піщанка	0.000	0.000	101.590	-2.52
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.215	-2.63
7	Луги	0.000	0.000	102.025	-2.38
8	Чечельник	0.000	0.000	102.494	-2.22
9	Вершадь	-5.000	-3.000	105.109	-1.33
11	Глибочок	0.000	0.000	108.058	-0.59
10	Сумівка	0.000	0.000	106.689	-0.93
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.625	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	105.518	-1.32
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.964	-1.78
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.669	-1.88
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.785	-1.78
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.368	-3.01
202	Ободівка	0.000	0.000	33.539	-3.52
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.063	-3.82
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.794	-4.05
207	Крикливець	0.000	0.000	33.020	-4.00
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.755	-5.66
203	Баланівка	0.000	0.000	37.435	-5.94
208	Чорномин	0.000	0.000	32.879	-4.63
401		0.000	0.000	37.910	-5.56
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.909	-5.56
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.527	-5.92
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.167	-6.11
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.138	-6.14
110		2.310	1.190	10.161	-2.69
21101		0.000	0.000	103.024	-3.10
2351		0.000	0.000	34.486	-3.08
2101		4.930	2.670	9.736	-4.17
21102		0.000	0.000	103.024	-3.10
2352		0.000	0.000	34.486	-3.08
2102		0.000	0.000	9.736	-4.17
310		2.940	1.670	9.546	-5.20
41101		0.000	0.000	101.369	-3.58
4101		4.830	2.600	9.629	-4.22
4351		0.000	0.000	33.927	-3.57
41102		0.000	0.000	101.364	-3.58
4352		0.000	0.000	33.927	-3.57
4102		0.000	0.000	9.629	-4.22
51101		0.000	0.000	99.395	-4.44

5351	0.000	0.000	33.236	-4.40
5101	4.720	2.800	9.478	-4.52
51102	0.000	0.000	99.226	-4.56
5352	0.000	0.000	33.236	-4.40
5102	0.000	0.000	9.479	-4.52
61101	0.000	0.000	99.607	-3.96
6351	0.000	0.000	33.347	-3.96
6101	13.650	8.460	9.432	-4.79
61102	0.000	0.000	99.607	-3.96
6352	0.000	0.000	33.347	-3.96
6102	0.000	0.000	9.433	-4.79
710	2.310	1.190	9.460	-5.17
8110	0.000	0.000	112.006	-5.76
835	0.000	0.000	37.392	-6.00
810	5.980	3.230	10.699	-5.72
91101	0.000	0.000	114.322	-5.44
9351	0.000	0.000	38.167	-5.36
9101	4.300	2.090	10.967	-4.93
91102	0.000	0.000	114.799	-4.96
9352	0.000	0.000	38.167	-5.36
9102	0.000	0.000	10.967	-4.93
1010	3.250	1.850	9.757	-4.56
111101	0.000	0.000	106.873	-1.77
11351	0.000	0.000	35.783	-1.78
11101	3.150	1.850	10.127	-2.55
111102	0.000	0.000	106.873	-1.77
11352	0.000	0.000	35.783	-1.78
11102	0.000	0.000	10.127	-2.55
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	100.991	-4.81
1310	2.940	1.670	9.415	-6.95
1335	0.000	0.000	33.810	-4.81
141101	0.000	0.000	102.482	-2.98
14101	13.020	8.060	9.714	-3.73
141102	0.000	0.000	102.482	-2.98
14102	0.000	0.000	9.715	-3.73
1510	2.830	1.610	9.518	-5.22
201101	1.680	0.960	10.678	-3.89
201102	0.000	0.000	10.678	-3.90
202101	1.570	0.810	10.457	-4.20
202102	0.000	0.000	10.458	-4.20
203101	1.150	0.620	11.658	-6.64
203102	0.000	0.000	11.658	-6.64
204101	2.620	1.490	11.757	-6.40
204102	0.000	0.000	11.757	-6.40
20510	1.990	1.190	10.064	-6.13
20610	1.890	1.180	9.982	-6.27
207101	1.260	0.640	10.249	-4.99
207102	0.000	0.000	10.249	-4.99
20810	1.680	0.900	10.082	-6.60
20910	1.570	0.640	11.753	-6.95
210101	1.260	0.640	11.686	-6.68
210102	0.000	0.000	11.686	-6.68
211101	1.470	0.910	11.526	-7.00
211102	0.000	0.000	11.526	-7.00
21210	1.360	0.730	11.494	-7.37
14271	0.000	0.000	24.506	-2.98
14272	0.000	0.000	24.506	-2.98
101	0.000	0.000	106.210	-1.10
102	0.000	0.000	106.125	-1.12
103	0.000	0.000	109.663	-0.10
104	0.000	0.000	103.669	-1.88
901	15.640	7.580	108.945	-0.35
903	-14.270	0.000	108.484	-0.37
902	8.670	4.680	108.608	-0.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.607	16.205	25.474	15.961	0.133	0.243	0.159	0.882
1	101	23.147	15.200	22.744	14.463	0.401	0.734	0.146	2.927
101	2	22.744	14.930	22.737	14.918	0.007	0.013	0.148	0.050
2	102	17.201	10.159	17.197	10.152	0.004	0.007	0.108	0.036
102	3	17.197	10.590	16.984	10.202	0.212	0.387	0.110	2.043
3	4	14.021	8.872	13.936	8.718	0.084	0.154	0.092	0.980
4	5	13.469	8.812	13.337	8.569	0.132	0.241	0.090	1.590
5	6	6.853	4.756	6.836	4.726	0.016	0.030	0.047	0.384

6	7	-6.894	-4.347	-6.930	-4.413	0.036	0.065	-0.046	-0.829
7	8	-9.257	-5.262	-9.284	-5.313	0.027	0.050	-0.060	-0.480
8	9	-16.306	-9.163	-16.575	-9.654	0.268	0.489	-0.105	-2.664
9	10	-24.605	-14.175	-24.873	-14.563	0.267	0.387	-0.156	-1.595
10	11	-28.150	-16.400	-28.412	-16.779	0.261	0.378	-0.176	-1.377
11	100	-17.503	-10.594	-17.706	-10.966	0.203	0.370	-0.109	-1.947
11	111101	1.076	0.537	1.075	0.509	0.001	0.028	0.006	1.231
111101	11351	-0.144	-0.228	-0.144	-0.228	0.000	0.000	-0.001	-0.011
11351	200	-0.373	-0.590	-0.373	-0.590	0.000	0.000	-0.011	-0.001
200	201	6.023	2.540	5.836	2.315	0.187	0.224	0.105	1.446
201	2351	-0.550	-1.458	-0.554	-1.462	0.004	0.004	-0.026	-0.115
21101	2351	0.278	0.725	0.277	0.725	0.000	0.000	0.004	0.012
2	21101	2.751	2.285	2.745	2.123	0.006	0.161	0.019	3.267
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.351
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.348
2	21102	2.751	2.285	2.745	2.123	0.006	0.161	0.019	3.267
21102	2352	0.277	0.728	0.276	0.728	0.000	0.000	0.004	0.012
2352	2351	0.276	0.728	0.276	0.728	0.000	0.000	0.013	0.000
201	202	4.692	2.761	4.603	2.654	0.089	0.107	0.091	0.845
202	205	3.019	1.772	2.985	1.731	0.034	0.041	0.060	0.486
205	206	0.978	0.431	0.972	0.424	0.006	0.007	0.019	0.277
206	207	-0.935	-0.856	-0.940	-0.862	0.006	0.007	-0.022	-0.227
207	4351	-2.211	-1.525	-2.260	-1.583	0.049	0.059	-0.047	-0.922
41101	4351	0.578	0.396	0.577	0.396	0.000	0.000	0.004	0.029
4	41101	2.005	1.241	2.003	1.167	0.003	0.074	0.013	1.910
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.772
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.764
4	41102	5.094	3.241	5.089	3.051	0.005	0.190	0.034	1.915
41102	4352	1.683	1.152	1.683	1.152	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.683	1.152	1.683	1.152	0.000	0.000	0.035	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.289
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.289
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
11351	11352	0.228	0.362	0.228	0.362	0.000	0.000	0.007	0.000
111102	11352	-0.228	-0.362	-0.228	-0.362	0.000	0.000	-0.002	-0.011
11	111102	1.707	0.854	1.705	0.810	0.002	0.044	0.010	1.230
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.047
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.127	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.048
11	903	-13.722	-6.980	-13.749	-7.058	0.028	0.078	-0.082	-0.429
903	902	0.512	-6.790	0.509	-6.798	0.003	0.008	0.036	-0.123
902	901	-8.156	-11.265	-8.171	-11.307	0.015	0.042	-0.074	-0.338
901	100	-23.801	-18.570	-23.917	-18.896	0.115	0.325	-0.160	-1.057
9	91101	5.449	3.317	5.429	2.793	0.019	0.522	0.035	4.930
91101	9351	6.851	3.160	6.828	3.160	0.023	0.000	0.038	0.302
9351	9352	-1.788	-1.586	-1.788	-1.586	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.789	1.610	1.788	1.586	0.001	0.024	0.012	0.862
9	91102	7.537	4.731	7.517	4.079	0.019	0.649	0.049	4.437
91102	9102	5.729	2.469	5.720	2.469	0.008	0.000	0.031	0.130
9102	9101	5.720	2.469	5.720	2.469	0.000	0.000	0.327	0.001
91101	9101	-1.422	-0.366	-1.423	-0.380	0.001	0.014	-0.007	-0.425
9351	401	4.597	2.475	4.574	2.442	0.022	0.032	0.079	0.268
401	210	2.993	1.746	2.974	1.710	0.020	0.036	0.053	0.405
210	211	1.702	1.033	1.689	1.017	0.013	0.015	0.031	0.371
211	212	0.206	0.066	0.205	0.065	0.000	0.000	0.003	0.031
212	835	-1.165	-0.695	-1.171	-0.703	0.006	0.008	-0.021	-0.263
8110	835	0.995	0.608	0.995	0.602	0.000	0.006	0.006	0.361
8	8110	6.999	4.430	6.982	3.836	0.018	0.592	0.047	4.350
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
835	203	-0.176	-0.028	-0.176	-0.029	0.000	0.000	-0.003	-0.046
203	204	-1.338	-0.641	-1.346	-0.653	0.008	0.012	-0.023	-0.338
204	9351	-3.988	-2.251	-4.019	-2.296	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.392
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.392
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.394
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000

210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.394
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.352	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.093
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.490	0.001
61101	6101	6.817	4.388	6.811	4.245	0.005	0.142	0.047	1.101
6	61101	6.832	4.600	6.826	4.370	0.005	0.229	0.047	1.739
6	61102	6.832	4.600	6.827	4.370	0.005	0.229	0.047	1.739
51101	5351	2.221	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.068	0.511	0.068	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.072
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.313	0.000
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5	51101	2.426	1.517	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.395
5	51102	4.020	2.590	4.014	2.389	0.006	0.201	0.027	2.580
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.196	0.043	1.570
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.988
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.454	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.995
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.570
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-6.674	-3.951	-6.696	-3.991	0.022	0.040	-0.043	-0.532
104	14	-9.549	-5.512	-9.567	-5.544	0.018	0.032	-0.061	-0.300
14	13	-22.668	-14.324	-22.887	-14.725	0.219	0.400	-0.149	-1.576
13	103	-25.857	-16.068	-26.512	-17.266	0.653	1.193	-0.166	-4.173
103	100	-35.692	-22.239	-35.763	-22.369	0.071	0.129	-0.221	-0.337
7	710	2.319	1.341	2.309	1.189	0.010	0.151	0.015	3.430
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.608
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.994	0.014	0.017	0.034	0.366
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.903
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.149
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.136
10	1010	3.268	2.145	3.248	1.849	0.020	0.295	0.021	4.987
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.652
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.112	0.040	1.139
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.855
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.923
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.515
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.669
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.002

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.002 МВт / 1051.213 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.430 МВт / 1011.167 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.686 МВт / 15.919 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.686 МВт / 15.919 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.534 МВт / 4.677 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.390 МВт / 1.682 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.359 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.609 МВт / 22.279 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладихинська ТЕС	-94.332	-64.166	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.100	-0.25
2	Тростянець	0.000	0.000	106.074	-1.08
3	Соколівка	0.000	0.000	103.981	-1.72
4	Крижопіль	0.000	0.000	102.993	-2.01
5	Піщанка	0.000	0.000	101.352	-2.46
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	100.939	-2.56
7	Луги	0.000	0.000	101.671	-2.28
8	Чечельник	0.000	0.000	102.105	-2.10
9	Бершадь	-5.000	-3.000	104.622	-1.18
11	Глибочок	0.000	0.000	107.514	-0.40
10	Сумівка	0.000	0.000	106.169	-0.76
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.620	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.442	-1.30
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.857	-1.76
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.549	-1.85
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.664	-1.63
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.281	-2.94
202	Ободівка	0.000	0.000	33.454	-3.46
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.981	-3.76
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.719	-4.01
207	Крикливець	0.000	0.000	32.951	-3.96
204	Бершадь-35	0.000	0.000	37.570	-5.56
203	Баланівка	0.000	0.000	37.251	-5.85
208	Чорномин	0.000	0.000	32.796	-4.57
401		0.000	0.000	37.724	-5.46
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.724	-5.46
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.341	-5.82
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.982	-6.01
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.955	-6.05
110		2.310	1.190	10.159	-2.68
21101		0.000	0.000	102.793	-3.06
2351		0.000	0.000	34.409	-3.03
2101		4.930	2.670	9.714	-4.14
21102		0.000	0.000	102.793	-3.06
2352		0.000	0.000	34.409	-3.03
2102		0.000	0.000	9.714	-4.14
310		2.940	1.670	9.533	-5.17
41101		0.000	0.000	101.198	-3.55
4101		4.830	2.600	9.613	-4.19
4351		0.000	0.000	33.869	-3.53
41102		0.000	0.000	101.193	-3.54
4352		0.000	0.000	33.869	-3.53
4102		0.000	0.000	9.613	-4.19
51101		0.000	0.000	99.150	-4.38
5351		0.000	0.000	33.154	-4.35

5101	4.720	2.800	9.455	-4.47
51102	0.000	0.000	98.981	-4.51
5352	0.000	0.000	33.154	-4.35
5102	0.000	0.000	9.456	-4.47
61101	0.000	0.000	99.327	-3.89
6351	0.000	0.000	33.253	-3.89
6101	13.650	8.460	9.405	-4.73
61102	0.000	0.000	99.326	-3.89
6352	0.000	0.000	33.253	-3.89
6102	0.000	0.000	9.406	-4.73
710	2.310	1.190	9.425	-5.09
8110	0.000	0.000	111.495	-5.68
835	0.000	0.000	37.214	-5.91
810	5.980	3.230	10.650	-5.64
91101	0.000	0.000	113.771	-5.33
9351	0.000	0.000	37.982	-5.26
9101	4.300	2.090	10.914	-4.82
91102	0.000	0.000	114.243	-4.85
9352	0.000	0.000	37.982	-5.26
9102	0.000	0.000	10.914	-4.82
1010	3.250	1.850	9.705	-4.43
111101	0.000	0.000	106.512	-1.62
11351	0.000	0.000	35.662	-1.63
11101	3.150	1.850	10.092	-2.40
111102	0.000	0.000	106.512	-1.62
11352	0.000	0.000	35.662	-1.63
11102	0.000	0.000	10.092	-2.40
1210	9.130	4.930	9.746	-2.53
13110	0.000	0.000	100.910	-4.80
1310	2.940	1.670	9.407	-6.94
1335	0.000	0.000	33.783	-4.80
141101	0.000	0.000	102.374	-2.96
14101	13.020	8.060	9.704	-3.71
141102	0.000	0.000	102.374	-2.96
14102	0.000	0.000	9.705	-3.71
1510	2.830	1.610	9.506	-5.19
201101	1.680	0.960	10.650	-3.83
201102	0.000	0.000	10.650	-3.83
202101	1.570	0.810	10.431	-4.14
202102	0.000	0.000	10.431	-4.14
203101	1.150	0.620	11.599	-6.55
203102	0.000	0.000	11.599	-6.55
204101	2.620	1.490	11.698	-6.30
204102	0.000	0.000	11.698	-6.30
20510	1.990	1.190	10.037	-6.08
20610	1.890	1.180	9.958	-6.24
207101	1.260	0.640	10.227	-4.95
207102	0.000	0.000	10.227	-4.95
20810	1.680	0.900	10.055	-6.56
20910	1.570	0.640	11.694	-6.86
210101	1.260	0.640	11.627	-6.59
210102	0.000	0.000	11.627	-6.59
211101	1.470	0.910	11.467	-6.92
211102	0.000	0.000	11.467	-6.92
21210	1.360	0.730	11.436	-7.30
14271	0.000	0.000	24.480	-2.96
14272	0.000	0.000	24.480	-2.96
101	0.000	0.000	106.125	-1.07
102	0.000	0.000	106.038	-1.10
103	0.000	0.000	109.659	-0.10
104	0.000	0.000	103.549	-1.85
901	15.640	7.580	109.498	-0.26
903	-14.270	0.000	107.701	-0.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.599	16.840	25.462	16.591	0.136	0.248	0.161	0.901
1	101	23.135	15.829	22.722	15.074	0.411	0.752	0.148	2.993
101	2	22.722	15.541	22.715	15.528	0.007	0.013	0.150	0.051
2	102	17.226	10.558	17.223	10.551	0.004	0.007	0.110	0.037
102	3	17.223	10.988	17.005	10.590	0.217	0.396	0.111	2.085
3	4	14.041	9.258	13.954	9.100	0.087	0.158	0.093	1.004
4	5	13.482	9.643	13.341	9.385	0.140	0.257	0.093	1.671
5	6	6.857	5.568	6.839	5.534	0.019	0.034	0.050	0.420
6	7	-6.891	-3.544	-6.924	-3.604	0.032	0.059	-0.044	-0.752
7	8	-9.251	-4.458	-9.277	-4.505	0.026	0.047	-0.058	-0.445

8	9	-16.292	-8.412	-16.553	-8.888	0.259	0.474	-0.104	-2.563
9	10	-24.589	-13.382	-24.852	-13.763	0.262	0.379	-0.154	-1.560
10	11	-28.129	-15.606	-28.387	-15.979	0.257	0.372	-0.175	-1.351
11	100	-17.003	-16.440	-17.278	-16.942	0.273	0.500	-0.127	-2.489
11	111101	1.091	0.446	1.090	0.419	0.001	0.027	0.006	1.041
111101	11351	-0.129	-0.318	-0.129	-0.318	0.000	0.000	-0.002	-0.010
11351	200	-0.332	-0.822	-0.332	-0.822	0.000	0.000	-0.014	-0.002
200	201	6.064	2.307	5.878	2.084	0.185	0.223	0.105	1.413
201	2351	-0.501	-1.658	-0.505	-1.664	0.004	0.005	-0.029	-0.125
21101	2351	0.254	0.826	0.253	0.826	0.000	0.000	0.005	0.011
2	21101	2.727	2.391	2.720	2.224	0.006	0.166	0.020	3.409
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.353
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.350
2	21102	2.727	2.391	2.721	2.224	0.006	0.166	0.020	3.409
21102	2352	0.252	0.829	0.252	0.829	0.000	0.000	0.005	0.011
2352	2351	0.252	0.829	0.252	0.829	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.685	2.731	4.596	2.624	0.089	0.107	0.091	0.843
202	205	3.012	1.742	2.978	1.701	0.033	0.040	0.060	0.484
205	206	0.971	0.401	0.965	0.394	0.006	0.007	0.018	0.270
206	207	-0.941	-0.886	-0.947	-0.893	0.006	0.007	-0.023	-0.233
207	4351	-2.218	-1.556	-2.268	-1.616	0.050	0.060	-0.047	-0.933
41101	4351	0.580	0.405	0.580	0.405	0.000	0.000	0.004	0.029
4	41101	2.008	1.251	2.005	1.176	0.003	0.075	0.013	1.925
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.773
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.764
4	41102	5.100	3.267	5.094	3.075	0.005	0.191	0.034	1.930
41102	4352	1.689	1.175	1.688	1.175	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.688	1.175	1.688	1.175	0.000	0.000	0.035	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.289
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
11351	11352	0.203	0.505	0.203	0.505	0.000	0.000	0.009	0.000
111102	11352	-0.203	-0.505	-0.203	-0.505	0.000	0.000	-0.003	-0.009
11	111102	1.732	0.710	1.730	0.667	0.002	0.043	0.010	1.041
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.047
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.048
9	91101	5.452	3.303	5.432	2.775	0.020	0.526	0.035	4.914
91101	9351	6.854	3.132	6.831	3.132	0.023	0.000	0.038	0.304
9351	9352	-1.791	-1.573	-1.791	-1.573	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.792	1.596	1.791	1.573	0.001	0.024	0.012	0.859
9	91102	7.541	4.714	7.521	4.056	0.020	0.655	0.049	4.426
91102	9102	5.729	2.460	5.721	2.460	0.008	0.000	0.031	0.131
9102	9101	5.721	2.460	5.720	2.460	0.000	0.000	0.329	0.001
91101	9101	-1.422	-0.358	-1.423	-0.371	0.001	0.014	-0.007	-0.419
9351	401	4.600	2.456	4.577	2.423	0.023	0.033	0.079	0.269
401	210	2.996	1.726	2.977	1.690	0.020	0.036	0.053	0.404
210	211	1.705	1.013	1.692	0.997	0.013	0.016	0.031	0.370
211	212	0.208	0.045	0.208	0.045	0.000	0.000	0.003	0.029
212	835	-1.162	-0.716	-1.168	-0.724	0.006	0.008	-0.021	-0.266
8110	835	0.989	0.653	0.989	0.646	0.000	0.006	0.006	0.383
8	8110	6.993	4.483	6.975	3.880	0.018	0.600	0.047	4.402
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
835	203	-0.179	-0.005	-0.180	-0.006	0.000	0.000	-0.003	-0.042
203	204	-1.341	-0.619	-1.349	-0.631	0.008	0.012	-0.023	-0.335
204	9351	-3.991	-2.228	-4.023	-2.274	0.032	0.046	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.394
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.393
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.557
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.557
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.395
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.395
61102	6102	6.836	4.352	6.831	4.209	0.005	0.143	0.047	1.095
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.492	0.001
61101	6101	6.817	4.389	6.811	4.245	0.005	0.143	0.047	1.102
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	-0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000

61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	61102	6.833	4.602	6.827	4.371	0.005	0.230	0.047	1.741
6	61101	6.832	4.602	6.826	4.370	0.005	0.230	0.047	1.741
51101	5351	2.222	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.068	0.511	0.068	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.313	0.000
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.309
5	51101	2.426	1.518	2.422	1.405	0.004	0.113	0.016	2.398
5	51102	4.020	2.591	4.014	2.389	0.006	0.202	0.027	2.584
4	104	-6.677	-4.438	-6.701	-4.481	0.023	0.043	-0.045	-0.565
104	14	-9.554	-6.003	-9.572	-6.036	0.018	0.034	-0.063	-0.314
14	13	-22.673	-14.818	-22.897	-15.228	0.223	0.409	-0.150	-1.606
13	103	-25.867	-16.573	-26.535	-17.795	0.665	1.217	-0.168	-4.244
103	100	-35.715	-22.768	-35.787	-22.899	0.072	0.131	-0.223	-0.341
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.995
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.454	-0.001
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.988
14	141102	6.516	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.043	1.571
14	141101	6.515	4.347	6.510	4.150	0.005	0.197	0.043	1.571
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.519
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.151
7	710	2.319	1.342	2.309	1.189	0.010	0.153	0.015	3.436
5351	208	1.708	1.011	1.693	0.994	0.014	0.017	0.035	0.367
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
208	20810	1.688	0.981	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.905
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.858
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.925
209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.610
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
11	903	-14.237	-0.105	-14.261	-0.173	0.024	0.068	-0.076	-0.190
10	1010	3.268	2.148	3.248	1.849	0.020	0.298	0.021	4.999
206	20610	1.901	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.141
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.655
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.673
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.002
100	901	15.668	7.485	15.630	7.379	0.037	0.105	0.091	0.504

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.664 МВт / 1127.093 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.100 МВт / 1087.116 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.683 МВт / 15.909 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.683 МВт / 15.909 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.537 МВт / 4.701 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.387 МВт / 1.670 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.371 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.607 МВт / 22.280 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладийинська ТЕС	-102.994	-68.436	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.119	-0.26
2	Тростянець	0.000	0.000	106.160	-1.11
3	Соколівка	0.000	0.000	104.111	-1.76
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.148	-2.05
5	Піщанка	0.000	0.000	101.590	-2.52
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.215	-2.63
7	Луги	0.000	0.000	102.025	-2.38
8	Чечельник	0.000	0.000	102.494	-2.22
9	Бершадь	-5.000	-3.000	105.109	-1.33
11	Глибочок	0.000	0.000	108.058	-0.59
10	Сумівка	0.000	0.000	106.689	-0.93
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.625	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	105.518	-1.32
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.964	-1.78
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.669	-1.88
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.785	-1.78
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.368	-3.01
202	Ободівка	0.000	0.000	33.539	-3.52
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.063	-3.82
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.794	-4.05
207	Криклицевець	0.000	0.000	33.020	-4.00
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.755	-5.66
203	Баланівка	0.000	0.000	37.435	-5.94
208	Чорномин	0.000	0.000	32.879	-4.63
401		0.000	0.000	37.910	-5.56
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.909	-5.56
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.527	-5.92
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.167	-6.11
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.138	-6.14
110		2.310	1.190	10.161	-2.69
21101		0.000	0.000	103.024	-3.10
2351		0.000	0.000	34.486	-3.08
2101		4.930	2.670	9.736	-4.17
21102		0.000	0.000	103.024	-3.10
2352		0.000	0.000	34.486	-3.08
2102		0.000	0.000	9.736	-4.17
310		2.940	1.670	9.546	-5.20
41101		0.000	0.000	101.369	-3.58
4101		4.830	2.600	9.629	-4.22
4351		0.000	0.000	33.927	-3.57
41102		0.000	0.000	101.364	-3.58
4352		0.000	0.000	33.927	-3.57
4102		0.000	0.000	9.629	-4.22
51101		0.000	0.000	99.395	-4.44
5351		0.000	0.000	33.236	-4.40
5101		4.720	2.800	9.478	-4.52
51102		0.000	0.000	99.226	-4.56
5352		0.000	0.000	33.236	-4.40
5102		0.000	0.000	9.479	-4.52
61101		0.000	0.000	99.607	-3.96

6351	0.000	0.000	33.347	-3.96
6101	13.650	8.460	9.432	-4.79
61102	0.000	0.000	99.607	-3.96
6352	0.000	0.000	33.347	-3.96
6102	0.000	0.000	9.433	-4.79
710	2.310	1.190	9.460	-5.17
8110	0.000	0.000	112.006	-5.76
835	0.000	0.000	37.392	-6.00
810	5.980	3.230	10.699	-5.72
91101	0.000	0.000	114.322	-5.44
9351	0.000	0.000	38.167	-5.36
9101	4.300	2.090	10.967	-4.93
91102	0.000	0.000	114.799	-4.96
9352	0.000	0.000	38.167	-5.36
9102	0.000	0.000	10.967	-4.93
1010	3.250	1.850	9.757	-4.56
111101	0.000	0.000	106.873	-1.77
11351	0.000	0.000	35.783	-1.78
11101	3.150	1.850	10.127	-2.55
111102	0.000	0.000	106.873	-1.77
11352	0.000	0.000	35.783	-1.78
11102	0.000	0.000	10.127	-2.55
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	100.991	-4.81
1310	2.940	1.670	9.415	-6.95
1335	0.000	0.000	33.810	-4.81
141101	0.000	0.000	102.482	-2.98
14101	13.020	8.060	9.714	-3.73
141102	0.000	0.000	102.482	-2.98
14102	0.000	0.000	9.715	-3.73
1510	2.830	1.610	9.518	-5.22
201101	1.680	0.960	10.678	-3.89
201102	0.000	0.000	10.678	-3.90
202101	1.570	0.810	10.457	-4.20
202102	0.000	0.000	10.458	-4.20
203101	1.150	0.620	11.658	-6.64
203102	0.000	0.000	11.658	-6.64
204101	2.620	1.490	11.757	-6.40
204102	0.000	0.000	11.757	-6.40
20510	1.990	1.190	10.064	-6.13
20610	1.890	1.180	9.982	-6.27
207101	1.260	0.640	10.249	-4.99
207102	0.000	0.000	10.249	-4.99
20810	1.680	0.900	10.082	-6.60
20910	1.570	0.640	11.753	-6.95
210101	1.260	0.640	11.686	-6.68
210102	0.000	0.000	11.686	-6.68
211101	1.470	0.910	11.526	-7.00
211102	0.000	0.000	11.526	-7.00
21210	1.360	0.730	11.494	-7.37
14271	0.000	0.000	24.506	-2.98
14272	0.000	0.000	24.506	-2.98
101	0.000	0.000	106.210	-1.10
102	0.000	0.000	106.125	-1.12
103	0.000	0.000	109.663	-0.10
104	0.000	0.000	103.669	-1.88
901	15.640	7.580	108.945	-0.35
903	-14.270	0.000	108.484	-0.37
902	8.670	4.680	108.608	-0.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.607	16.205	25.474	15.961	0.133	0.243	0.159	0.882
1	101	23.147	15.200	22.744	14.463	0.401	0.734	0.146	2.927
101	2	22.744	14.930	22.737	14.918	0.007	0.013	0.148	0.050
2	102	17.201	10.159	17.197	10.152	0.004	0.007	0.108	0.036
102	3	17.197	10.590	16.984	10.202	0.212	0.387	0.110	2.043
3	4	14.021	8.872	13.936	8.718	0.084	0.154	0.092	0.980
4	5	13.469	8.812	13.337	8.569	0.132	0.241	0.090	1.590
5	6	6.853	4.756	6.836	4.726	0.016	0.030	0.047	0.384
6	7	-6.894	-4.347	-6.930	-4.413	0.036	0.065	-0.046	-0.829
7	8	-9.257	-5.262	-9.284	-5.313	0.027	0.050	-0.060	-0.480
8	9	-16.306	-9.163	-16.575	-9.654	0.268	0.489	-0.105	-2.664
9	10	-24.605	-14.175	-24.873	-14.563	0.267	0.387	-0.156	-1.595
10	11	-28.150	-16.400	-28.412	-16.779	0.261	0.378	-0.176	-1.377
11	100	-17.503	-10.594	-17.706	-10.966	0.203	0.370	-0.109	-1.947

11	111101	1.076	0.537	1.075	0.509	0.001	0.028	0.006	1.231
111101	11351	-0.144	-0.228	-0.144	-0.228	0.000	0.000	-0.001	-0.011
11351	200	-0.373	-0.590	-0.373	-0.590	0.000	0.000	-0.011	-0.001
200	201	6.023	2.540	5.836	2.315	0.187	0.224	0.105	1.446
201	2351	-0.550	-1.458	-0.554	-1.462	0.004	0.004	-0.026	-0.115
21101	2351	0.278	0.725	0.277	0.725	0.000	0.000	0.004	0.012
2	21101	2.751	2.285	2.745	2.123	0.006	0.161	0.019	3.267
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.351
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.348
2	21102	2.751	2.285	2.745	2.123	0.006	0.161	0.019	3.267
21102	2352	0.277	0.728	0.276	0.728	0.000	0.000	0.004	0.012
2352	2351	0.276	0.728	0.276	0.728	0.000	0.000	0.013	0.000
201	202	4.692	2.761	4.603	2.654	0.089	0.107	0.091	0.845
202	205	3.019	1.772	2.985	1.731	0.034	0.041	0.060	0.486
205	206	0.978	0.431	0.972	0.424	0.006	0.007	0.019	0.277
206	207	-0.935	-0.856	-0.940	-0.862	0.006	0.007	-0.022	-0.227
207	4351	-2.211	-1.525	-2.260	-1.583	0.049	0.059	-0.047	-0.922
41101	4351	0.578	0.396	0.577	0.396	0.000	0.000	0.004	0.029
4	41101	2.005	1.241	2.003	1.167	0.003	0.074	0.013	1.910
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.772
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.764
4	41102	5.094	3.241	5.089	3.051	0.005	0.190	0.034	1.915
41102	4352	1.683	1.152	1.683	1.152	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.683	1.152	1.683	1.152	0.000	0.000	0.035	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.289
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.289
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
11351	11352	0.228	0.362	0.228	0.362	0.000	0.000	0.007	0.000
111102	11352	-0.228	-0.362	-0.228	-0.362	0.000	0.000	-0.002	-0.011
11	111102	1.707	0.854	1.705	0.810	0.002	0.044	0.010	1.230
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.047
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.127	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.048
11	903	-13.722	-6.980	-13.749	-7.058	0.028	0.078	-0.082	-0.429
903	902	0.512	-6.790	0.509	-6.798	0.003	0.008	0.036	-0.123
902	901	-8.156	-11.265	-8.171	-11.307	0.015	0.042	-0.074	-0.338
901	100	-23.801	-18.570	-23.917	-18.896	0.115	0.325	-0.160	-1.057
9	91101	5.449	3.317	5.429	2.793	0.019	0.522	0.035	4.930
91101	9351	6.851	3.160	6.828	3.160	0.023	0.000	0.038	0.302
9351	9352	-1.788	-1.586	-1.788	-1.586	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.789	1.610	1.788	1.586	0.001	0.024	0.012	0.862
9	91102	7.537	4.731	7.517	4.079	0.019	0.649	0.049	4.437
91102	9102	5.729	2.469	5.720	2.469	0.008	0.000	0.031	0.130
9102	9101	5.720	2.469	5.720	2.469	0.000	0.000	0.327	0.001
91101	9101	-1.422	-0.366	-1.423	-0.380	0.001	0.014	-0.007	-0.425
9351	401	4.597	2.475	4.574	2.442	0.022	0.032	0.079	0.268
401	210	2.993	1.746	2.974	1.710	0.020	0.036	0.053	0.405
210	211	1.702	1.033	1.689	1.017	0.013	0.015	0.031	0.371
211	212	0.206	0.066	0.205	0.065	0.000	0.000	0.003	0.031
212	835	-1.165	-0.695	-1.171	-0.703	0.006	0.008	-0.021	-0.263
8110	835	0.995	0.608	0.995	0.602	0.000	0.006	0.006	0.361
8	8110	6.999	4.430	6.982	3.836	0.018	0.592	0.047	4.350
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
835	203	-0.176	-0.028	-0.176	-0.029	0.000	0.000	-0.003	-0.046
203	204	-1.338	-0.641	-1.346	-0.653	0.008	0.012	-0.023	-0.338
204	9351	-3.988	-2.251	-4.019	-2.296	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.392
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.392
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.394
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.394
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.352	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.093
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.490	0.001

61101	6101	6.817	4.388	6.811	4.245	0.005	0.142	0.047	1.101
6	61101	6.832	4.600	6.826	4.370	0.005	0.229	0.047	1.739
6	61102	6.832	4.600	6.827	4.370	0.005	0.229	0.047	1.739
51101	5351	2.221	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.068	0.511	0.068	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.072
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.313	0.000
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5	51101	2.426	1.517	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.395
5	51102	4.020	2.590	4.014	2.389	0.006	0.201	0.027	2.580
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.196	0.043	1.570
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.988
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.454	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.995
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.570
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	104	-6.674	-3.951	-6.696	-3.991	0.022	0.040	-0.043	-0.532
104	14	-9.549	-5.512	-9.567	-5.544	0.018	0.032	-0.061	-0.300
14	13	-22.668	-14.324	-22.887	-14.725	0.219	0.400	-0.149	-1.576
13	103	-25.857	-16.068	-26.512	-17.266	0.653	1.193	-0.166	-4.173
103	100	-35.692	-22.239	-35.763	-22.369	0.071	0.129	-0.221	-0.337
7	710	2.319	1.341	2.309	1.189	0.010	0.151	0.015	3.430
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.608
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.994	0.014	0.017	0.034	0.366
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.903
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.149
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.136
10	1010	3.268	2.145	3.248	1.849	0.020	0.295	0.021	4.987
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.652
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.112	0.040	1.139
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.855
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.923
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.515
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.669
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.002

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів.

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

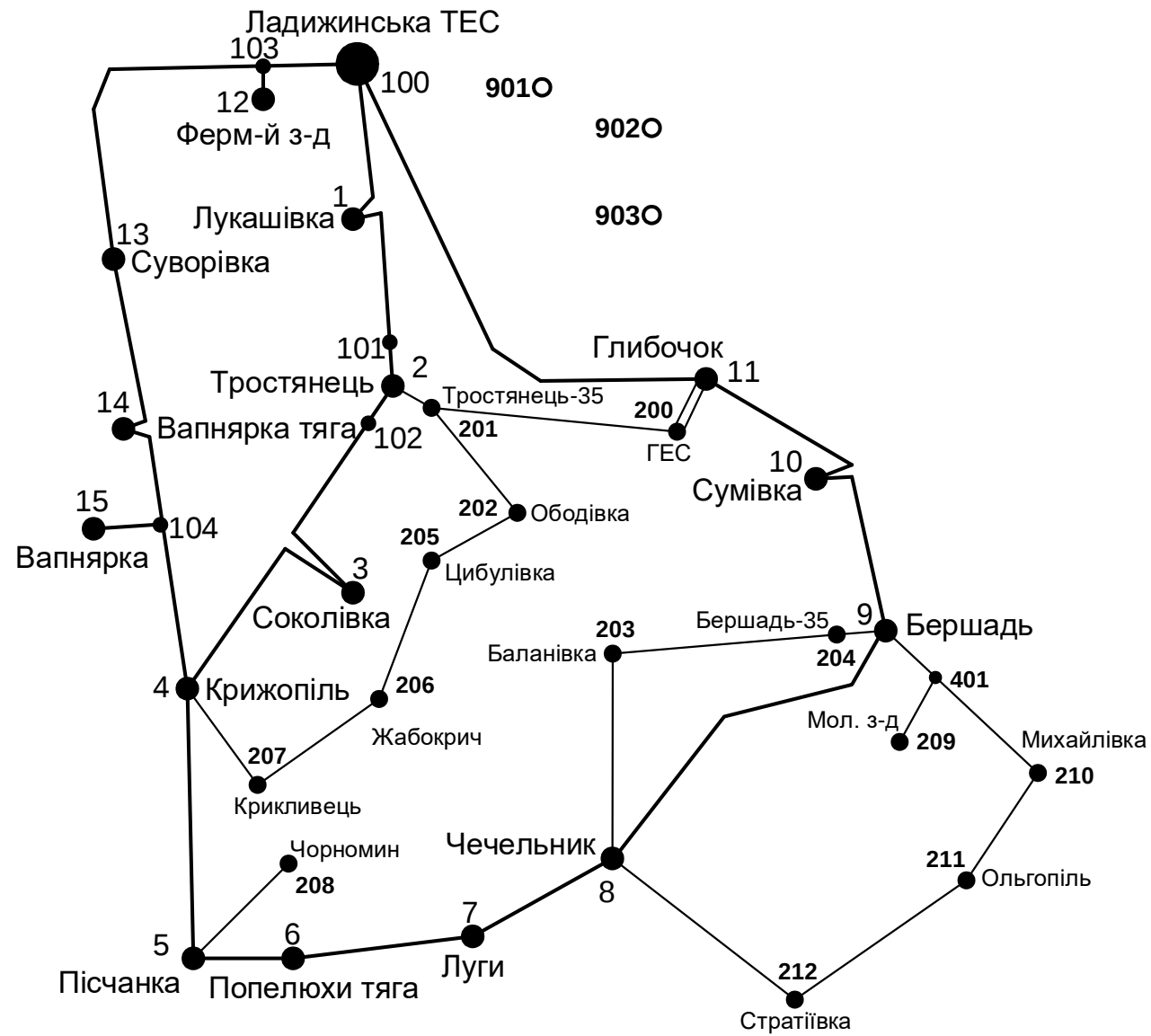
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації силових трансформаторів у електромережі;
- розв’язано питання організації безпеки праці персоналу, який виконує роботи з обслуговування електричних мереж з силовими трансформаторами.

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

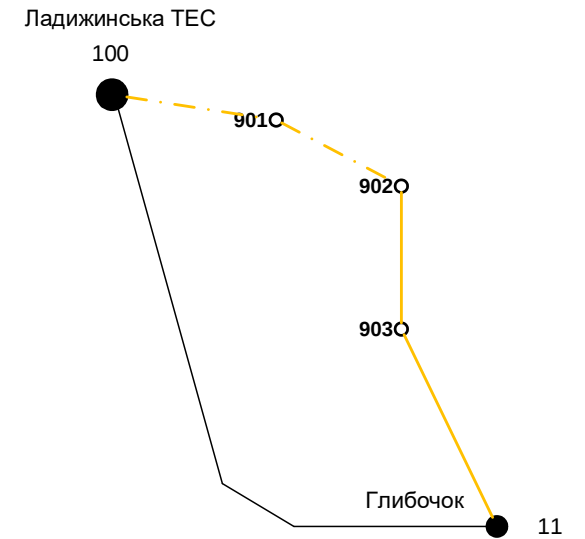
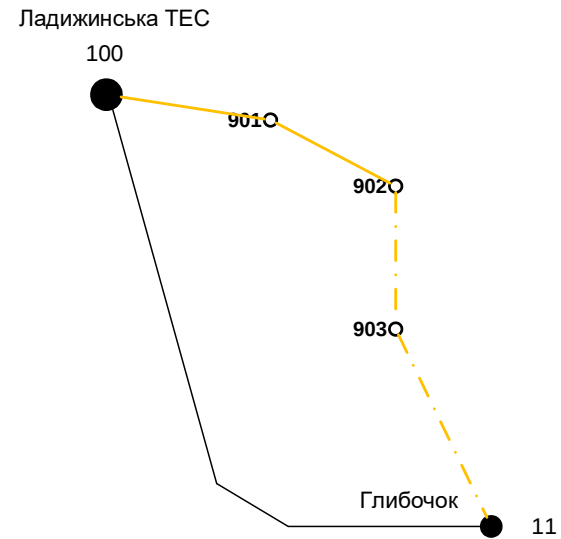
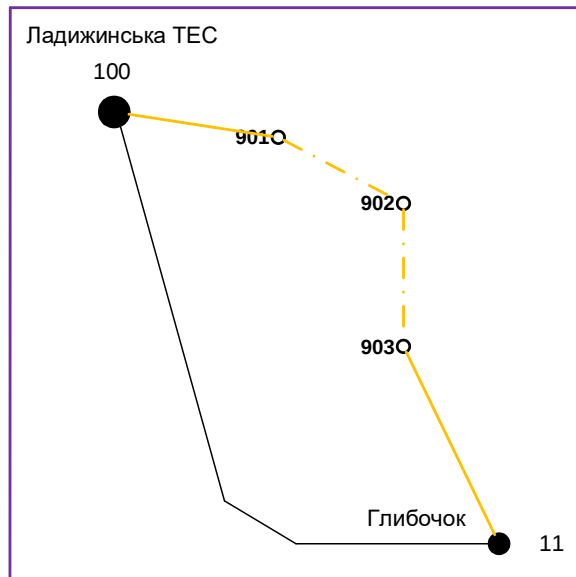
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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».

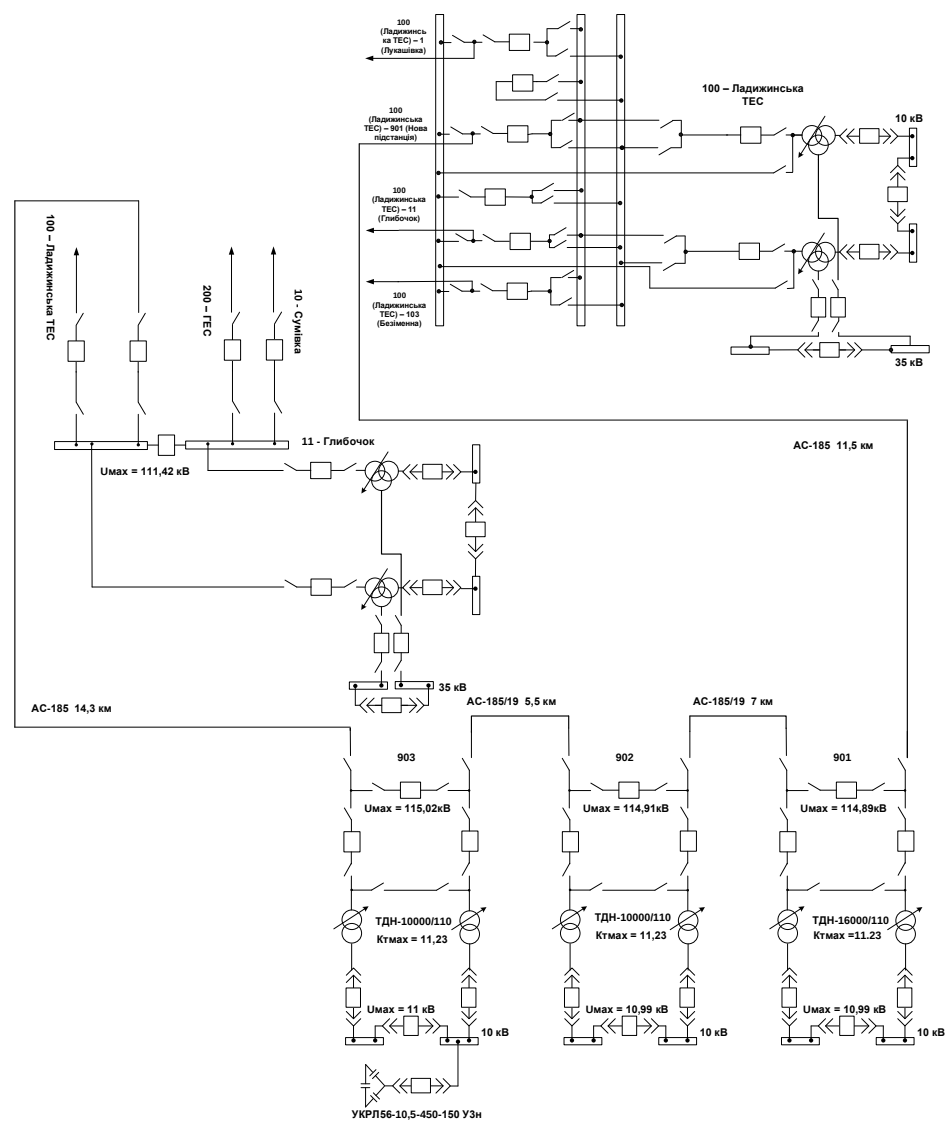
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



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



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	55,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	310 240
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	205 076,9
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,61
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1087,12
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	22,28