

MR-5777

621.31
Р64

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

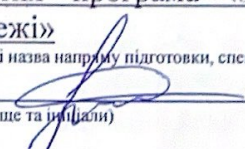
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей
експлуатації повітряних ліній електропередачі»

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)

Поповський А.І.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС



Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 06 2024 р.

ОпONENT:

 каф. ЕСЕМ Lymina M.B.

« 06 » 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.

11.03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Поповський Андрій Ігорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі

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

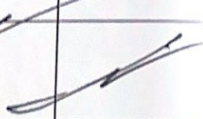
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 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 мережі. 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		
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	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.24	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі	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	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Поповський

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Поповський Андрій Ігорович «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 109 с./ На укр. мові. рис.17, табл.20, бібліогр.24.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який виконує роботи з обслуговування повітряних ліній електропередачі.

ANNOTATION

Popovs`kyi Andriy « Development of a fragment of the electrical network with an analysis of the features of operation of overhead power lines ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 109 p. fig. 17, table 20, bibl. 24

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

A study of the peculiarities of the operation of overhead power transmission lines was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel performing maintenance work on overhead power transmission lines was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	15
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	20
РОЗДІЛ 3	25
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	29
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	30
РОЗДІЛ 4	33
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	33
РОЗДІЛ 5	35
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	36
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	36
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій.....	38
РОЗДІЛ 6	42
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	42
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	42
РОЗДІЛ 7	44
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	44
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	44
7.4. Регулювання напруги у електромережі	45
РОЗДІЛ 8.....	49
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	49
РОЗДІЛ 9	69
ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	69
РОЗДІЛ 10.....	89
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	89
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	90
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	94
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій ...	99

ВИСНОВКИ	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	107
Додаток А	111
Показники звіту подібності Unichesk	111
Додаток Б. Технічне завдання МКР	112
ДОДАТОК В.....	118
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	118
ДОДАТОК Г	121
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	121
ДОДАТОК Д.....	124
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ ...	124
ДОДАТОК Ж.....	127
Результати розрахунку післяаварійного режиму	127
після розвитку ЕМ.....	127
ДОДАТОК Л.....	139
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	139

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

Повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП) - пристрій, призначений для передачі або розподілу електричної енергії по проводах, що знаходяться на відкритому повітрі і прикріплені за допомогою траверс (кронштейнів), ізоляторів і арматури до опор або інших споруд (мостам, шляхопроводам) [1].

Конструкція ПЛЕП, її проектування і будівництво регулюються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) і Будівельними нормами і правилами (БНП).

Повітряна лінія електропередачі являє собою досить складне інженерне спорудження, як з погляду механіки, так і з погляду електротехніки. Всі конструктивні частини повітряних ліній працюють у досить жорстких умовах експлуатації, які змінюються в широкому діапазоні. Лінії електропередачі повинні протидіяти цілому ряду зовнішніх факторів, найбільш значимими з яких є:

- механічні сили ваги всіх частин повітряних ліній;
- вага ожеледі на проводах, тросах і ізоляторах;
- тиск вітру на них, а також тяжіння від проводів і тросів;
- добові, сезонні та річні зміни температури повітря;
- атмосферна корозія.

З погляду механіки найбільш істотним є взаємодія між ізоляторами та проводами. На провода та троси діють рівномірно розподілені по довжині вертикальні навантаження від власної маси, а при певних кліматичних умовах – додаткові вертикальні від ожеледі та горизонтальні від вітру. Додаткові зовнішні навантаження на провода та троси не завжди розподілені рівномірно по довжині проводу. Окремі пориви вітру й раптові скидання ожеледі іноді надають зовнішнім навантаженням динамічний характер [3].

Метою будівництва ліній напругою 220 кВ і вище є об'єднання енергосистем, що дозволяє зменшити встановлену потужність електростанцій за рахунок об'єднання резервів. Будівництво ліній нижчої напруги проводиться для підключення до загальнодержавної мережі нових споживачів, зокрема сільськогосподарських. Живлення сільських населених пунктів від державної

мережі значно надійніше і економічніше, ніж від місцевих електростанцій невеликої потужності.

Виконання поставлених завдань неможливе без механізації будівельно-монтажних робіт і без застосування типових конструкцій опор і фундаментів. Тому в даний час в Україні при споруді більшої частини ліній застосовуються типові конструкції опор і фундаментів, а індивідуальні конструкції - лише в окремих випадках

В Україні та за кордоном розроблені спеціальні правила і стандарти для проектування і спорудження ліній електропередачі. Основні вимоги, що пред'являються в Україні до ліній електропередачі, визначаються ПУЕ, що діють згідно яким лінії розділяються на дві категорії по напрузі: до 1000 В і вище 1000 В. Проектування і спорудження опор і фундаментів ліній як будівельних конструкцій проводиться на підставі БНІП.

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання особливостей експлуатації ПЛЕП є надзвичайно важливою та **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи перспективи розвитку особливостей експлуатації ПЛЕП.

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 ПЛЕП;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує ПЛЕП.

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

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

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

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих методів та засобів експлуатації ПЛЕП.

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 $a' = -5815,1$; $b' = 2,9273$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 2,9273T - 5815,1$$

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

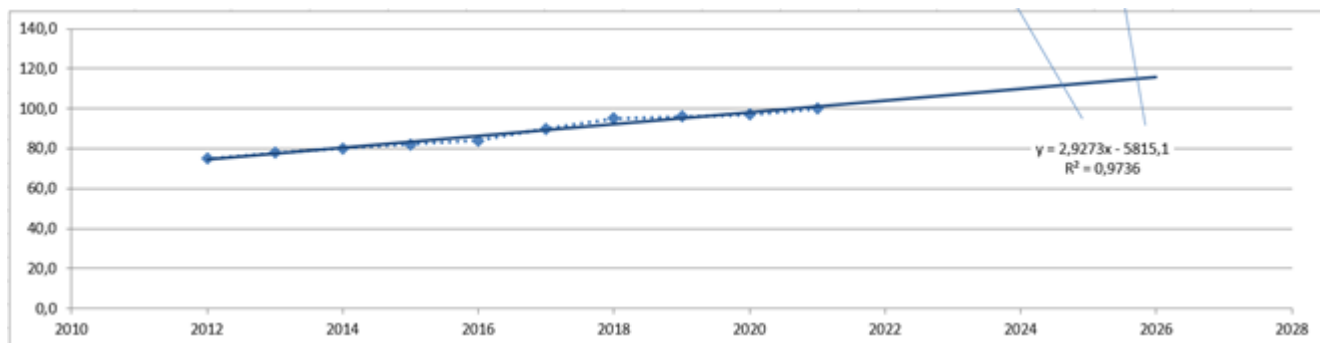


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 115,6 %, що на 15,6 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

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

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

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

- в дільницях електропередачі – 0.88 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.71 МВт з них холостого ходу 0.44 МВт та навантажувальні 0.27 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	4-5	8-9	100-209	11-205
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	185	120	150	120
Розрах. струм, А	63	42	108	7

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	2	12	13	14
Напруга вузла,кВ	108,07	108,60	108,63	108,19

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 пропускну 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 № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,07 кВ; вузол № 12 – Степанівка з рівнем напруги 108,60 кВ; вузол № 13 – Оленівка з рівнем напруги 108,63 кВ; вузол № 14 Турбів – з рівнем напруги 108,19 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.

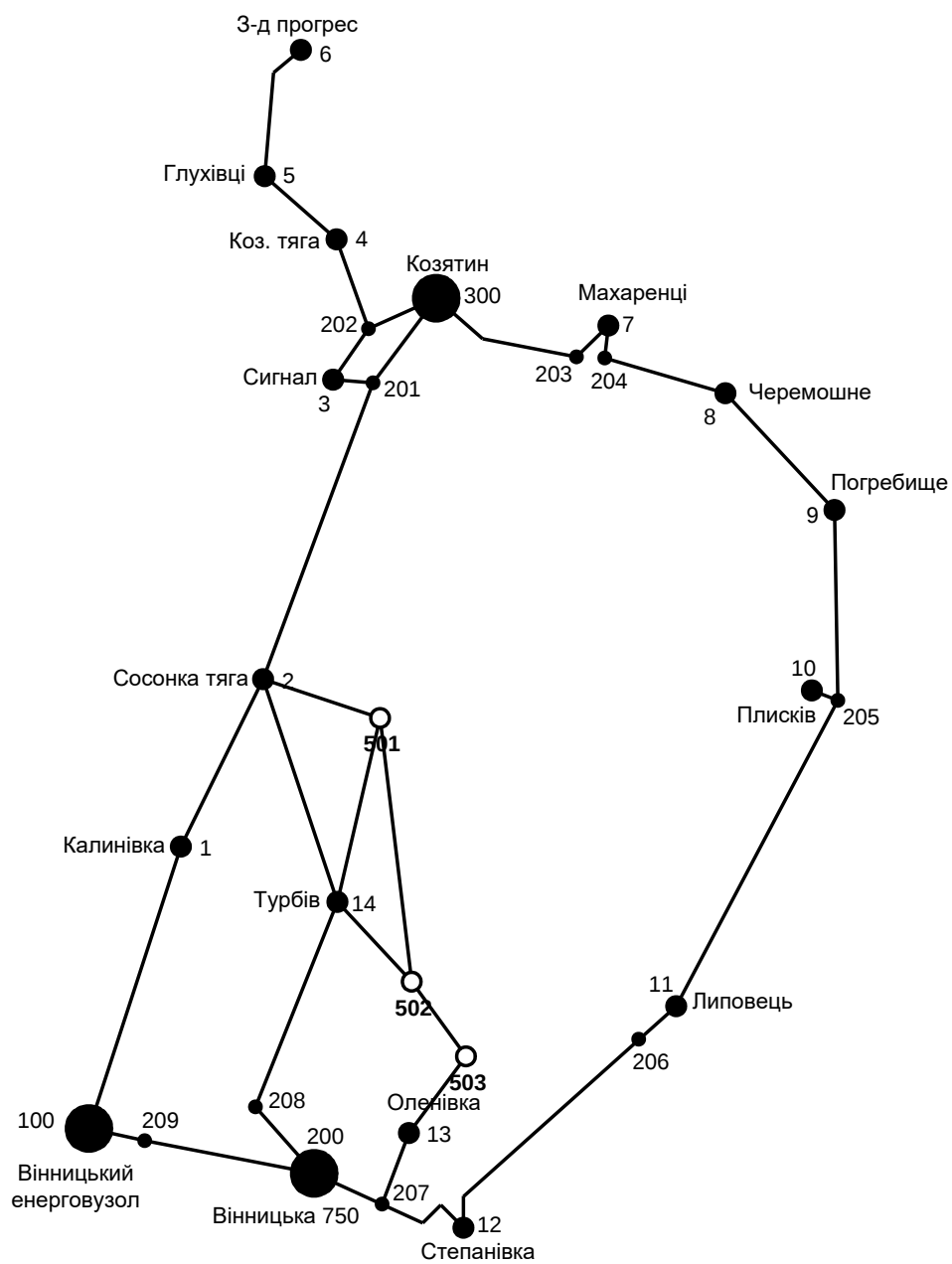


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 лінеаризовується 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 провoda 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 провoda 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 $T_{nb} = 5200$ 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
2	501	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	1,465	5081,5
14	501	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	2,197	7622,3
14	502	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,255	4355,6
13	503	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,151	3992,6
501	502	3	21	110	1573,680	0,131	10575,1	3,138	10889,0
502	503	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	1,046	3629,7

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).

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. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1 , 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
2-501	1,4	10,3	5090,4	5034,5	5158,8	4935,1	15,085	5090,4	5059,4	5121,5
14-501	2,1	10,3	7635,6	7551,7	7738,2	7402,6	22,627	7635,6	7589,0	7682,3
14-502	1,2	10,3	4363,2	4315,3	4421,8	4230,1	12,930	4363,2	4336,6	4389,9
13-503	1,1	10,3	3999,6	3955,7	4053,3	3877,5	11,852	3999,6	3975,2	4024,0
501-502	3	10,3	10908,1	10788,2	11054,6	10575,1	32,324	10908,1	10841,5	10974,7
502-503	1	10,3	3636,0	3596,1	3684,9	3525,0	10,775	3636,0	3613,8	3658,2

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
2-501	1,4	10,3	5090,4	5060,9	5123,1	494,2	5090,4	4581,4	5599,5
14-501	2,1	10,3	7635,6	7591,4	7684,6	741,3	7635,6	6872,1	8399,2
14-502	1,2	10,3	4363,2	4337,9	4391,2	423,6	4363,2	3926,9	4799,6
13-503	1,1	10,3	3999,6	3976,4	4025,3	388,3	3999,6	3599,7	4399,6
501-502	3	10,3	10908,1	10844,8	10978,0	1059,0	10908,1	9817,3	11998,9
502-503	1	10,3	3636,0	3614,9	3659,3	353,0	3636,0	3272,4	3999,6

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		2-501	14-501	14-502	13-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,24	-12,93
	502	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	17,57	13,12
	503	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	16,19	0,09
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		455,3	206,3	1047,2	515,7	876,4	500,9	455,3	455,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		16573,546
Потужності ЛЕП		0	19,16877	0	20,54553	0	0	0	4,448	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		0,000	7402,591	0,000	3877,548	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14805,183
Змінні складові витрат		0,000	807,190	0,000	485,730	0,000	0,000	0,000	20,697	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1313,617
Дисконтовані витрати, тис. грн																	16118,799

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
		2-501	14-501	14-502	13-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,24	0,00
	502	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	17,57	0,00
	503	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	16,19	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		633,3	1199,5	262,8	258,2	1357,0	1357,0	452,3	452,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		12750,232
Потужності ЛЕП		6,242929	0	17,57269	16,18537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		4935,061	0,000	4230,052	3877,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13042,661
Змінні складові витрат		57,079	0,000	387,637	301,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		746,159
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13788,820

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.

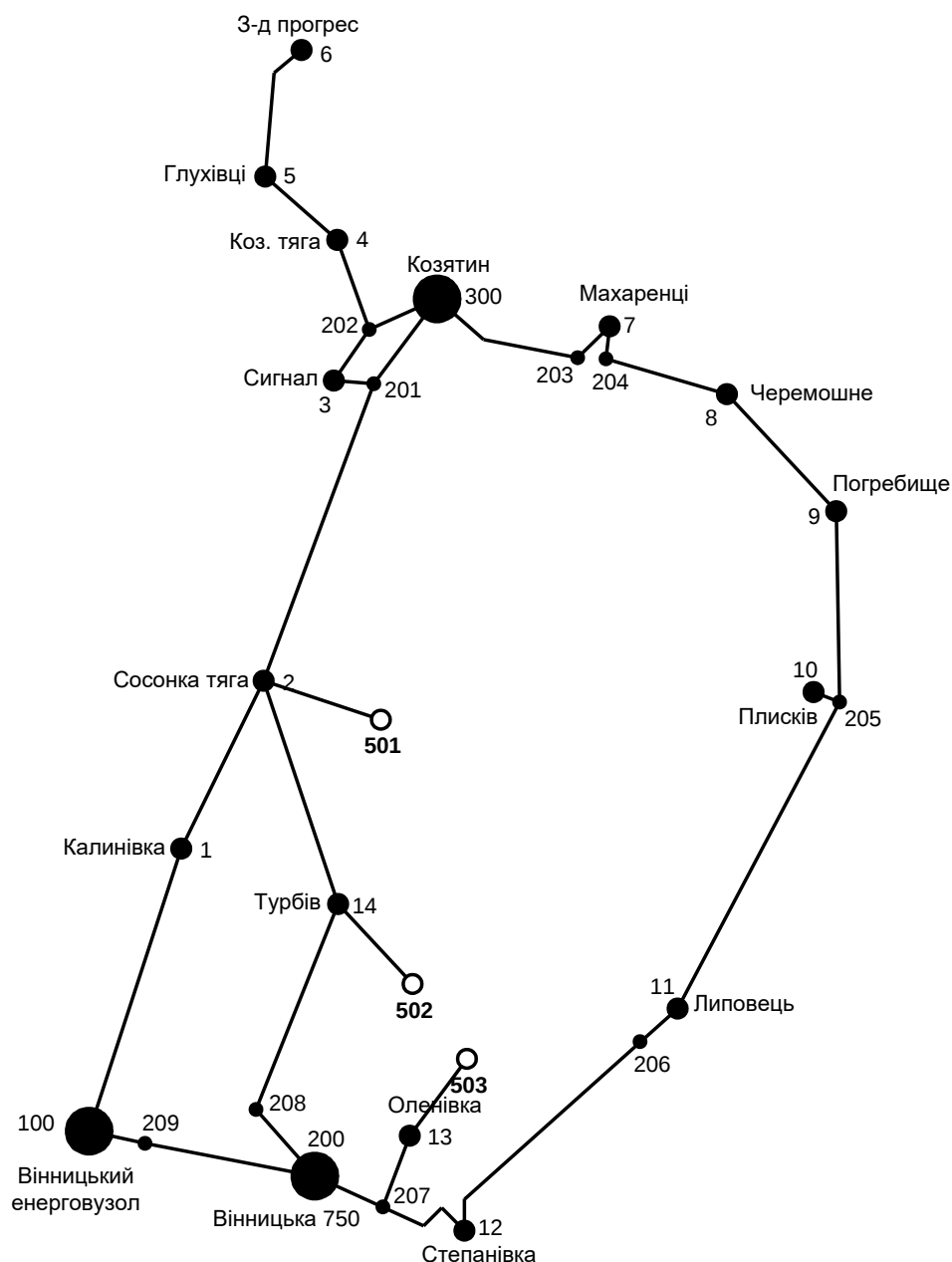


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 замкнених контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 502-503. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

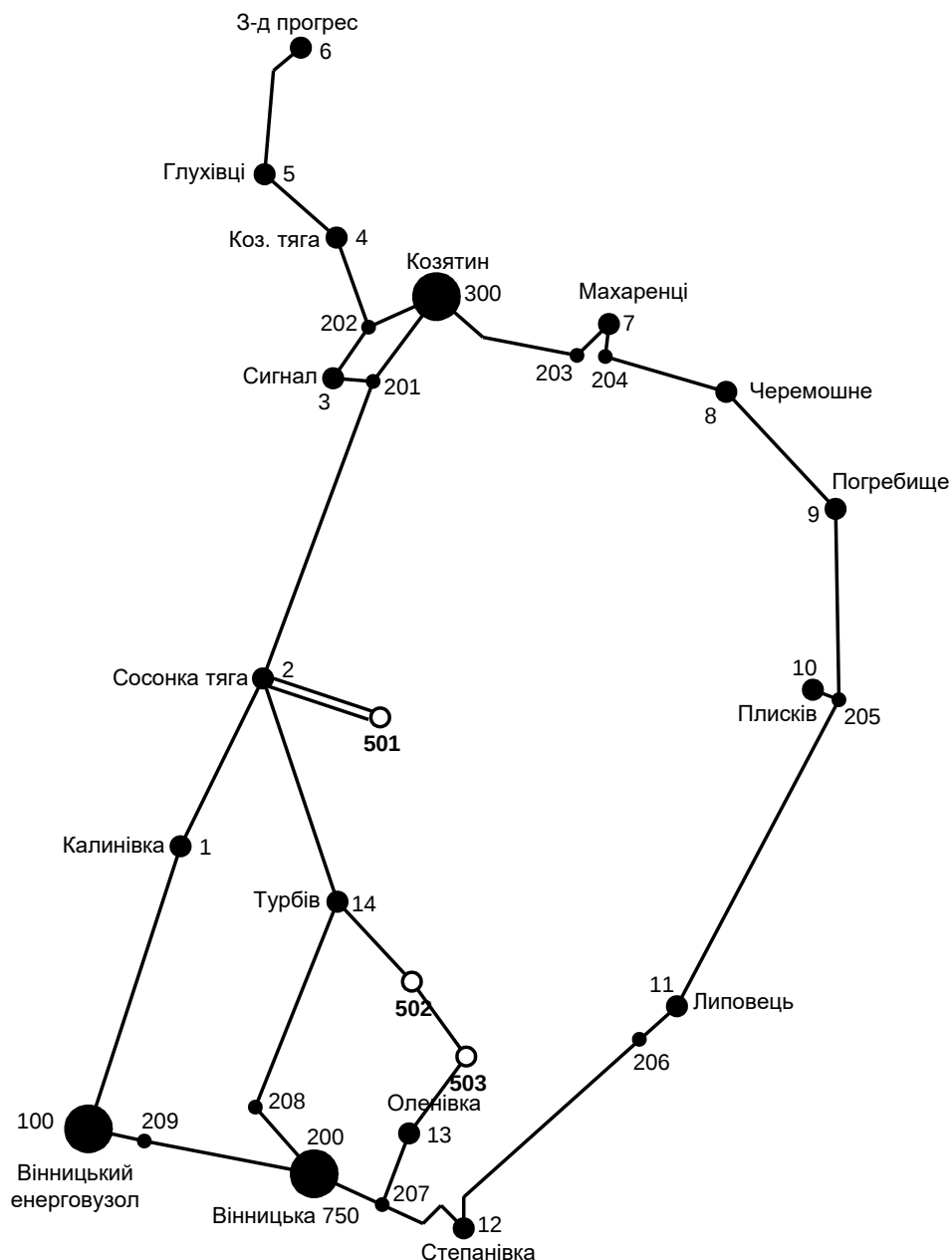


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 502-503 довжиною 7 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 501, 502, 503). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 2, 13 та 14 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:

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

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: $L_{\max} \leq 25$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 501, 502, 503. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 25 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 дволанцюгову лінію до пункту 2-501. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} = 19,6 \text{ (км)},$$

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 лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 14-502, 502- 503 та 503 - 13. 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	2-501	19,6	6,2	19,6	34612,81	34612,81	28844,01	28844,01
	2	14-502	8,4	17,6	23,1	15039,18	41169,12	34307,6	34307,6
		502-503	7	7,9		12376,82			
		503-13	7,7	16,2		13753,12			

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	14-502	8,4	17,6	23,1	15039,18	41169,12	28589,67	57433,67
		502-503	7	7,9		12376,82			
		503-13	7,7	16,2		13753,12			
	21	2-501	19,6	6,2	19,6	34612,81	34612,81	24036,67	58344,27

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503 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.

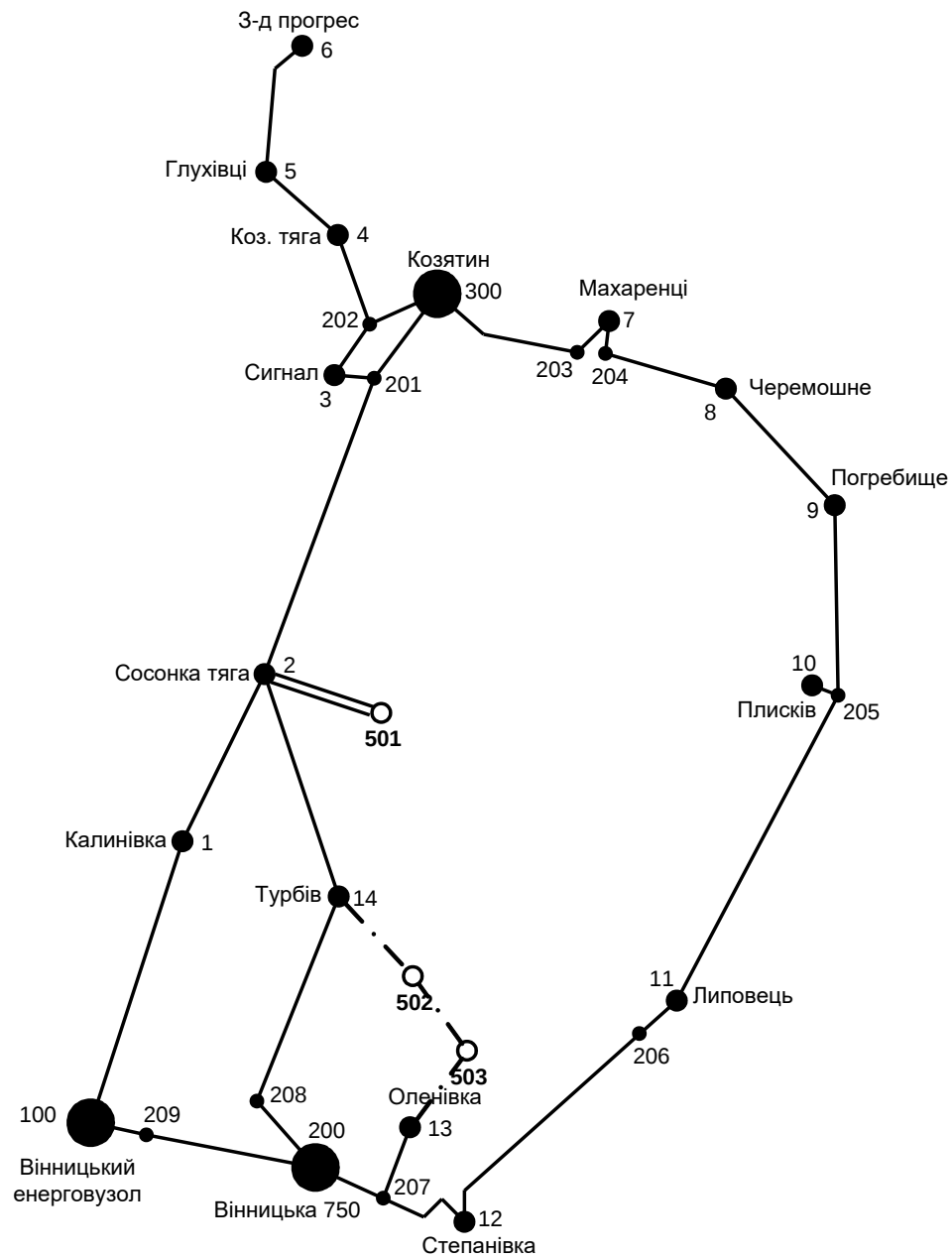


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}14-502} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.94}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 16.205 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-13} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.802}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31.973 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}2-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.022}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 38.698 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18.49}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 101.899 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5700$ (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 ожеледному 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 14-502;

2й – розрив лінії 13-503;

3й – розрив лінії 14-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 13-503 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 2-501;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

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
14-502	0	48.6	0	108.3	20.1	108.7	108.8	390	16.2	АС-120/19
13-503	48.8	0	108.6	0	28.1	89.1			31.9	АС-120/19
2-501	38.7	38.7	38.7	38.7	0	38.7			38.7	АС-120/19
502-503	108.8	89.1	108.8	0.6	95.6	0			101.9	АС-120/19

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-120/19.

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

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше 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 установа 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{5.4}{1.4 \cdot 0.87} = 4.433 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

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

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
503	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:

$$K_{з1.па} = \frac{5.096}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.809 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{17.079}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.067 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{14}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.4 \leq 1.4$$

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 найекономічнішого 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 електростанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 502, 503 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).

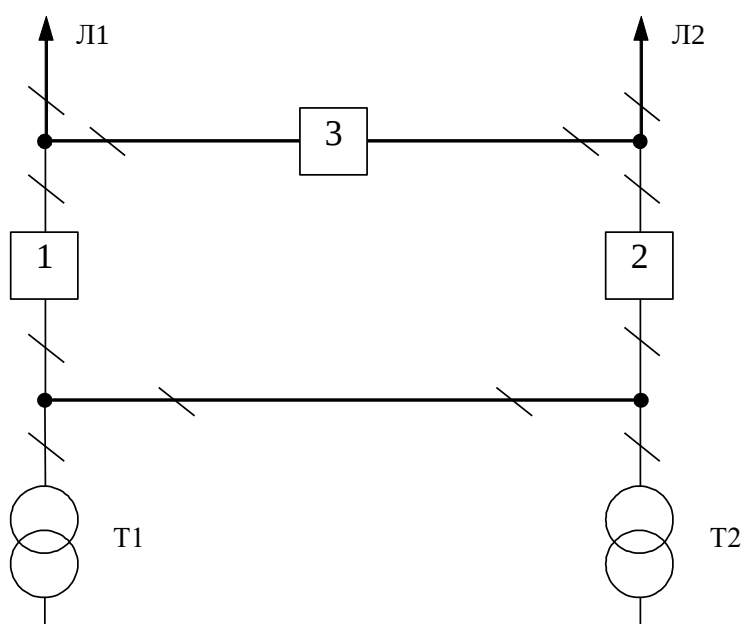


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 501, 502, 503

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 обрали ПС Турбів (вузол 14). Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою

110 кВ відгалужувальної підстанції ПС Турбів (вузол 14) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Тому пропонуємо провести її реконструкцію. Таким чином, для вказаної підстанції приймаємо схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

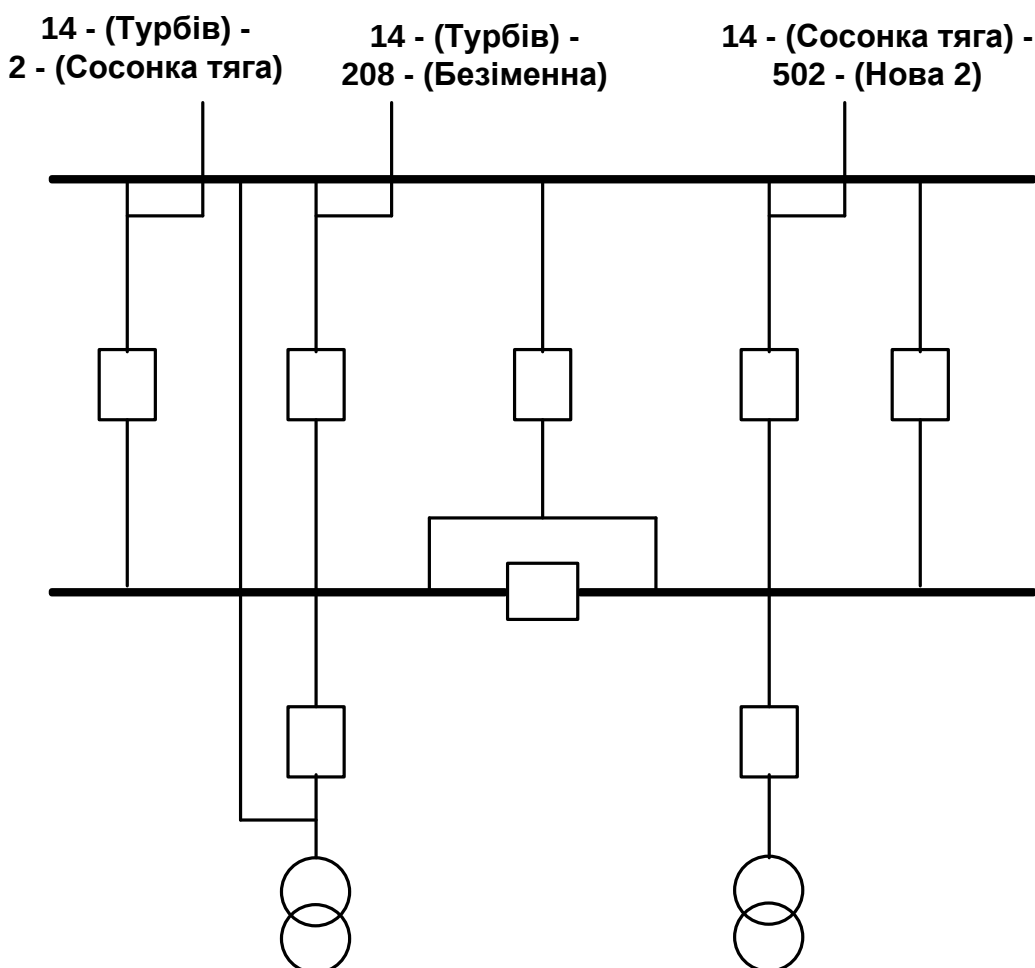


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо Безіменна (вузол 206), що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Оленівка – Вінницька 750», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ЛЕП «Оленівка – Вінницька 750» тому що 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 503).

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 ($Z_0 = 585$ гривень/кВт·год.);

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

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 585 = 1012869 \text{ (тис. грн.)},$$

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

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

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

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

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	1012869

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 $f=f_{ном}$ для нових вузлів 501, 502, 503, 504 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 20,6 + 0,05 \cdot 20,6 = 19,57 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 19,57 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 19,57 \cdot 0,34 = 6,654 \text{ (МВАр)}.$$

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 -2-501

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 107,27^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 19,6) = 0,643 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,643 + 0,276 + 0,231 + 0,255 = 1,405 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 10,85 = 10,307 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 10,307 = 1,031 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 10,307 + 1,031 - 6,654 - 1,405 = 3,279 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 10,307 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 3,279 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-3600-450 УЗ на 3,6 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 501.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного 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
501	102,10	96,91	107,27
502	102,16	96,97	107,33
503	102,47	97,29	107,62

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
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	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:

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

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

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

де U_{BH} – 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 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((6,24) \cdot (14,7 / 2)) + ((3,54) \cdot (220,4 / 2))}{107,27} = 4,064 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{107,27 + 4,064}{10,5} = 10,603$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,603$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{107,27 + 4,064}{10,603} = 10,5 \text{ кВ.}$$

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 _{Гб}	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
501	4,064	10,603	10,5	8	10,611	0,09
502	3,994	10,602	10,5	8	10,611	0,096
503	0,6	10,307	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: Сосонка тяга (вузол 2) – 501;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 501;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції Турбів (вузол 14).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: Турбів (вузол 14) – 502, 502 – 503, 503 Оленівка (вузол 13);
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 502.
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Оленівка – Вінницька 750».

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза 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, 6,3МВА	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	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		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
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 501)

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 502):

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, 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 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 502)

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	13 од.	502,008	4484,701	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 устанавлення 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 502)

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 502)

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			58 177,167						

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

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, 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 МВА	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 502):

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 503):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
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 трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛЕП «Оленівка – Вінницька 750» (вузол 13):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м 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 109 817,644 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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,6 = 22\,683,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,1 = 26\,734,052 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 49\,522,618 + 22\,683,74 = 72\,236,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_2 = 109\,817,644 + 26\,734,052 = 136\,552,052 \text{ (тис.грн.)}.$$

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:

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

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт×годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування ПЛЕП (0,3%).

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

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

де $P_P\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та також і обслуговування електротехнічного устаткування ПС (3,0%).

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{L1} = (22\,683,74 \cdot 0,3)/100 = 68,051 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{L2} = (26\,734,052 \cdot 0,3)/100 = 80,203 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{P1} = (49\,522,618 \cdot 3)/100 = 1558,936 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{P2} = (109\,817,644 \cdot 3)/100 = 3294,529 \text{ (тис.грн.)};$$

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: 2-501 П/ст: 501	+280	+20	1,92
2	ЛЕП: 14-502, 502-503, 503-13 П/ст: 502, 503	+430	+20	2,07

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 68,051 + 1558,936 + 1,92 \cdot 1,65 = 1557,798 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 80,203 + 3294,529 + 2,07 \cdot 1,65 = 3378,148 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 6,2 \cdot 5700 = 35340 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 41,7 \cdot 5700 = 237690 \text{ МВт·год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 35340 - 1557,798 = 5439,522 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 237690 - 3378,148 = 43684,472 \text{ тис.грн..}$$

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

$$E'_a = 0,268$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,225 = 4,4 \text{ роки.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	47,9
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5700
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	273 030
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	208 788,409
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	років	4,4
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	2,07
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,05
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	11,471
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	7,11

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 4,4 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

9.1 Експлуатація повітряних ліній електропередачі

Експлуатація повітряних ліній електропередачі (ПЛ) повинна передбачати проведення технічного обслуговування, ремонтів та аварійно-відновних робіт, спрямованих на забезпечення надійної роботи ПЛ.

Під час видачі технічного завдання на проектування ПЛ (спорудження, капітальний ремонт або модернізацію) замовник повинен надати проектній організації необхідні дані про фактичні умови в зоні проходження ПЛ та вимагати їх врахування в проектній документації.

Під час спорудження або модернізації ПЛ замовник повинен організувати технічний нагляд за будівельними та монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність затвердженій технічній документації. Особливу увагу слід надавати контролю за якістю виконання прихованих робіт, дотриманням вимог узгодженої і затвердженої проектної документації у встановленому порядку згідно з “Положенням про порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт”, ДБН А.2.2-3 “Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва” і ДБН А.3.1 -5 “Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва”, не допускати вводу в експлуатацію ПЛ з порушенням встановлених правил.

Приймання ПЛ в експлуатацію необхідно проводити згідно з ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення” (далі ДБН А.3.1-3) і чинними галузевими правилами приймання в експлуатацію завершених будівництвом об'єктів електромереж (повітряних ліній електропередавання).

Технічне обслуговування проводять з метою підтримання роботоздатності ПЛ та запобігання передчасного зношення її елементів, що досягають виконанням

профілактичних перевірок та вимірювань, усуненням пошкоджень та несправностей.

Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх надійнішими і економічнішими, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Обсяг та періодичність робіт, які належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначають:

- ГКД 34.20.502 “Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації”;
- ГКД 34.20.503 “Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ”;
- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

Крім цього, слід враховувати конкретні умови експлуатації обслуговуваних ПЛ.

Аварійно-відновні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.

Технічне обслуговування та ремонтні роботи на ПЛ з метою підвищення надійності електропостачання доцільно проводити без її вимкнення (під напругою) або з вимкненням тільки однієї фази (пофазний ремонт). Для цього необхідно розробити технологічні карти та інструкції, підготувати персонал та забезпечити його захисними та спеціальними виробничими засобами. У цьому випадку визначальною є безпека проведення робіт. Технічне обслуговування та ремонтні роботи з вимкненням лінії необхідно проводити комплексним методом, коли одна або декілька бригад виконують одночасно повний обсяг робіт на лінії з максимально можливим скороченням тривалості її вимкнення.

Технічне обслуговування, ремонтні та аварійно-відновні роботи на ПЛ необхідно виконувати з використанням спеціальних машин, механізмів, транспортних засобів, такелажу, оснащення, інструменту та пристосувань.

Засоби механізації повинні бути укомплектовані відповідно до затверджених нормативів і розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) та ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП). Для проведення аварійно-відновних робіт, крім цього, повинні бути створені аварійні запаси матеріалів та оснащення.

Бригади, які виконують роботи на ПЛ, повинні бути оснащені засобами зв'язку з РВБ, РЕП та диспетчерськими пунктами.

Для зберігання інформації про ПЛ, забезпечення оперативного її отримання, діагностики стану ПЛ, а також, за необхідності, оперативної корекції періодичності та обсягу профілактичних і капітальних ремонтів окремих ліній, доцільно оснастити експлуатаційні структури персональними комп'ютерами з пакетом відповідних програм.

Для забезпечення нормальних умов експлуатації ПЛ необхідно дотримуватися правил охорони електричних мереж та умов виконання робіт у межах охоронних зон ПЛ.

Керівництво організації, яка експлуатує електричні мережі, повинно забезпечити:

- вручення місцевій виконавчій владі, керівникам сільськогосподарських структур і лісових господарств, керівникам транспортних господарств та власникам земель, через територію яких проходять ПЛ, а також керівникам підприємств, організацій та установ, які розташовані поруч з охоронними зонами, повідомлення про вимоги щодо охорони електричних мереж та умов виконання робіт в межах охоронних зон електричних мереж;
- інформування населення через засоби масової інформації, навчальні заклади, громадські організації про небезпеку, яку представляють лінії електропередавання, а також про збитки, до яких призводить їх вимкнення;
- замовлення видавництвам, телерадіокомпаніям на видання плакатів, випуск кіно-, теле- і відеофільмів на тему дотримання відповідних вимог;

- контроль за збереженням плакатів, сигнальних знаків, світло-огорож, встановлених на ПЛ і на перетинах ліній з дорогами, судноплавними каналами та водоймищами.

Роботи в охоронних зонах, які проводять з порушенням правил охорони електричних мереж, повинні бути призупинені. Особи, які порушили ці правила, повинні бути притягнені до відповідальності у встановленому порядку.

Уздовж ПЛ, які проходять через лісові масиви та зелені насадження, необхідно підтримувати просіки відповідної ширини і періодично обрізати в них дерева та кущі. Вирубубання багаторічних насаджень необхідно проводити після оформлення лісорубного квитка згідно з чинним законодавством.

Роботи з ліквідації аварійних ситуацій дозволено проводити без оформлення належного дозволу, але з наступним повідомленням про їх виконання.

Повітряні лінії напругою 10, 20 кВ, виконані з однопровідних самонесучих ізолюваних проводів, відрізняються меншою відстанню між проводами і відповідно меншою шириною просіки.

Для ПЛ на напругу до 1000 В з самонесучими ізолюваними проводами просіки не потрібні. У цьому разі також не нормують відстань від проводів до дерев та інших насаджень. Проводять вирубування лише окремих дерев, які створюють загрозу для ізолюваних проводів лінії.

Трасу ПЛ необхідно утримувати у безпечному щодо пожеж стані згідно з правилами охорони електричних мереж і ПУЕ.

На ділянках ПЛ, які зазнають інтенсивного забруднення, необхідно проводити очищення (обмивання) ізоляції або заміну забруднених ізоляторів.

У зонах інтенсивних забруднень ізоляції птахами і в місцях їх масових гніздувань необхідно застосовувати спеціальні пристрої, що унеможливають сідання птахів над гірляндами або їх відлякують.

Під час експлуатації ПЛ в прогонах перетину діючих ліній з іншими ПЛ, у тому числі з самонесучими ізолюваними проводами та лініями зв'язку, допустиму кількість з'єднань проводів і тросів на ПЛ, які перетинаються, визначають згідно з

ПУЕ.

З метою захисту ПЛ від зовнішніх факторів, організація, яка експлуатує електричні мережі, повинна утримувати в справному стані:

- сигнальні знаки, встановлені у місцях перетину ПЛ з судноплавними і сплавними річками, водоймищами, каналами та озерами, за погодженням з басейновими управліннями водного шляху (управлінням каналів);
- сигнальне освітлення та денне маркування опор ПЛ на приаеродромних територіях і повітряних трасах згідно з законодавством, яке регулює використання повітряного простору України;
- постійні знаки, встановлені на опорах відповідно до проекту ПЛ та вимог НД;
- захист опор від пошкодження у місцях, де можливі потоки води, льодоходи тощо;
- захист опор, встановлених біля автомобільних доріг.

За утриманням у справному стані дорожніх знаків обмеження габаритів, які встановлюють на перетині ПЛ з автомобільними дорогами, слідкує організація, яка експлуатує електричні мережі.

Встановлення знаків, призначених для захисту ПЛ від зовнішніх факторів, проводять організації, у віданні яких знаходяться об'єкти, по яких проходять ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ необхідно слідкувати за справністю дорожніх знаків обмеження габаритів, встановлених на перетині ПЛ з автомобільними дорогами; дорожніх знаків, встановлених на перетинах ПЛ напругою 330 кВ і вищою з автомобільними дорогами, які забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах таких ПЛ.

Встановлення та обслуговування таких знаків проводять організації, у віданні яких перебувають автомобільні дороги.

У випадку паралельного проходження ліній протяжністю більшою ніж 2 км для ПЛ напругою 220 кВ і вище, необхідно оцінити рівень взаємовпливу і розробити відповідні заходи для попередження негативних впливів на роботу пристроїв захисту і автоматики, комутаційних апаратів та рівні комутаційних

перенапруг, що можуть призвести до небажаних наслідків.

Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Графік періодичних оглядів затверджує технічний керівник енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Періодичність оглядів ПЛ повинна бути не меншою, ніж один раз на рік по всій довжині ПЛ. Крім цього, інженерно-технічний персонал повинен проводити вибіркові огляди, включаючи усі ділянки ліній, які підлягають капітальному ремонту.

За необхідності за рішенням технічного керівника проводять огляди ПЛ у нічний час.

Верхові огляди з вибірковою перевіркою стану проводів і тросів у затискачах та дистанційних розпірках ПЛ напругою 35 кВ і вищою або їх ділянок, термін служби яких становить 20 років і більше, або які проходять у зонах інтенсивного забруднення, а також по відкритій місцевості, необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років; на решті ПЛ 35 кВ і вище (ділянках ліній) - не рідше ніж один раз на 10 років.

На ПЛ напругою 0,4-20 кВ верхові огляди необхідно проводити у разі необхідності.

Необхідно також проводити обстеження конструкції ПЛ. Періодичність проведення обстежень визначає технічний керівник електричних мереж за результатами оглядів, профілактичних перевірок з урахуванням впливу середовища району проходження траси ПЛ.

Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок необхідно проводити:

- під час утворення на проводах та тросах ожеледі;
- під час коливань ("танцювання") проводів та тросів;
- під час льодоходу, розливу річок, лісових і степових пожеж, а також інших стихійних явищ;
- після вимкнення ПЛ захистами і неуспішного автоматичного повторного включення (АПВ), у випадку успішного АПВ - за необхідності.

На ПЛ необхідно виконувати такі профілактичні перевірки та виміри:

- перевірку стану трас ПЛ, стріл провисання проводів та тросів, віддалі від проводів до різних об'єктів;
- перевірку стану опор;
- перевірку вітрових зв'язків опор;
- вибіркову перевірку стану фундаментів опор;
- перевірку стану покриття опор від корозії;
- контроль щодо появи корозійних пошкоджень елементів металевих опор;
- контроль щодо появи тріщин, раковин та відшарувань у стволах залізобетонних опор;
- перевірку тросових відтяжок (пошкодження корозією, тяжіння, закріплення в ґрунті);
- перевірку лінійної ізоляції (крім ПЛ напругою до 1000 В);
- перевірку лінійної арматури, проводів і тросів;
- перевірку болтових з'єднань проводів і тросів;
- перевірку заземлювальних пристроїв та вимірювання їх опору;
- перевірку обмежувачів перенапруги, розрядників та захисних проміжків.

У випадку переходу ПЛ через водний простір необхідно перевіряти стан надводної та підводної частини фундаменту.

На ПЛ 110-330 кВ з волоконно-оптичним кабелем, вмонтованим у грозозахисний трос (ОКГТ), під час огляду необхідно також перевірити:

- відстань від ОКГТ до проводів;
- стан заземлювальних спусків арматури ОКГТ;
- відсутність пошкоджень кабелю в місцях кріплення затискачів.

На лініях із самонесучими ізольованими проводами додатково проводять такі перевірки та вимірювання:

- перевірку стану ізоляції проводів;
- перевірку стану підтримуючих затискачів;
- перевірку наявності і стану захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1000 В;
- вимірювання опору ізоляції ПЛ напругою до 1000 В.

Вимір опору петлі "фаза-нуль" на ПЛ напругою до 1000 В необхідно проводити під час приймання їх в експлуатацію, надалі - під час під'єднання нових споживачів і виконання робіт на ПЛ, які зумовлюють зміни цього опору.

Під час приймання ПЛ в експлуатацію всі з'єднання проводів та тросів повинні бути перевірені візуально та на відповідність геометричних розмірів.

Результати перевірок та вимірів на ПЛ оформляють протоколами.

Виявлені дефекти, які потребують термінового усунення, заносять у журнал дефектів, а за наявності автоматизованої системи - у відповідні бази даних. На підставі аналізу виявлених дефектів приймають рішення про терміни їх усунення.

Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції необхідно проводити не раніше ніж через 5-6 год після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань необхідно проводити під час навантаження не меншого ніж 30-40 % номінального.

Під час введення в роботу нових ліній напругою 6 - 35 кВ необхідно провести перевірку симетричності ємностей окремих фаз. У разі необхідності розробити і впровадити заходи із симетрування фаз.

Перевірку симетричності ємностей фаз проводять також після проведення робіт на ПЛ, які могли призвести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку).

На ділянках трас ПЛ напругою 330 кВ і вище, де можливе перебування людей, необхідно провести вимірювання напруженості електричного поля з метою виявлення зон впливу з напруженістю вищою ніж 5 кВ/м.

Вимірювання напруженості електричного поля проводять на висоті 1,8 м від поверхні землі.

У місцях з напруженістю електричного поля вищою ніж 5 кВ/м необхідно вжити заходи для захисту від впливу електричного поля.

На ПЛ напругою вище 1000 В, які зазнають інтенсивного льодоутворення, повинно бути передбачене розтоплювання ожеледі електричним струмом.

У разі виникнення умов для утворення ожеледі необхідно контролювати процес льодоутворення на ПЛ і забезпечити своєчасне введення пристроїв розтоплювання ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі отримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів та спостережень у контрольних точках ПЛ. Розтоплювання ожеледі на грозозахисних тросах з волоконно-оптичним кабелем не передбачене.

Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати за рішенням технічного керівника організації, яка експлуатує електричні мережі, на підставі технічного стану.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років, ПЛ на металевих і залізобетонних опорах - не рідше ніж один раз на 10 років.

Капітальний ремонт ділянок ПЛ проводять з урахуванням ремонту всієї ПЛ за міжремонтний період.

Роботи, виконані на лінії під час капітального ремонту, оформляють записом у журналі обліку робіт і внесенням відповідних змін та доповнень в паспорт ПЛ.

Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, а також спосіб закріплення опор у ґрунті необхідно виконувати тільки за наявності технічного обґрунтування та рішення проектувальника, технічної документації та з дозволу технічного керівника енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Планові роботи на ПЛ і роботи щодо попередження та ліквідації порушень (аварій) необхідно проводити з дотриманням правил охорони електричних мереж.

Роботи на ПЛ, які проходять сільськогосподарськими угіддями, необхідно проводити з урахуванням вимог Земельного кодексу України.

Роботи із запобігання порушень у роботі ПЛ та ліквідації наслідків таких порушень можна проводити у будь-яку пору року без погодження з землекористувачами, але з повідомленням їх про проведення робіт в

десятиденний термін після їх початку.

Після виконання вказаних робіт організація, що експлуатує електричні мережі, повинна привести земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого використання за призначенням, а також відшкодувати землекористувачам (або власникам землі) збитки, заподіяні під час проведення робіт.

Організації, що експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, повинні проводити планові ремонти у погоджені терміни. В аварійних випадках ремонтні роботи необхідно проводити з попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії або проводів).

Для визначення місць пошкодження ПЛ напругою 110 кВ і вищою, а також місць міжфазних замикань на ПЛ 6-35 кВ, на електростанціях і підстанціях повинні бути встановлені пристрої, які фіксують місце пошкодження. На ПЛ напругою 6-35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки.

Організації, що експлуатують електричні мережі, повинні бути оснащені переносними приладами для визначення місць замикання¹ на землю ПЛ 6-35кВ.

9.2 Вплив корозії на механічні параметри ПЛЕП

Повітряні лінії електропередач з часом піддаються атмосферній корозії, що є однією з найпоширеніших видів корозії металів. У свою чергу атмосферна корозія металів, у тому числі й алюмінію, – корозія електрохімічна. Електрохімічні процеси йдуть у тонкій плівці вологи, що перебуває при атмосферній корозії на поверхні металу.

Усі корозійні явища, насамперед можна розділити на два великих класи: хімічна корозія та електрохімічна корозія.

Електрохімічна корозія має місце при дії на метали рідких електролітів по більшій частині водяних розчинів солей, кислот і лугів. У випадку корозії в атмосфері електроліт на металі утворить тонку плівку вологи, і корозія йде при

впливі на метал саме цього рідкого шару [1]. При зниженні температури або при збільшенні кількості пару води в повітрі буде досягнута точка роси, і на металі почнеться осадження водяного туману у вигляді дрібних крапельок. Залежно від природи металу, стану поверхні й ступеня пересичення атмосфери вологою крапельки можуть бути більш-менш великими. При подальшому осадженні водяної пари, крапельки зливаються та утворюють тонку суцільну плівку вологи. Якщо поверхня металу шорсткувата або ж якщо на поверхні металу є тверді часточки пилу, вугілля й т.д., а також шпаристі ділянки захисної плівки, продуктів корозії, то ще задовго до досягнення точки роси в поглибленнях, порах і тріщинах буде відбуватися конденсація вологи з утворенням шару води.

Швидкість атмосферної корозії зростає при підвищенні вологості повітря. Значення відносної вологості, при якій спостерігається різке збільшення швидкості корозії, прийнято називати критичною вологістю.

При довгостроковій експлуатації ліній електропередач механічна міцність їх зменшується, у той час втрати енергії в них навіть при незмінному навантаженні зростають. Одна з причин – зміна конфігурації окремих ділянок ЛЕП і, у зв'язку з цим, зміна значень еквівалентних опорів. З основних можливих причин зміни опорів ЛЕП можна відзначити:

- зменшення поперечного перетину та збільшення довжини проводів, обумовленого їхньою залишковою деформацією внаслідок дії вітрових, ожеле-
дневих та інших навантажень;
- корозія проводів ЛЕП при впливі на них різних кліматичних факторів, у тому числі кислотних дощів, вологості, підвищеної температури, сонячної ра-
діації також приводить до зниження їх активного поперечного перетину;
- збільшення питомого опору матеріалу проводів ЛЕП, викликаного зміною їхньої структури (старінням) і залишковою деформацією (наклепом);

У неагресивній атмосфері алюмінієві сплави досить стійкі; у промисловій і

морській атмосфері сплави алюмінію піддаються корозії переважно виразковій. Механічні напруги й деформація завжди збільшують швидкість корозії й часто погіршують розподіл корозії, переводячи її з рівномірної або місцевої в інтеркристалічну. Механічні напруги відіграють велику роль також і в появі так званої "каустичної крихкості" сталі. Лінії електропередач одночасно піддаються дії корозійно-активного середовища та змінних напруг (температурні зміни, вітрові та ожеледнєві навантаження). Самі по собі змінні напруги, як відомо, викликають явища втоми металів, і якщо змінні напруги досягають величини межі втоми матеріалу, то через деяке число циклів розвиваються тріщини втоми, що приводить до збільшення місцевої корозії й руйнуванню провідника.

Змінні напруги зовсім не викликають посилення загальної корозії. Прикорене руйнування матеріалу походить від передчасної появи тріщин корозійної втоми. Ці тріщини трохи відрізняються від звичайних утомних тріщин. У випадку корозійної втоми часто виходить сітка мікроскопічних тріщин, що переходять у велику тріщину, тоді як у випадку звичайної втоми, як правило, спостерігається виникнення однієї тріщини втоми.

Корозійний процес веде до зменшення діаметра провідника d для алюмінію в середньому 8 мкм/рік [5]. Зневажаємо нерівномірністю корозійних процесів по всій довжині лінії електропередач. Тоді можна сказати, що корозія алюмінію проводів лінії електропередач приводить до зменшення діаметра алюмінієвої жили проводу на величину Δd_0 за один рік. У свою чергу зміна діаметра проводу впливає на механічну міцність ліній електропередач.

Відповідно при зміні перетину проводу механічна міцність зменшується, а якщо при цьому враховувати місцеву корозію, то це пояснює ту кількість аварій, що спостерігається в Україні на сьогоднішній день.

Використовуємо відомий вираз для механічної напруги в проводі [5]

$$\sigma = R_{II} / F$$

Де $F = \frac{\pi \cdot d'^2}{4}$ – сумарна площа перетину проводу, $d' = d - \Delta d$ – діаметр прово-

да після впливу корозії, d – первісний діаметр проводу, Δd – зміна діаметра проводу від корозії, $R_{\text{л}}$ – розривне зусилля проводу.

На рисунку наведена зміна розривного зусилля за період експлуатації лінії (10 років). За 1 прийняте розривне зусилля для нової лінії.

Основні механічні напруги, що виникають у проводі повітряної лінії електропередач, обумовлені його розтяганням. Чим вище максимальна міцність дротів, з яких виготовлений провід, тим більше натяг він може витримати. Але згодом (рис. 1) межа міцності проводу зменшується у зв'язку з корозією.

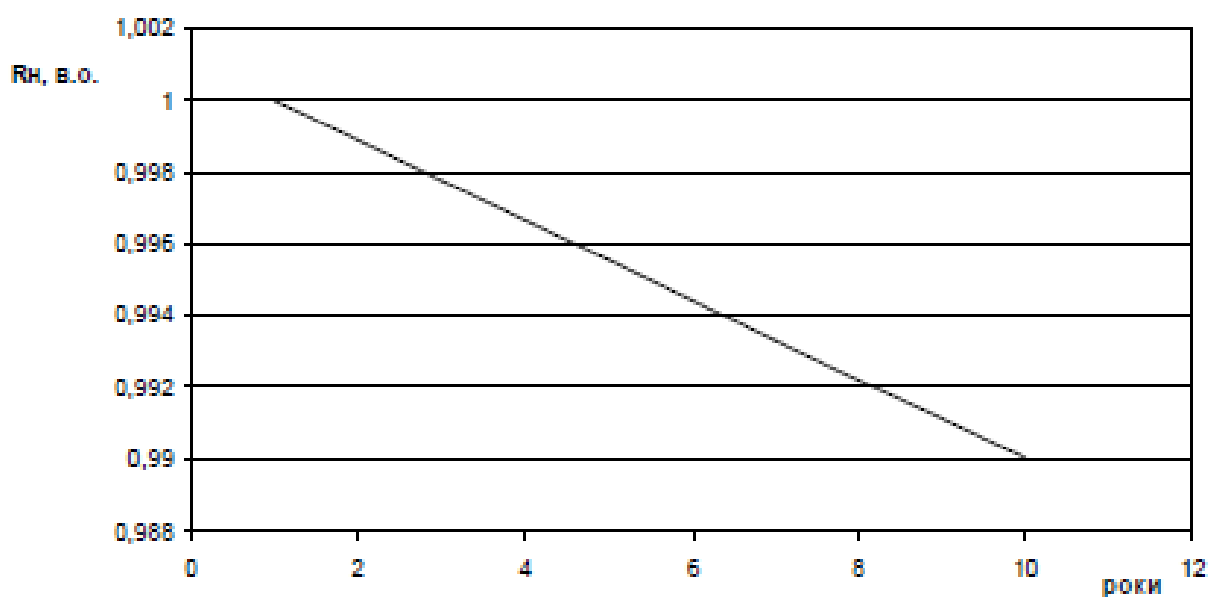


Рисунок 9.1 - Графік залежності розривного зусилля при зміні діаметра проводу

Висновок:

При тривалій експлуатації повітряних ліній електропередач зменшується діаметр проводів ліній, що приводить до зменшенню механічної міцності проводів.

9.3 Аналіз сучасних пристроїв плавки ожеледі на ПЛЕП

Наявність ожеледі на проводах і тросах повітряних ліній електропередачі (ЛЕП) викликає додаткові механічні навантаження на всі конструктивні елементи повітряної лінії. Великі відкладення можуть призводити до обриву проводів і тросів, руйнування арматури, деформації і падіння опор лінії. Оскільки відкладення ожеледі по фазним проводам звичайно відбувається нерівномірно, то стріли провису стають неоднаковими, що призводить до додаткових механічних навантажень і часто викликає схлистання проводів і тросів, особливо під час опадання ожеледі. Наявність ожеледі також є однією з причин так званої „пляски проводів”, яка може викликати важкі аварії на ЛЕП. Для запобігання цих негативних наслідків проводиться комплекс заходів щодо попередження ожеледеутворення на повітряних ЛЕП та боротьби з ожеледдю. Найбільш ефективним заходом є плавка ожеледі, під час якої фазні проводи і троси розігріваються підвищеним струмом, що викликає оплавлення ожеледевих утворень і їх опадання. Існує два способи отримання підвищеного струму: перерозподіл навантаження та штучне коротке замикання (КЗ). Перший спосіб не потребує додаткового обладнання, але є досить складним у виконанні (необхідна велика кількість оперативних перемикачів), і, крім того, не завжди є можливість передати через заданий перетин потрібну потужність. Тому цей спосіб широкого використання не отримав, і на сьогоднішній день основним способом плавки ожеледі є штучне коротке замикання на ЛЕП. Для проведення плавки використовується змінний чи постійний (точніше – випрямлений) струм. Для плавки ожеледі змінним струмом не потрібні складні і дорогі випрямлювальні установки, тому такий спосіб плавки є більш дешевим і простим у експлуатації. Однак його суттєвим недоліком є те, що крім активної потужності, яка витрачається на нагрів проводу, від джерела живлення споживається ще й реактивна потужність. Ця реактивна потужність значно підвищує навантаження джерела живлення, погіршуючи режим системи по напрузі, і обмежує використання можливостей проводу по максимальному струму. Для повітряних

ЛЕП 220 кВ і вище, де звичайно застосовуються проводи перетином 240 мм² і більше, індуктивний опір проводу значно переважає активний. Внаслідок цього від джерела живлення потребується дуже велика реактивна потужність, що може сягати десятків і сотень МВА, і ефективність плавки різко зменшується, а в деяких випадках плавка змінним струмом стає взагалі неможливою. Тому на ЛЕП 220 кВ і вище, як правило, застосовується плавка постійним струмом.

Для того, щоб забезпечити ефективне та швидке видалення ожеледі з проводів і тросів, необхідно, щоб струм плавки у 1,5...2 рази перевищував максимально припустимий тривалий струм для цієї марки проводу. Допустимість такого перевищення пояснюється короткочасністю плавки, а також тим, що у зимовий період інтенсивність охолодження проводів підвищується.

Під час несприятливих погодних умов, що викликають появу ожеледі на повітряних ЛЕП, утворення відкладень на проводах і тросах може проходити дуже великими темпами. Із практики експлуатації електричних мереж відомі випадки, коли за декілька годин на проводах і тросах наростала ожеледь товщиною 40-50 мм і більше. Слід враховувати і те, що ожеледеутворення, як правило, охоплює велику територію, по якій проходять десятки ліній. У цих умовах дуже важливо скоротити до мінімуму час підготовки ліній до плавки ожеледі, щоб якомога скоріше звільнити їх від ожеледі. Велику роль у цьому відіграє сучасне комутаційне обладнання, зокрема реклоузери, а також побудовані на їх основі комірки комплектних розподільчих пристроїв (КРП), обладнання телесигналізації та телекерування.

У теперішній час, наприклад, випускаються комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки серії К-112, що призначені для автоматизації електричних мереж 6-10 кВ. Комірки К-112 можуть мати декілька функціональних призначень, одним з яких є плавка ожеледі методом короткого замикання [1]. Також випускаються комплектні пристрої серії К-123 [2], які є удосконаленим аналогом серії К-112 і мають мікропроцесорний блок релейного захисту і автоматики „Сириус СП”. Використання комірок зовнішньої установки типів К-112, К-123 та подібних ним дозволяє швидко проводити плавку ожеледі

на лініях електропередачі, не витрачаючи час на збірку схеми плавки вручну.

Ще більшого ефекту можна досягти при використанні реклоузерів – пристроїв, що поєднують в собі комутаційні апарати, пристрої протиаварійної автоматики (АПВ, АВР), пристрої релейного захисту (МСЗ, захист від замикань на землю тощо), а також оснащені пристроями плавки ожеледі. Суттєвою перевагою реклоузерів є можливість роботи у повністю автономному режимі, що дає можливість провадити

децентралізоване керування розподільчими мережами. Однак звичайно реклоузери пов'язані із центром живлення каналами зв'язку, що дозволяє, по-перше, керувати ними з диспетчерського щита, а по-друге, організувати прийом інформації від реклоузерів за допомогою стандартних протоколів обміну [3].

Що стосується конкретно плавки ожеледі, то використання реклоузерів дозволяє суттєво (в декілька разів) скоротити час підготовки схеми плавки. При традиційному підході оперативно-виїзна бригада виїжджала на місце встановлення закоротки і вручну її встановлювала чи вмикала. Це потребувало великих витрат часу, особливо під час несприятливих погодних умов (заметіль, низька температура навколишнього середовища, ураган тощо). Встановлення реклоузера дозволяє вмикати його із диспетчерського пункту або із найближчої підстанції, як тільки буде отримана інформація про наявність ожеледі і необхідність її плавлення. При цьому не потрібен виїзд оперативного персоналу до місця встановлення реклоузера [3]. Крім цього, завдяки каналам зв'язку оперативний персонал має можливість контролювати наявність напруги на лінії і струм плавки у режимі реального часу.

У теперішній час на ринку електроенергетичного обладнання представлені реклоузери російської компанії „Тавріда Електрик”, а також зарубіжних фірм – Cooper Power Systems, ABB тощо. У якості основного комутаційного апарата в реклоузерах використовуються вакуумні або елегазові вимикачі, які мають високу надійність, малий час комутації і майже не потребують поточного обслуговування. Передача даних між реклоузером і пунктом керування відбувається по каналам зв'язку, серед яких найбільш поширені:

- радіоканал – підключення через високошвидкісний радіомодем. Працює на високих та середніх частотах, зручний при розташуванні у важкодоступних місцях, де інших видів зв'язку немає, але потребує зони впевненого прийому радіосигналу;

- GSM-канал – підключення через GSM-модеми із використанням каналів зв'язку сотових операторів. На сьогоднішній день є найбільш простим і дешевим способом, відрізняється низькими витратами на обладнання, не потребується оплата оренди каналу чи придбання спеціальних дозволів (як у випадку радіоканала).

Основною складовою частиною сучасних пристроїв для плавки ожеледі постійним струмом є випрямлячі. У теперішній час на ринку присутні декілька фірм, які поставляють спеціалізовані випрямлячі, призначені для плавки ожеледі на проводах і тросах повітряних ЛЕП. Найбільш поширеними є випрямлячі серій В-ТППД [4] і В-ТПЕД [5], які підключаються до шин 10 кВ і забезпечують на виході струми плавки від 800 до 2000 А. Випрямлячі обладнані сучасною мікропроцесорною системою керування і діагностики, яка може підключатися до систем верхнього рівня керування по інтерфейсу RS-232 чи RS-485 або іншим шляхом. Також випускаються вентильні кремнієві установки типу ВУКН, які по основним параметрам фактично є аналогами В-ТППД і В-ТПЕД.

Для досягнення необхідного струму плавки випрямлячі або установки ВУКН можуть з'єднуватися послідовно-паралельно. Живлення установки плавки ожеледі звичайно забезпечується від шин 6-10 кВ підстанції через вільну комірку КРП. Також використовуються і інші схеми живлення, наприклад, приєднання до обмотки 10 кВ автотрансформаторів 330-500 кВ. В останні роки установки плавки ожеледі стали будувати по блочному принципу із окремим живильним трансформатором, що має пристрій РПН. Така установка, наприклад, побудована на підстанції „Центральна-500” магістральних електричних мереж Півдня РФ [6].

При вирішенні питання щодо установки пристрою плавки ожеледі на підстанції завжди виникає проблема узгодження вихідних параметрів пристрою плавки і допустимих параметрів режиму ЛЕП. Струм плавки повинен

знаходиться у досить вузьких рамках: з одного боку, занадто великий струм небажаний через можливе

руйнування контактів, а з іншого боку, при невеликих струмах ефективність плавки різко знижується і цей захід може навіть не привести до бажаного результату. Тому установки із однією фіксованою величиною вихідного струму плавки можуть не підходити для застосування у даних конкретних умовах. Виходом з цієї ситуації може бути застосування керованих установок для плавки ожеледі. Такі установки, наприклад, виготовляються у ВАТ „НИИПТ” (м. Санкт-Петербург, Росія). Змінення вихідного струму у досить широких межах дозволяє не тільки проводити плавку ожеледі, але й здійснювати профілактичне прогрівання проводів ЛЕП для запобігання утворенню ожеледі, застосовувати різні схеми з'єднання проводів тощо. Однак вартість керованих установок суттєво (у 2-3 рази) перевищує вартість некерованих установок сумірної потужності. Тому в енергосистемах найбільше поширення отримали саме некеровані випрямлячі на основі випрямлячів В-ТППД, В-ТПЕД чи установок ВУКН.

Установки плавки ожеледі постійним струмом мають розвинений комплекс релейних захистів, основними з яких є:

- імпульсний релейний захист від внутрішніх КЗ (пробій паралельної діодної гілки у плечі випрямлювальної установки);
- імпульсний захист від коротких замикань на землю як на повітряній лінії, так і на стороні змінної напруги випрямлювальної установки;
- багатоступеневий максимальний струмовий захист без витримки часу;
- мінімальний струмовий захист без витримки часу, який відбудований від мінімального струму плавки і спрацьовує при обриві кола постійного струму під час плавки ожеледі чи після вимкнення установки плавки ожеледі на протилежному кінці ПЛ при плавці з двох сторін.

Автоматизовані системи контролю ожеледеутворення і боротьби з ожеледдю. Існуючий підхід до контролю ожеледеутворення і боротьби з ним має ряд суттєвих недоліків. До теперішнього часу стеження за погодними умовами, а особливо – за появою ожеледі на проводах і тросах у мережевому районі

проводиться переважно у

вигляді виїздів оперативного персоналу у потрібні місця, на що потребується багато часу.

Частина ліній взагалі може не бути оглянута через несприятливі погодні умови, транспортні умови або перевантаженість оперативного персоналу. Слід зважати і на те, що погодна ситуація у несприятливих метеорологічних умовах може змінюватися дуже швидко, і небезпечна величина ожеледі на проводах може виникнути буквально за декілька годин. Тому візуальний огляд ЛЕП може привести до застарілих результатів, що вже не будуть актуальними під час проведення плавки.

Виходячи з цього, у сучасних умовах доцільно не просто встановлювати нові установки плавки ожеледі на підстанціях або реконструювати існуючі. Потрібно створювати єдиний комплекс у вигляді системи контролю ожеледеутворення і плавки ожеледі, яка б дозволяла максимально використовувати можливості сучасної

апаратури, обчислювальної техніки, засобів зв'язку. Така система, по-перше, дозволила би значно скоротити завантаженість оперативного персоналу (як на підстанціях, так і в диспетчерських службах), а по-друге, за рахунок максимального володіння ситуацією і оперативності дій мінімізувати можливі наслідки від утворення ожеледі. На сьогоднішній день такі системи (АИСКГ – автоматизированные информационные системы контроля гололедообразования на ВЛ) вже знаходяться в експлуатації в магістральних електричних мережах ряду енергосистем. У їх склад входять [7]:

- датчики ожеледевого навантаження;
- автоматичні метеопости;
- пристрої передачі та прийому даних;
- програмне забезпечення для централізованого збору, обробки даних про ожеледево-вітрову ситуацію і формування оптимальної стратегії боротьби з ожеледдю у регіоні.

Для передачі даних всередині цієї системи використовуються

низькочастотні кодовані сигнали, які передаються по фазному проводу у мережах з ізольованою нейтраллю, а в мережах із заземленою нейтраллю – по грозозахисному тросу, УКВ радіоканалу або через GSM-модем. Використання двох останніх є найбільш перспективним, оскільки не тільки дає можливість інтеграції у єдине телекомунікаційний простір енергосистеми, але і забезпечує високу надійність і швидкість передачі сигналу. При використанні GSM каналу пункти прийому та передачі можливо встановлювати на будь-якій відстані від пунктів контролю, що дає можливість збирати інформацію з великої території.

В цілому інформаційна система дозволяє:

- здійснювати короточасний прогноз початку ожеледеутворення;
- забезпечувати диспетчерські служби інформацією про розвиток ожеледево-вітрової ситуації;
- скоротити час на прийняття рішення про проведення плавок ожеледі;
- забезпечити контроль закінчення планки.

Дані про навантаження на проводах повітряних ЛЕП і температурі повітря поступають на диспетчерський пункт, автоматично записуються у базу даних і оброблюються. Програмне забезпечення працює у режимі порадника диспетчера і дозволяє йому оперативно приймати рішення про необхідність та черговість плавок

ожеледі на ПЛ. Досвід експлуатації АИСКГ доказав їх високу ефективність і надійність [7].

Висновки: У теперішній час існує широкий спектр обладнання для плавки ожеледі на повітряних ЛЕП змінним чи постійним струмом. Зокрема, для плавки змінним струмом способом штучного короткого замикання застосовуються комірочки КРП К-112 і К-123, а також реклоузери. Схеми плавки ожеледі постійним струмом переважно будуються на основі некерованих випрямлячів типу В-ТППД, В-ТПЕД або ВУКН, які мають високу надійність та ефективність. Найбільш прогресивним підходом до плавки ожеледі є створення автоматизованих систем контролю ожеледеутворення.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та цивільного захисту в процесі аналізування особливостей експлуатації ПЛ. Аварії електричного обладнання, що використовуються на енергопідприємствах, а також невиконання правил по безпечній їх експлуатації може призвести до серйозної загрози життю та здоров'ю електротехнічного персоналу через небезпеку професійних захворювань і травмувань під час експлуатації. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний електротехнічний персонал, що обслуговує електрообладнання ПЛ, у відповідності з прийнятою класифікацією [1, 2].

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил).

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: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Все силове обладнання заводу повинно відповідати вимогам нормативних документів і на них повинна бути експлуатаційна документація, а крани та інші машини, що придбані за кордоном – повинні мати сертифікат відповідності вимогам безпеки праці. Забороняється експлуатація засобів механізації без передбачених їх конструкцією огорож, блокувань, систем сигналізації та інших засобів колективного захисту працюючих. До управління і обслуговування машин і механізмів допускаються особи (працівники), що отримали відповідну професійно-технічну підготовку, пройшли навчання і перевірку знань із безпеки праці.

Персонал, який експлуатує засоби механізації, оснащення, пристрої та ручні машини, до початку робіт повинен бути навчений безпечним методам та способам робіт відповідно до інструкцій заводу-виробника та інструкції з охорони праці. Робочі місця, засоби підмоцнування (риштовання, помости, робочі площадки тощо, які забезпечують безпеку виконання робіт на висоті) повинні відповідати вимогам цього розділу, розділу 6 цих норм, ГОСТ 24258, ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 28012. Під час виконання будівельно-монтажних робіт необхідно застосовувати переважно інвентарні засоби підмоцнування.

Робочі навантаження на риштовання в процесі виконання робіт не повинні перевищувати визначених технічною документацією. За необхідності передавання на риштовання додаткових навантажень (від підйомників, вантажопідіймальних площадок тощо) їх конструкцію необхідно перевірити на ці навантаження. У місцях піднімання людей на риштовання повинні бути вивішені плакати, на яких зазначено схеми навантажень, їх величини, а також схеми евакуації працівників на випадок аварійних ситуацій.

Під час роботи на конструкціях, під якими розташовані струмопровідні частини, що перебувають під напругою, ремонтні пристосування і інструмент

прив'язуються для запобігання їх падінню. Застосовувати в цих випадках монтерські запобіжні паски зі стропами з металевого ланцюга забороняється.

Подавати деталі на конструкції чи устаткування слід за допомогою «нескінченного» канату. Працівник, який стоїть внизу, повинен утримувати канат для запобігання його розгойдуванню і наближенню до струмопровідних частин. Працівники, які виконують роботи на висоті або верхолазні роботи, повинні бути в спецодязі, що не заважає рухам. Особистий інструмент слід зберігати в сумці.

Засоби підмоцнування повинні бути зроблені з рівних робочих настилів із зазором між дошками не більше ніж 5 мм, а у разі розміщення настилу на висоті 1,3 м та вище встановлювати огорожі з суцільною бортовою обшивкою по низу. Висота огорожі повинна бути не менше ніж 1,1 м, бортові обшивки - не менше ніж 0,15 м, відстань між горизонтальними елементами огорожі - не більше ніж 0,5 м.

Засоби підмоцнування, які використовуються під час робіт у місцях, під якими здійснюються інші роботи або є прохід, необхідно виконувати настилами без зазорів. Риштування та помості висотою до 4 м допускаються в експлуатацію після їх приймання керівником робіт та реєстрації в журналі робіт, а вище ніж 4 м – після приймання комісією, призначеною особою, яка відповідає за забезпечення охорони праці в організації, та оформлення відповідного акту.

Під час приймання риштувань та підмостей повинні бути перевірені: наявність кріплень, що забезпечують їх стійкість, вузли кріплення окремих елементів, робочі настили та огородження, вертикальність стояків, надійність опорних площадок та заземлення (для металевих риштувань).

Під час виконання робіт із риштувань висотою понад 6 м і більше повинно бути улаштовано не менше ніж два настили: робочий (верхній) і захисний (нижній); кожне робоче місце на риштуваннях, що прилягає до будинку чи споруди, повинно бути захищене зверху настилом, розташованим на висоті не вище ніж 2 м від робочого настилу. Якщо під час виконання робіт рух людей чи транспорту під риштуваннями і поблизу від них не передбачається, улаштування захисного (нижнього) настилу не обов'язкове.

Експлуатація ручного електроінструменту дозволяється у разі дотримання таких вимог:

- перед кожною видачею інструменту в роботу повинна бути перевірена його комплектність та надійність кріплення деталей, справність захисного кожуху, кабелю (рукава);
- перед початком роботи повинна бути перевірена справність вимикача та машини на холостому ходу;
- під час перерв у роботі, після закінчення роботи, під час змащування, очищення, заміни робочого елемента інструменту ручні машини необхідно вимкнути та від'єднати від електричної мережі;
- ручні машини, маса яких із розрахунку на руки працюючого, перевищує 10 кг, повинні мати пристрій для підвішування;
- під час роботи з ручними машинами на висоті необхідно використовувати засоби підмоцнення (помости);
- нагляд за експлуатацією ручних машин необхідно доручати спеціально призначеній для цього особі.

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 огорожувати;
 - 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

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

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

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається:

– в холодну пору року використання калорифера;

- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [6]. Нормовані параметри забруднення повітря в робочій зоні наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4
Вуглець (II) оксиду	20		4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

- провітрювання приміщення;
- цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – малої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Малої точності	Від 1,0 до 5 включно	V	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	3	1,8

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

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» (таблиця 10.4).

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».

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними 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

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У нашому цеху присутня вібрація типу – За [10]. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92

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

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота оперативно-ремонтного персоналу потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кГ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кГ – до 30 кГ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кГ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок)

та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. 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; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; 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 – 8 год; змінність роботи – одностійна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Щорічно в нашій країні виникають надзвичайні ситуації природного та техногенного характеру, що призводить до загибелі багатьох людей і значних матеріальних збитків. Масштаби, характер руйнувань і кількість постраждалих людей залежать від типу, масштабу і місця аварії, катастрофи або стихійного лиха, від швидкості розвитку надзвичайної ситуації.

В розглянутій електромережі використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури, в останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки фрагменту електричної мережі можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

ЕМІ може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де інші чинники втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також ЕМІ може викликати в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що може призводити до пробою ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання. Саме тому необхідно дослідити безпеку роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах електромережі можуть виникнути зворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 10.6.

Таблиця 10.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів електромережі

№	Елементи електромережі		Д _{гр} , Р	Д _{гр} , Р
1	Трансформатори	ТДЦ-125000/110	10 ⁶	10 ⁵
		ТДЦ-125000/220	10 ⁶	
		АТДЦТН- 125000/220/110	10 ⁶	
2	Розрядники	ОПН-1Ю-У1	10 ⁵	
		ОПН-220-У1	10 ⁵	
3	Струмопровід	ГРТЕ-10-8550-250	10 ⁹	

По мінімальному значенні Д_{гр}, визначаємо межу стійкості фрагменту електричної мережі в цілому по системі електропостачання: Д_{гр}=10⁵ Р.

Визначаємо граничне значення рівня радіації, до якого можлива робота виробничого персоналу у звичайному режимі за час t_{max}:

$$P_{zp} = \frac{D_{zp} \cdot K_{noc}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})} [P / год], \quad (10.1)$$

де K_{noc} – коефіцієнт послаблення

t_n – час початку опромінення - t_n=1год

t_{p.макс.} – максимальна тривалість роботи - t_{p.макс.}=87600 год (10років)

$$t_k = t_{p.макс.} + t_n,$$

$$t_k = 87600 + 1 = 87601 \text{ год.}$$

$$P_{zp} = \frac{10^5 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{87601} - \sqrt{1})} = 169,5 (P / год), \quad (10.2)$$

Визначаємо допустимий час роботи блоків електромережі в заданих умовах:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{noc} + 2 \cdot P_{1max} \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2 [год], \quad (10.3)$$

$$t_{don} = \left(\frac{10^5 \cdot 1 + 2 \cdot 169,5}{2 \cdot 169,5} \right)^2 = 87582 (год) .$$

Таким чином, електромережа буде безпечно працювати, якщо граничне значення рівня радіації не перевищуватиме значення 169,5 Р/год.

10.3.1 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи фрагменту електромережі в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_b=40$ дБ.

На об'єкті ЕМ розподіляються на різні блоки:

- Трансформатори;
- Розрядники;
- Струмопроводи.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{в1}=3,5\text{м}$, $l_{в2}=2,3\text{м}$, $l_{в3}=2,35\text{м}$, $l_{г1}=2,4\text{м}$, $l_{г2}=2,1\text{м}$, $l_{г3}=3,2\text{м}$.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_b = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]} , \quad (10.4)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$20 \lg U_{\epsilon} = 20 \lg U_{\text{дон}} - K_b , \quad (10.5)$$

$$U_{\epsilon} = 10^{\frac{20 \lg U_{\text{дон}}}{20}} [B] , \quad (10.6)$$

$$U_{\epsilon} = \frac{U_{\text{дон}}}{10^{\frac{K_b}{20}}} [B] ,$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N [B] , \quad (10.7)$$

Де $U_{\text{ж}}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %.

При $U_{ж}=220$ (В), $U_{доп1}=242$ (В)

При $U_{ж}=110$ (В), $U_{доп1}=121$ (В)

При $U_{ж}=10$ (В), $U_{доп1}=11$ (В)

Визначаємо напругу наведену в вертикальних струмопровідних частинах.

Трансформатори:

$$U_{\epsilon 1} = \frac{242}{10^{\frac{40}{20}}} = 2,42 \text{ (В)} ,$$

Розрядники:

$$U_{\epsilon 2} = \frac{121}{10^{\frac{40}{20}}} = 1,21 \text{ (В)} ,$$

Струмопроводи:

$$U_{\epsilon 3} = \frac{11}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,11 \text{ (В)} .$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля для кожного блока:

$$E_{\Gamma i} = \frac{U_{Bi}}{L_{Bi}} \text{ [В/м]} , \quad (10.8)$$

$$E_{\Gamma 1} = \frac{2,42}{3,5} = 0,69 \text{ (В/м)} ,$$

$$E_{\Gamma 2} = \frac{1,21}{2,3} = 0,53 \text{ (В/м)} ,$$

$$E_{\Gamma 3} = \frac{0,11}{2,35} = 0,04 \text{ (В/м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля:

$$E_B = E_{\Gamma} \cdot 10^3 \text{ [В/м]}, \quad (10.9)$$

$$E_{B1} = 0,69 \cdot 10^3 = 690 \text{ (В/м)},$$

$$E_{B2} = 0,53 \cdot 10^3 = 530 \text{ (В/м)},$$

$$E_{B3} = 0,04 \cdot 10^3 = 40 \text{ (В/м)}.$$

Отже елементи фрагменту електромережі будуть безпечно працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не перевищуватиме значення:

- для трансформаторів 690 (В/м);
- для розрядників 530 (В/м);
- для струмопроводів 40 (В/м).

10.4 Розробка заходів з безпеки роботи елементів фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Головними заходами щодо радіаційної безпеки є: застосування в апаратурі радіаційно-стійких елементів і матеріалів, спеціальних масивних екранів або активного захисту від впливу потоків заряджених частинок. При імпульсному впливі іонізуючих випромінювань, крім перерахованих способів використовують: застосування схем, мало критичних до змін електричних параметрів; зниження напруги живлення на аноді і збільшення від'ємної напруги зсуву сіток газорозрядних приладів; застосування пристроїв, які містять радіотехнічні схеми на період впливу радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та інші.

Також, у підрозділі з безпеки НС проведено дослідження безпеки роботи електромережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню безпеки її роботи.

В умовах дії іонізуючих випромінювань електромережа буде безпечно працювати до рівня радіації 169,5 Р/год. При допустимому часі роботи обладнання протягом 87582 год.

Оцінюючи безпеку роботи електромережі в умовах дії електромагнітного імпульсу, доведено, що обладнання буде злагоджено працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перевищувати: для трансформаторів – 690 (В/м), для розрядників 530 (В/м), для струмопроводів – 40 (В/м).

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 501, 502 та СЕС вузол 503. 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 п/с 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 п/с Турбів (вузол 14) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для нових п/с 501, 502, 503 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Також для вузла 13 п/с Оленівка, 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 – 2,07 МВт при сумарній отриманій активній потужності 118,66 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 208 788,409 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.225)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 4,4 років.

Основною задачею функціонування електричних систем є забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Значні резерви в вирішенні цієї задачі закладені в досконалості експлуатації та підвищення надійності електричних мереж енергосистем і в першу чергу повітряних ліній електропередачі напругою 35-750 кВ.

Експлуатація повітряних ліній електропередачі складається із підтримки їх надійності на заданому рівні та можливості підвищення надійності шляхом використання методів і засобів, якими володіє експлуатаційний персонал. Аналіз стану та умов експлуатації повітряних ліній створює вихідну базу для вироблення рекомендацій з підвищення надійності ліній в цілому та їх елементів - опор, проводів, тросів.

Підвищенню експлуатації ліній сприяє впровадження більш досконалих конструкцій і технологій будівництва та монтажу повітряних ліній. На даний час широко використовуються залізобетонні опори, які не потребують періодичного захисту від корозії, залізобетонні підпожежники та сваї для фундаментів під металеві опори, опори на відтяжках, сталеві алюмінієвий грозозахисний трос, скляні підвісні ізолятори із закаленого скла та зварні з'єднання проводів, які не потребують періодичного контролю, а також ряд інших елементів, які дозволяють в значній мірі зменшити трудові та матеріальні витрати в процесі експлуатації.

Періодичність та об'єм ремонтів повітряних ліній електропередачі суттєво впливає на надійність їх функціонування.

В розділі " Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях" були вирішені питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує повітряні лінії електропередачі, 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.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. . ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами.// Київ, ГРІФРЕ, 2002
3. ДСТУ 3546-97 (ГОСТ 30531-97) Ізолятори лінійні штирові фарфорові та скляні на напругу до 1000 В.
4. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89..
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 // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Цифровий пристрій діагностування стану ізоляції, захисту приєднань секції шин 6-35 кВ за однофазних замикань на землю та реєстрації аналогових і бінарних сигналів електроустановок "АЛЬТРА32". Паспорт та інструкція з експлуатації: ІМСКОЕ, Львів, 2014. –31 с.

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. Андрій Поповський, Владислав Усатий, Євгеній Бузурний, Юрій Виговський «ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛУ НАВАНТАЖЕННЯ МІЖ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ ГАМІЛЬТОНА». 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/21597/17854>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

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 Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Поповський А.І.
(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 ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

08-21.МКР.018.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Поповський А.І.

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 роботи – вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи перспективи розвитку особливостей експлуатації ПЛЕП;

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	10.03.24	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі	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 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

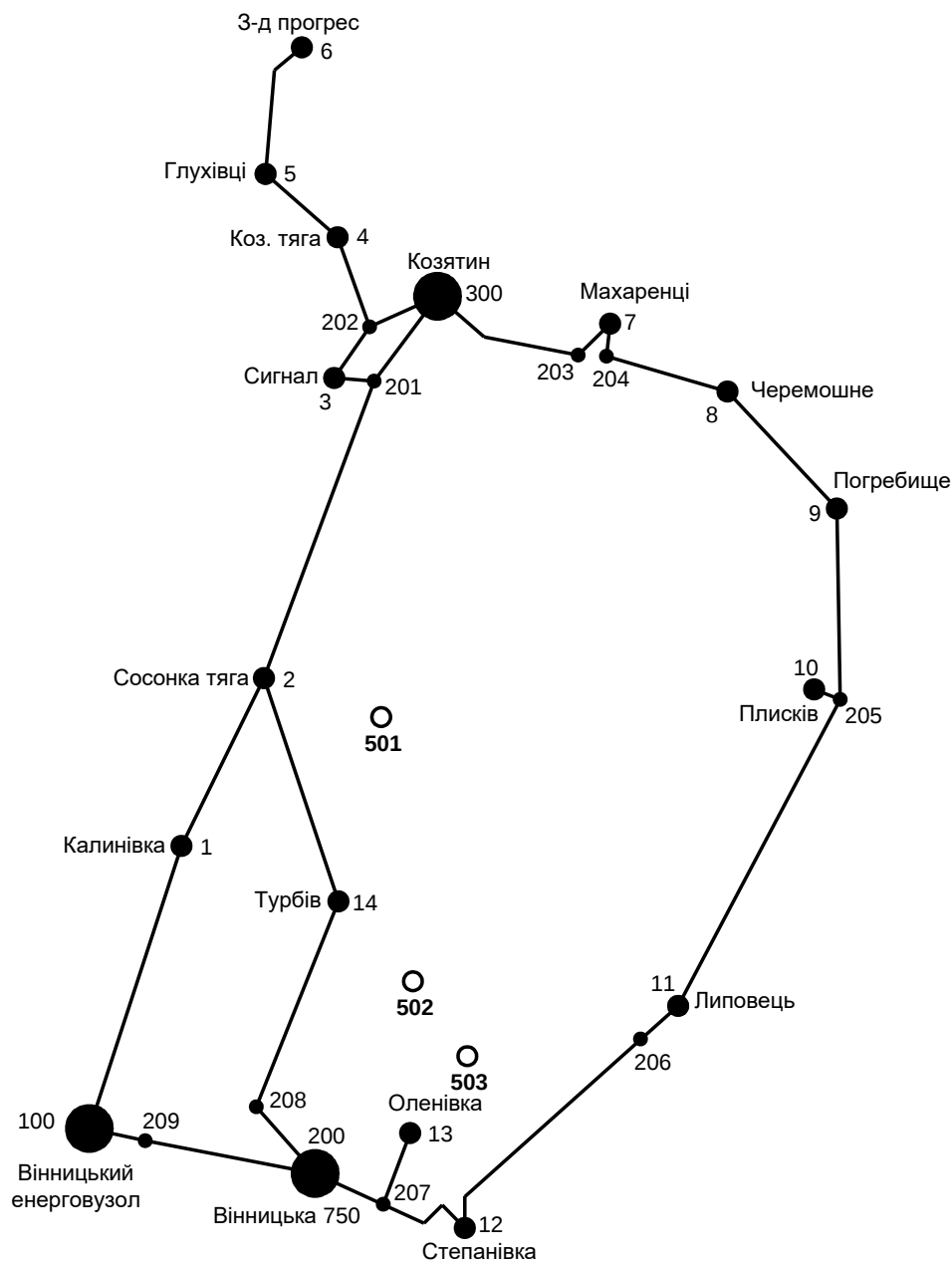


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 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 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	5,4	15,2	14,0
cos φ	0,87	0,89	1,00
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	80	82	84	90	95	96	97	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжин а лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол –	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	$6,3 + j3,23$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	$13,0 + j7,37$	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	$7,4 + j3,58$	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	$17,0 + j9,63$	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	$5,8 + j3,13$	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	$4,8 + j2,72$	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	$3,2 + j1,9$	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	$5,1 + j2,89$	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	$2,8 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	$6,4 + j3,1$	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	$2,9 + j1,64$	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	$3,0 + j1,45$	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ
ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5700.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОДОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 94.519 МВт / 829.348 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 92.840 МВт / 813.278 МЛН.КВТ*ГВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.906 МВт / 8.986 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.906 МВт / 8.986 МЛН.КВТ*ГВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.497 МВт / 4.350 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.276 МВт / 2.735 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.772 МВт / 7.084 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.679 МВт / 16.070 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
300	КОЗЯТИН	-63.020	-34.943	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.428	-0.21
4	КОЗ. ТЯГА	0.000	0.000	113.148	-0.66
5	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	112.848	-0.78
6	З-Д ПРОГРЕС	0.000	0.000	112.457	-0.93
3	СИГНАЛ	0.000	0.000	114.430	-0.21
201		0.000	0.000	114.430	-0.21
2	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	113.108	-0.71
1	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	113.181	-0.69
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-31.446	-14.778	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.147	-0.33
7	МАХАРЕНЦІ	0.000	0.000	113.960	-0.38
204		0.000	0.000	113.838	-0.41
8	ЧЕРЕМОШНЕ	0.000	0.000	113.289	-0.63
9	ПОГРЕБИЩЕ	0.000	0.000	112.731	-0.79
205		0.000	0.000	112.643	-0.83
10	ПЛИСКІВ	0.000	0.000	112.633	-0.83
11	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	112.772	-0.82
206		0.000	0.000	112.854	-0.80
12	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	113.493	-0.57
207		0.000	0.000	113.619	-0.53
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	113.543	-0.55
200		0.000	0.000	113.817	-0.46
209		0.000	0.000	114.908	-0.04
208		0.000	0.000	113.687	-0.51
14	ТУРВІВ	0.000	0.000	113.187	-0.67
11101		0.000	0.000	111.827	-1.94
1351		0.000	0.000	37.543	-1.58
1101		6.730	3.450	10.685	-1.92
11102		0.000	0.000	112.160	-1.59
1352		0.000	0.000	37.543	-1.58
1102		0.000	0.000	10.686	-1.92
21101		0.000	0.000	111.188	-2.32
2271		0.000	0.000	26.697	-1.86
2101		13.890	7.870	10.622	-2.29
21102		0.000	0.000	111.670	-1.86
2272		0.000	0.000	26.697	-1.86
2102		0.000	0.000	10.623	-2.29
31101		0.000	0.000	112.749	-1.78
3351		0.000	0.000	37.747	-1.79
3101		7.900	3.820	10.775	-1.76
31102		0.000	0.000	112.753	-1.79
3102		0.000	0.000	10.776	-1.76
3352		0.000	0.000	37.747	-1.79

41101	0.000	0.000	111.383	-2.08
4271	0.000	0.000	26.634	-2.08
4101	18.160	10.290	10.549	-2.97
41102	0.000	0.000	111.382	-2.08
4272	0.000	0.000	26.634	-2.08
4102	0.000	0.000	10.550	-2.97
510	4.810	2.330	10.464	-3.80
610	6.200	3.340	10.470	-3.37
7110	0.000	0.000	109.415	-3.66
735	0.000	0.000	36.630	-3.66
710	5.130	2.910	10.219	-5.67
810	3.420	2.030	10.378	-4.01
91101	0.000	0.000	110.472	-2.54
9351	0.000	0.000	36.984	-2.54
9101	5.450	3.090	10.440	-3.57
91102	0.000	0.000	110.472	-2.54
9352	0.000	0.000	36.984	-2.54
9102	0.000	0.000	10.440	-3.57
1010	2.990	1.860	10.358	-3.80
11110	0.000	0.000	109.720	-3.66
1135	0.000	0.000	36.733	-3.66
1110	6.840	3.310	10.478	-3.62
1210	3.100	1.750	10.463	-3.61
1310	3.200	1.550	10.506	-3.69
141101	0.000	0.000	111.904	-1.75
14351	0.000	0.000	37.446	-1.74
14352	0.000	0.000	37.446	-1.74
141102	0.000	0.000	111.617	-2.01
14102	5.020	2.710	10.666	-1.98
14101	0.000	0.000	10.666	-1.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	РК,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU,КВ
4	41101	9.089	5.644	9.082	5.334	0.007	0.309	0.054	1.831
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.090	5.645	9.083	5.334	0.007	0.309	0.055	1.831
41102	4102	9.094	5.310	9.086	5.118	0.007	0.191	0.054	1.154
4102	4101	9.086	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.570	0.001
41101	4101	9.071	5.358	9.063	5.166	0.007	0.192	0.055	1.163
3	31101	3.955	2.049	3.951	1.911	0.004	0.137	0.022	1.734
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.957	2.044	3.953	1.906	0.004	0.137	0.022	1.730
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.022	0.094
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.234	0.000
31101	3101	3.949	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.022	0.094
300	202	23.357	13.090	23.289	12.939	0.068	0.151	0.134	0.573
202	3	-6.270	-4.366	-6.270	-4.366	0.000	0.000	-0.038	-0.001
3	201	-14.238	-8.821	-14.238	-8.821	0.000	0.000	-0.084	-0.001
201	300	-23.032	-12.789	-23.099	-12.938	0.067	0.148	-0.133	-0.571
201	2	8.794	4.939	8.734	4.806	0.059	0.132	0.051	1.330
2	14	-1.762	-0.311	-1.763	-0.312	0.001	0.001	-0.009	-0.080
14	208	-6.838	-2.887	-6.860	-2.919	0.022	0.032	-0.038	-0.503
208	200	-6.860	-2.499	-6.866	-2.507	0.006	0.008	-0.037	-0.130
200	207	14.039	6.959	14.023	6.930	0.016	0.029	0.079	0.199
207	12	10.797	5.436	10.790	5.421	0.008	0.014	0.061	0.127
12	206	7.665	3.845	7.637	3.793	0.028	0.051	0.044	0.644
206	11	7.637	4.246	7.633	4.240	0.004	0.006	0.045	0.083
11	205	0.744	0.831	0.743	0.830	0.001	0.001	0.006	0.129
205	9	-2.271	-0.639	-2.272	-0.641	0.001	0.002	-0.012	-0.089
9	8	-7.776	-3.835	-7.804	-3.876	0.028	0.040	-0.044	-0.562
8	204	-11.252	-5.689	-11.285	-5.761	0.032	0.071	-0.064	-0.553
204	7	-11.285	-5.435	-11.293	-5.448	0.009	0.013	-0.063	-0.122
7	203	-16.473	-9.065	-16.492	-9.094	0.020	0.028	-0.095	-0.188
203	300	-16.492	-8.755	-16.565	-8.915	0.072	0.160	-0.094	-0.855
9	91101	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356
91102	9102	2.729	1.610	2.724	1.542	0.004	0.068	0.017	1.422
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.173	0.000
91101	9101	2.727	1.614	2.723	1.546	0.004	0.068	0.017	1.425
200	209	-20.905	-9.026	-21.037	-9.268	0.132	0.241	-0.115	-1.095
209	100	-21.037	-8.959	-21.049	-8.979	0.011	0.020	-0.115	-0.092
14	141101	1.724	0.973	1.722	0.929	0.002	0.043	0.010	1.328
141101	14351	1.095	0.436	1.094	0.436	0.001	0.000	0.006	0.051

14351	14352	1.094	0.436	1.094	0.436	0.000	0.000	0.018	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.436	0.000	0.006	-0.006	-0.252
14	141102	3.304	1.892	3.301	1.789	0.003	0.103	0.019	1.631
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.005	0.000	0.025	0.105
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.043	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.004	0.004	0.407
2	21101	6.482	3.818	6.476	3.572	0.007	0.245	0.038	2.003
21101	2101	9.474	4.910	9.460	4.910	0.014	0.000	0.055	0.128
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.289	-0.000
21102	2102	4.424	3.005	4.422	2.955	0.002	0.049	0.028	0.638
2	21102	7.429	4.579	7.424	4.372	0.005	0.206	0.044	1.488
21102	2272	3.001	1.368	3.000	1.368	0.001	0.000	0.017	0.022
2272	2271	3.000	1.368	3.000	1.368	0.000	0.000	0.071	0.000
21101	2271	-2.998	-1.338	-3.000	-1.368	0.001	0.030	-0.017	-0.492
2	1	-3.504	-2.632	-3.506	-2.635	0.001	0.003	-0.022	-0.074
1	100	-10.301	-5.584	-10.398	-5.798	0.096	0.214	-0.060	-1.827
11102	1102	2.150	1.354	2.150	1.337	0.001	0.018	0.013	0.461
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.137	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.026	0.109
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.583	0.001	0.011	-0.008	-0.335
1351	1352	-1.490	-0.583	-1.490	-0.583	0.000	0.000	-0.025	-0.000
11102	1352	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.008	0.019
1	11102	3.642	2.012	3.640	1.937	0.002	0.075	0.021	1.057
1	11101	3.095	1.626	3.093	1.540	0.003	0.086	0.018	1.411
11	11110	6.862	3.745	6.849	3.308	0.013	0.435	0.040	3.264
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.849	3.308	6.836	3.308	0.013	0.000	0.040	0.164
12	1210	3.114	1.982	3.098	1.749	0.015	0.232	0.019	4.312
207	13	3.225	1.737	3.224	1.734	0.001	0.003	0.019	0.076
13	1310	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.931
8	810	3.438	2.325	3.418	2.029	0.020	0.295	0.021	5.041
202	4	29.558	17.674	29.365	17.245	0.193	0.427	0.173	1.287
6	610	6.214	3.697	6.196	3.338	0.018	0.358	0.037	3.173
205	10	3.014	2.146	3.014	2.146	0.000	0.000	0.019	0.010
4	5	11.103	5.824	11.086	5.786	0.017	0.038	0.064	0.302
5	510	4.825	2.660	4.807	2.329	0.018	0.330	0.028	3.682
5	6	6.246	3.512	6.233	3.484	0.013	0.028	0.037	0.395
7	7110	5.159	3.593	5.143	3.160	0.016	0.431	0.032	4.766
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.143	3.160	5.127	2.908	0.016	0.251	0.032	2.871
10	1010	3.004	2.092	2.988	1.859	0.015	0.232	0.019	4.568

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.809 МВт / 677.209 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 664.905 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.464 МВт / 4.114 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.464 МВт / 4.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.408 МВт / 2.326 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.341 МВт / 0.957 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.749 МВт / 3.283 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.213 МВт / 7.397 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.153	-40.529	105.000	0.00
202		0.000	0.000	104.307	-0.26
4	Коз. тяга	0.000	0.000	102.876	-0.80
5	Глухівці	0.000	0.000	102.538	-0.94
6	З-д прогрес	0.000	0.000	102.099	-1.12
3	Сигнал	0.000	0.000	104.308	-0.26
201		0.000	0.000	104.309	-0.26
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.197	-0.97
1	Калинівка	0.000	0.000	102.339	-0.94
100	Вінницький енерговузол	-36.465	-24.239	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.954	-0.39
7	Махаренці	0.000	0.000	103.728	-0.44
204		0.000	0.000	103.577	-0.48
8	Черемошне	0.000	0.000	102.885	-0.74
9	Погребище	0.000	0.000	102.170	-0.92
205		0.000	0.000	102.014	-0.96
10	Плисків	0.000	0.000	102.002	-0.96
11	Липовець	0.000	0.000	102.032	-0.94
206		0.000	0.000	102.113	-0.92
12	Степанівка	0.000	0.000	102.743	-0.65
207		0.000	0.000	102.874	-0.59
13	Оленівка	0.000	0.000	102.638	-0.60
200		0.000	0.000	103.177	-0.53
209		0.000	0.000	104.857	-0.04
208		0.000	0.000	102.984	-0.59
14	Турбів	0.000	0.000	102.253	-0.83
11101		0.000	0.000	100.829	-2.47
1351		0.000	0.000	33.873	-2.03
1101		6.730	3.450	9.632	-2.44
11102		0.000	0.000	101.199	-2.04
1352		0.000	0.000	33.873	-2.03
1102		0.000	0.000	9.633	-2.44
21101		0.000	0.000	100.052	-2.96

2271	0.000	0.000	24.047	-2.38
2101	13.890	7.870	9.556	-2.92
21102	0.000	0.000	100.589	-2.39
2272	0.000	0.000	24.047	-2.38
2102	0.000	0.000	9.556	-2.92
31101	0.000	0.000	102.449	-2.16
3351	0.000	0.000	34.299	-2.16
3101	7.900	3.820	9.789	-2.13
31102	0.000	0.000	102.453	-2.16
3102	0.000	0.000	9.789	-2.13
3352	0.000	0.000	34.299	-2.16
41101	0.000	0.000	100.904	-2.52
4271	0.000	0.000	24.128	-2.52
4101	18.160	10.290	9.536	-3.60
41102	0.000	0.000	100.904	-2.52
4272	0.000	0.000	24.128	-2.52
4102	0.000	0.000	9.537	-3.61
510	4.810	2.330	9.438	-4.63
610	6.200	3.340	9.445	-4.10
7110	0.000	0.000	98.546	-4.45
735	0.000	0.000	32.992	-4.45
710	5.130	2.910	9.149	-6.94
810	3.420	2.030	9.327	-4.88
91101	0.000	0.000	99.630	-3.06
9351	0.000	0.000	33.354	-3.06
9101	5.450	3.090	9.388	-4.33
91102	0.000	0.000	99.630	-3.06
9352	0.000	0.000	33.354	-3.06
9102	0.000	0.000	9.389	-4.33
1010	2.990	1.860	9.290	-4.62
11110	0.000	0.000	98.601	-4.44
1135	0.000	0.000	33.010	-4.44
1110	6.840	3.310	9.413	-4.39
1210	3.100	1.750	9.386	-4.39
1310	3.200	1.550	9.417	-4.48
141101	0.000	0.000	100.821	-2.16
14351	0.000	0.000	33.734	-2.15
14352	0.000	0.000	33.734	-2.15
141102	0.000	0.000	100.502	-2.48
14102	5.020	2.710	9.601	-2.44
14101	0.000	0.000	9.602	-2.44
501	6.240	3.540	102.101	-1.02
502	17.570	9.000	102.163	-0.81
503	-16.190	0.000	102.467	-0.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.092	5.757	9.083	5.377	0.009	0.379	0.060	2.059
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.094	5.758	9.085	5.377	0.009	0.379	0.060	2.059
41102	4102	9.096	5.353	9.087	5.118	0.009	0.234	0.060	1.297
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.630	0.001
41101	4101	9.072	5.401	9.063	5.166	0.009	0.234	0.060	1.307
3	31101	3.957	2.078	3.952	1.911	0.005	0.166	0.025	1.931
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.959	2.073	3.954	1.906	0.005	0.166	0.025	1.927
31102	3102	3.955	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.025	0.103
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.258	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.025	0.103
300	202	24.662	15.018	24.567	14.807	0.095	0.210	0.158	0.694
202	3	-5.037	-3.139	-5.037	-3.139	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-12.999	-7.591	-12.999	-7.591	0.000	0.000	-0.083	-0.000
201	300	-24.311	-14.653	-24.405	-14.861	0.093	0.207	-0.157	-0.692

201	2	11.312	7.869	11.178	7.571	0.134	0.296	0.076	2.125
2	14	-3.501	1.443	-3.506	1.435	0.006	0.008	-0.021	-0.060
14	208	-8.632	-4.075	-8.677	-4.140	0.045	0.065	-0.054	-0.736
208	200	-8.677	-3.795	-8.689	-3.812	0.012	0.017	-0.053	-0.195
200	207	14.976	12.180	14.946	12.126	0.029	0.054	0.108	0.305
207	12	10.354	4.953	10.345	4.937	0.009	0.016	0.064	0.132
12	206	7.219	3.231	7.190	3.177	0.029	0.053	0.044	0.636
206	11	7.190	3.548	7.186	3.542	0.004	0.006	0.045	0.082
11	205	0.296	-0.033	0.296	-0.033	0.000	0.000	0.002	0.019
205	9	-2.721	-1.671	-2.724	-1.675	0.003	0.004	-0.018	-0.158
9	8	-8.225	-5.004	-8.267	-5.065	0.042	0.060	-0.054	-0.719
8	204	-11.718	-7.038	-11.763	-7.140	0.046	0.101	-0.077	-0.697
204	7	-11.763	-6.871	-11.776	-6.889	0.012	0.018	-0.076	-0.152
7	203	-16.960	-10.671	-16.987	-10.710	0.027	0.039	-0.111	-0.226
203	300	-16.987	-10.430	-17.086	-10.650	0.099	0.220	-0.111	-1.049
9	91101	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.669
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.670
91102	9102	2.730	1.626	2.724	1.542	0.005	0.084	0.018	1.609
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.192	0.000
91101	9101	2.728	1.630	2.723	1.546	0.005	0.084	0.018	1.612
207	13	4.592	7.371	4.582	7.354	0.010	0.017	0.049	0.236
13	503	1.357	5.671	1.353	5.661	0.003	0.009	0.033	0.170
503	502	17.533	5.881	17.503	5.797	0.030	0.084	0.104	0.309
502	14	-0.056	-2.968	-0.057	-2.971	0.001	0.003	-0.017	-0.090
200	209	-23.665	-15.630	-23.915	-16.087	0.249	0.455	-0.158	-1.684
209	100	-23.915	-15.829	-23.936	-15.868	0.021	0.039	-0.158	-0.143
14	141101	1.725	0.985	1.723	0.931	0.002	0.053	0.011	1.494
141101	14351	1.095	0.438	1.094	0.438	0.001	0.000	0.007	0.057
14351	14352	1.094	0.438	1.094	0.438	0.000	0.000	0.020	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.438	0.000	0.007	-0.007	-0.284
14	141102	3.306	1.916	3.302	1.789	0.004	0.127	0.022	1.834
141102	14102	4.396	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.028	0.116
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.048	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.005	0.005	0.456
21101	2101	9.477	4.910	9.460	4.910	0.017	0.000	0.061	0.141
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.321	-0.000
21102	2102	4.424	3.016	4.422	2.955	0.002	0.061	0.031	0.719
21102	2272	3.002	1.375	3.001	1.375	0.001	0.000	0.019	0.024
2272	2271	3.001	1.375	3.001	1.375	0.000	0.000	0.079	0.000
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.001	-1.375	0.002	0.037	-0.019	-0.558
2	21101	6.486	3.876	6.478	3.572	0.008	0.303	0.043	2.264
2	21102	7.432	4.647	7.426	4.391	0.006	0.254	0.049	1.682
1	11102	3.643	2.036	3.641	1.943	0.002	0.092	0.024	1.190
1	11101	3.097	1.646	3.094	1.540	0.003	0.106	0.020	1.590
11101	1101	4.583	2.111	4.576	2.111	0.007	0.000	0.029	0.121
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.151	-0.000
11102	1102	2.150	1.358	2.150	1.337	0.001	0.022	0.014	0.518
2	1	-5.551	-4.830	-5.556	-4.840	0.005	0.010	-0.041	-0.142
1	100	-12.343	-7.958	-12.529	-8.371	0.185	0.411	-0.083	-2.675
8	810	3.442	2.395	3.418	2.029	0.024	0.365	0.023	5.716
13	1310	3.217	1.836	3.198	1.549	0.019	0.286	0.021	4.475
202	4	29.604	18.253	29.367	17.726	0.237	0.525	0.192	1.440
6	610	6.218	3.779	6.196	3.338	0.022	0.439	0.041	3.582
4	5	11.113	6.103	11.091	6.055	0.021	0.047	0.071	0.342
5	6	6.250	3.638	6.234	3.604	0.016	0.035	0.041	0.445
5	510	4.829	2.736	4.807	2.329	0.022	0.405	0.031	4.173
7	7110	5.167	3.762	5.147	3.222	0.020	0.538	0.036	5.476
205	10	3.016	2.193	3.016	2.193	0.000	0.000	0.021	0.012
10	1010	3.007	2.148	2.988	1.859	0.019	0.288	0.021	5.181
11	11110	6.868	3.850	6.852	3.308	0.016	0.540	0.044	3.714
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.852	3.308	6.836	3.308	0.016	0.000	0.044	0.181
12	1210	3.117	2.039	3.098	1.749	0.019	0.289	0.021	4.894

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.992 МВт / 678.252 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 664.905 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.645 МВт / 4.623 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.645 МВт / 4.623 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.368 МВт / 2.098 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.381 МВт / 1.072 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.750 МВт / 3.170 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.395 МВт / 7.793 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.256	-41.679	100.000	0.00
202		0.000	0.000	99.262	-0.29
4	Коз. тяга	0.000	0.000	97.741	-0.88
5	Глухівці	0.000	0.000	97.381	-1.04
6	З-д прогрес	0.000	0.000	96.913	-1.23
3	Сигнал	0.000	0.000	99.264	-0.29
201		0.000	0.000	99.264	-0.29
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	97.013	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	97.164	-1.03
100	Вінницький енерговузол	-36.546	-25.000	100.000	0.00
203		0.000	0.000	98.874	-0.42
7	Махаренці	0.000	0.000	98.633	-0.48
204		0.000	0.000	98.471	-0.52
8	Черемошне	0.000	0.000	97.728	-0.81
9	Погребище	0.000	0.000	96.965	-1.00
205		0.000	0.000	96.797	-1.05
10	Плисків	0.000	0.000	96.785	-1.05
11	Липовець	0.000	0.000	96.819	-1.03
206		0.000	0.000	96.906	-1.00
12	Степанівка	0.000	0.000	97.584	-0.70
207		0.000	0.000	97.725	-0.65
13	Оленівка	0.000	0.000	97.474	-0.65
200		0.000	0.000	98.050	-0.57
209		0.000	0.000	99.847	-0.04
208		0.000	0.000	97.844	-0.65
14	Турбів	0.000	0.000	97.070	-0.90
11101		0.000	0.000	95.567	-2.74
1351		0.000	0.000	32.117	-2.25
1101		6.730	3.450	9.128	-2.70
11102		0.000	0.000	95.957	-2.25
1352		0.000	0.000	32.117	-2.25
1102		0.000	0.000	9.129	-2.70
21101		0.000	0.000	94.740	-3.28
2271		0.000	0.000	22.784	-2.63
2101		13.890	7.870	9.047	-3.23
21102		0.000	0.000	95.307	-2.64
2272		0.000	0.000	22.784	-2.63
2102		0.000	0.000	9.048	-3.23
31101		0.000	0.000	97.299	-2.39
3351		0.000	0.000	32.575	-2.39
3101		7.900	3.820	9.296	-2.36
31102		0.000	0.000	97.304	-2.39
3102		0.000	0.000	9.296	-2.36
3352		0.000	0.000	32.575	-2.39

41101	0.000	0.000	95.646	-2.79
4271	0.000	0.000	22.871	-2.79
4101	18.160	10.290	9.026	-4.00
41102	0.000	0.000	95.646	-2.79
4272	0.000	0.000	22.871	-2.79
4102	0.000	0.000	9.027	-4.00
510	4.810	2.330	8.921	-5.14
610	6.200	3.340	8.929	-4.55
7110	0.000	0.000	93.051	-4.95
735	0.000	0.000	31.152	-4.95
710	5.130	2.910	8.605	-7.75
810	3.420	2.030	8.800	-5.43
91101	0.000	0.000	94.255	-3.38
9351	0.000	0.000	31.555	-3.38
9101	5.450	3.090	8.866	-4.81
91102	0.000	0.000	94.255	-3.38
9352	0.000	0.000	31.555	-3.38
9102	0.000	0.000	8.866	-4.81
1010	2.990	1.860	8.760	-5.14
11110	0.000	0.000	93.164	-4.93
1135	0.000	0.000	31.190	-4.93
1110	6.840	3.310	8.892	-4.87
1210	3.100	1.750	8.864	-4.87
1310	3.200	1.550	8.897	-4.97
141101	0.000	0.000	95.553	-2.39
14351	0.000	0.000	31.969	-2.37
14352	0.000	0.000	31.969	-2.37
141102	0.000	0.000	95.216	-2.74
14102	5.020	2.710	9.095	-2.70
14101	0.000	0.000	9.095	-2.70
501	6.240	3.540	96.911	-1.12
502	17.570	9.000	96.973	-0.89
503	-16.190	0.000	97.294	-0.64

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.095	5.828	9.084	5.404	0.010	0.423	0.064	2.197
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.096	5.829	9.086	5.405	0.010	0.423	0.064	2.197
41102	4102	9.097	5.380	9.087	5.118	0.010	0.262	0.064	1.384
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.666	0.001
41101	4101	9.073	5.428	9.063	5.166	0.010	0.262	0.064	1.394
3	31101	3.958	2.096	3.952	1.911	0.006	0.184	0.026	2.047
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.960	2.091	3.954	1.906	0.006	0.184	0.026	2.043
31102	3102	3.956	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.026	0.108
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.272	0.000
31101	3101	3.951	1.915	3.945	1.915	0.006	0.000	0.026	0.108
300	202	24.695	15.371	24.589	15.135	0.106	0.235	0.168	0.739
202	3	-5.048	-3.194	-5.048	-3.194	0.000	0.000	-0.035	-0.001
3	201	-13.008	-7.654	-13.008	-7.654	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-24.333	-14.978	-24.438	-15.211	0.105	0.232	-0.166	-0.737
201	2	11.325	8.055	11.175	7.721	0.150	0.333	0.081	2.266
2	14	-3.502	1.481	-3.509	1.472	0.006	0.009	-0.023	-0.062
14	208	-8.637	-4.127	-8.687	-4.200	0.050	0.072	-0.057	-0.780
208	200	-8.687	-3.888	-8.701	-3.908	0.013	0.019	-0.056	-0.207
200	207	14.990	12.514	14.957	12.453	0.033	0.061	0.115	0.326
207	12	10.363	5.184	10.354	5.167	0.010	0.018	0.068	0.142
12	206	7.226	3.393	7.193	3.332	0.033	0.060	0.047	0.686
206	11	7.193	3.666	7.188	3.659	0.005	0.007	0.048	0.088
11	205	0.296	-0.008	0.296	-0.008	0.000	0.000	0.002	0.022
205	9	-2.722	-1.733	-2.725	-1.738	0.003	0.005	-0.019	-0.169
9	8	-8.225	-5.144	-8.273	-5.213	0.047	0.068	-0.058	-0.768
8	204	-11.726	-7.273	-11.778	-7.388	0.052	0.115	-0.081	-0.749
204	7	-11.778	-7.144	-11.792	-7.164	0.014	0.020	-0.081	-0.163
7	203	-16.979	-11.057	-17.010	-11.101	0.030	0.044	-0.118	-0.242
203	300	-17.010	-10.847	-17.122	-11.096	0.112	0.249	-0.118	-1.129
9	91101	2.735	1.801	2.729	1.638	0.006	0.162	0.019	2.859
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.735	1.801	2.729	1.638	0.006	0.162	0.019	2.859

91102	9102	2.730	1.636	2.724	1.542	0.006	0.094	0.019	1.723
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.204	0.000
91101	9101	2.729	1.640	2.723	1.546	0.006	0.094	0.019	1.726
207	13	4.593	7.448	4.583	7.428	0.011	0.020	0.052	0.251
13	503	1.355	5.695	1.352	5.685	0.004	0.010	0.035	0.180
503	502	17.532	5.883	17.498	5.790	0.033	0.093	0.110	0.326
502	14	-0.061	-2.998	-0.062	-3.001	0.001	0.003	-0.018	-0.096
200	209	-23.691	-16.094	-23.973	-16.611	0.281	0.514	-0.168	-1.802
209	100	-23.973	-16.377	-23.997	-16.421	0.024	0.044	-0.168	-0.153
14	141101	1.726	0.993	1.723	0.933	0.002	0.060	0.012	1.588
141101	14351	1.095	0.438	1.095	0.438	0.001	0.000	0.007	0.060
14351	14352	1.095	0.438	1.095	0.438	0.000	0.000	0.021	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.095	-0.438	0.000	0.008	-0.007	-0.303
14	141102	3.307	1.931	3.302	1.789	0.004	0.141	0.023	1.950
141102	14102	4.397	2.220	4.389	2.220	0.007	0.000	0.030	0.122
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.050	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.006	0.005	0.484
21101	2101	9.479	4.910	9.460	4.910	0.019	0.000	0.065	0.149
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.339	-0.000
21102	2102	4.424	3.023	4.422	2.955	0.003	0.068	0.032	0.765
21102	2272	3.003	1.379	3.002	1.379	0.001	0.000	0.020	0.025
2272	2271	3.002	1.379	3.002	1.379	0.000	0.000	0.084	0.000
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.002	-1.379	0.002	0.041	-0.020	-0.595
2	21101	6.489	3.911	6.479	3.572	0.009	0.338	0.045	2.411
2	21102	7.434	4.687	7.427	4.402	0.007	0.284	0.052	1.790
1	11102	3.644	2.050	3.641	1.947	0.003	0.103	0.025	1.265
11102	1352	1.491	0.587	1.490	0.587	0.000	0.000	0.010	0.023
1352	1351	1.490	0.587	1.490	0.587	0.000	0.000	0.029	0.000
11101	1351	-1.490	-0.572	-1.490	-0.587	0.001	0.015	-0.010	-0.403
1	11101	3.098	1.659	3.094	1.540	0.004	0.119	0.021	1.690
11101	1101	4.584	2.111	4.576	2.111	0.008	0.000	0.030	0.127
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.160	-0.000
11102	1102	2.151	1.361	2.150	1.337	0.001	0.024	0.015	0.550
2	1	-5.550	-4.904	-5.556	-4.916	0.005	0.011	-0.044	-0.152
1	100	-12.340	-8.116	-12.549	-8.579	0.208	0.461	-0.088	-2.852
8	810	3.445	2.440	3.418	2.029	0.027	0.410	0.025	6.129
13	1310	3.219	1.871	3.198	1.549	0.021	0.321	0.022	4.797
202	4	29.637	18.607	29.372	18.018	0.264	0.586	0.203	1.531
6	610	6.221	3.831	6.196	3.338	0.025	0.492	0.043	3.831
4	5	11.120	6.262	11.096	6.209	0.024	0.053	0.075	0.365
5	6	6.253	3.712	6.235	3.674	0.017	0.039	0.043	0.474
5	510	4.832	2.784	4.807	2.329	0.025	0.454	0.033	4.474
7	7110	5.172	3.874	5.149	3.263	0.023	0.608	0.038	5.925
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.149	3.263	5.127	2.908	0.023	0.354	0.038	3.560
205	10	3.018	2.225	3.018	2.224	0.000	0.000	0.022	0.012
10	1010	3.010	2.184	2.988	1.859	0.022	0.324	0.022	5.553
11	11110	6.872	3.915	6.854	3.308	0.018	0.605	0.047	3.985
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.854	3.308	6.836	3.308	0.018	0.000	0.047	0.191
12	1210	3.120	2.074	3.098	1.749	0.022	0.324	0.022	5.239
2	501	6.239	3.285	6.236	3.276	0.003	0.010	0.042	0.104

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.663 МВт / 676.376 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 664.905 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 2.565 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.861 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.756 МВт / 3.425 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.068 МВт / 7.111 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.072	-39.484	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.347	-0.24
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.995	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	107.678	-0.86
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.264	-1.02
3	Сигнал	0.000	0.000	109.348	-0.24
201		0.000	0.000	109.348	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.362	-0.89
1	Калинівка	0.000	0.000	107.496	-0.86
100	Вінницький енерговузол	-36.400	-23.522	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.024	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	108.813	-0.41
204		0.000	0.000	108.671	-0.44
8	Черемошне	0.000	0.000	108.024	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	107.352	-0.85
205		0.000	0.000	107.206	-0.89
10	Плисків	0.000	0.000	107.195	-0.89
11	Липовець	0.000	0.000	107.221	-0.87
206		0.000	0.000	107.298	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	107.885	-0.60
207		0.000	0.000	108.007	-0.55
13	Оленівка	0.000	0.000	107.784	-0.56
200		0.000	0.000	108.291	-0.49
209		0.000	0.000	109.866	-0.04
208		0.000	0.000	108.109	-0.55
14	Турбів	0.000	0.000	107.417	-0.76
11101		0.000	0.000	106.064	-2.25
1351		0.000	0.000	35.619	-1.85
1101		6.730	3.450	10.134	-2.22
11102		0.000	0.000	106.415	-1.86
1352		0.000	0.000	35.619	-1.85
1102		0.000	0.000	10.134	-2.22
21101		0.000	0.000	105.330	-2.69
2271		0.000	0.000	25.303	-2.17
2101		13.890	7.870	10.061	-2.65
21102		0.000	0.000	105.839	-2.17
2272		0.000	0.000	25.303	-2.17
2102		0.000	0.000	10.062	-2.65
31101		0.000	0.000	107.582	-1.96
3351		0.000	0.000	36.018	-1.97
3101		7.900	3.820	10.281	-1.94
31102		0.000	0.000	107.587	-1.97

3102	0.000	0.000	10.281	-1.94
3352	0.000	0.000	36.018	-1.97
41101	0.000	0.000	106.133	-2.29
4271	0.000	0.000	25.378	-2.29
4101	18.160	10.290	10.042	-3.27
41102	0.000	0.000	106.132	-2.29
4272	0.000	0.000	25.378	-2.29
4102	0.000	0.000	10.043	-3.27
510	4.810	2.330	9.950	-4.19
610	6.200	3.340	9.957	-3.71
7110	0.000	0.000	103.971	-4.03
735	0.000	0.000	34.808	-4.03
710	5.130	2.910	9.684	-6.25
810	3.420	2.030	9.848	-4.42
91101	0.000	0.000	104.959	-2.78
9351	0.000	0.000	35.138	-2.78
9101	5.450	3.090	9.906	-3.92
91102	0.000	0.000	104.959	-2.78
9352	0.000	0.000	35.138	-2.78
9102	0.000	0.000	9.906	-3.92
1010	2.990	1.860	9.813	-4.18
11110	0.000	0.000	103.985	-4.03
1135	0.000	0.000	34.813	-4.03
1110	6.840	3.310	9.929	-3.98
1210	3.100	1.750	9.903	-3.97
1310	3.200	1.550	9.932	-4.05
141101	0.000	0.000	106.060	-1.97
14351	0.000	0.000	35.489	-1.96
14352	0.000	0.000	35.489	-1.96
141102	0.000	0.000	105.757	-2.25
14102	5.020	2.710	10.105	-2.22
14101	0.000	0.000	10.105	-2.22
501	6.240	3.540	107.271	-0.94
502	17.570	9.000	107.332	-0.75
503	-16.190	0.000	107.622	-0.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.697	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.222
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.828
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.824
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	24.636	14.698	24.550	14.508	0.085	0.189	0.150	0.654
202	3	-5.028	-3.101	-5.028	-3.101	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-12.993	-7.552	-12.993	-7.552	0.000	0.000	-0.079	-0.000
201	300	-24.295	-14.356	-24.379	-14.544	0.084	0.186	-0.149	-0.652
201	2	11.302	7.691	11.182	7.425	0.120	0.265	0.072	1.998
2	14	-3.499	1.407	-3.504	1.400	0.005	0.007	-0.020	-0.059
14	208	-8.628	-4.025	-8.668	-4.084	0.040	0.058	-0.051	-0.696
208	200	-8.668	-3.703	-8.679	-3.719	0.011	0.015	-0.050	-0.183
200	207	14.965	11.866	14.939	11.819	0.026	0.048	0.102	0.286
207	12	10.347	4.739	10.340	4.725	0.008	0.014	0.061	0.123
12	206	7.215	3.082	7.189	3.034	0.026	0.048	0.042	0.593
206	11	7.189	3.443	7.185	3.438	0.004	0.005	0.043	0.077
11	205	0.295	-0.053	0.295	-0.053	0.000	0.000	0.002	0.016
205	9	-2.720	-1.607	-2.722	-1.611	0.003	0.004	-0.017	-0.147
9	8	-8.225	-4.871	-8.262	-4.925	0.037	0.054	-0.051	-0.675
8	204	-11.711	-6.818	-11.752	-6.909	0.041	0.090	-0.072	-0.652
204	7	-11.752	-6.612	-11.763	-6.628	0.011	0.016	-0.072	-0.142
7	203	-16.945	-10.321	-16.969	-10.356	0.024	0.035	-0.105	-0.212
203	300	-16.969	-10.047	-17.057	-10.243	0.088	0.195	-0.104	-0.978
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.511
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.514
207	13	4.591	7.299	4.583	7.283	0.009	0.016	0.046	0.223
13	503	1.358	5.644	1.355	5.636	0.003	0.008	0.031	0.161
503	502	17.535	5.879	17.508	5.802	0.027	0.076	0.099	0.294
502	14	-0.051	-2.939	-0.052	-2.942	0.001	0.002	-0.016	-0.085
200	209	-23.644	-15.186	-23.866	-15.594	0.222	0.406	-0.150	-1.578
209	100	-23.866	-15.311	-23.885	-15.346	0.019	0.034	-0.149	-0.134
14	141101	1.724	0.979	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.411
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.268
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.733
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.432
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.305	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.679
21102	2272	3.001	1.371	3.001	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.001	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.525
2	21101	6.484	3.846	6.477	3.572	0.008	0.273	0.040	2.135
2	21102	7.431	4.612	7.425	4.381	0.005	0.230	0.047	1.586
1	11102	3.643	2.024	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.124
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.357
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.501
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.490
2	1	-5.553	-4.759	-5.557	-4.769	0.004	0.009	-0.039	-0.134
1	100	-12.348	-7.806	-12.515	-8.176	0.166	0.368	-0.078	-2.517
8	810	3.440	2.357	3.418	2.029	0.022	0.327	0.022	5.360
13	1310	3.215	1.807	3.198	1.549	0.017	0.257	0.020	4.197
202	4	29.579	17.946	29.365	17.472	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.365
4	5	11.107	5.958	11.088	5.916	0.019	0.042	0.067	0.321
5	6	6.247	3.573	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.419
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.912
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.188	0.018	0.480	0.034	5.096
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.068
205	10	3.015	2.168	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.861
11	11110	6.865	3.795	6.850	3.308	0.014	0.485	0.042	3.480
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.009	3.098	1.749	0.017	0.259	0.020	4.595
2	501	6.239	3.224	6.236	3.217	0.003	0.008	0.038	0.093

-

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.663 МВт / 676.376 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 664.905 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 2.565 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.861 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.756 МВт / 3.425 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.068 МВт / 7.111 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.072	-39.484	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.347	-0.24
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.995	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	107.678	-0.86
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.264	-1.02
3	Сигнал	0.000	0.000	109.348	-0.24
201		0.000	0.000	109.348	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.362	-0.89
1	Калинівка	0.000	0.000	107.496	-0.86
100	Вінницький енерговузол	-36.400	-23.522	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.024	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	108.813	-0.41
204		0.000	0.000	108.671	-0.44
8	Черемошне	0.000	0.000	108.024	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	107.352	-0.85
205		0.000	0.000	107.206	-0.89
10	Плисків	0.000	0.000	107.195	-0.89
11	Липовець	0.000	0.000	107.221	-0.87
206		0.000	0.000	107.298	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	107.885	-0.60
207		0.000	0.000	108.007	-0.55
13	Оленівка	0.000	0.000	107.784	-0.56
200		0.000	0.000	108.291	-0.49
209		0.000	0.000	109.866	-0.04
208		0.000	0.000	108.109	-0.55
14	Турбів	0.000	0.000	107.417	-0.76
11101		0.000	0.000	106.064	-2.25
1351		0.000	0.000	35.619	-1.85
1101		6.730	3.450	10.134	-2.22
11102		0.000	0.000	106.415	-1.86
1352		0.000	0.000	35.619	-1.85
1102		0.000	0.000	10.134	-2.22
21101		0.000	0.000	105.330	-2.69
2271		0.000	0.000	25.303	-2.17
2101		13.890	7.870	10.061	-2.65
21102		0.000	0.000	105.839	-2.17
2272		0.000	0.000	25.303	-2.17
2102		0.000	0.000	10.062	-2.65
31101		0.000	0.000	107.582	-1.96
3351		0.000	0.000	36.018	-1.97
3101		7.900	3.820	10.281	-1.94
31102		0.000	0.000	107.587	-1.97
3102		0.000	0.000	10.281	-1.94
3352		0.000	0.000	36.018	-1.97
41101		0.000	0.000	106.133	-2.29

4271	0.000	0.000	25.378	-2.29
4101	18.160	10.290	10.042	-3.27
41102	0.000	0.000	106.132	-2.29
4272	0.000	0.000	25.378	-2.29
4102	0.000	0.000	10.043	-3.27
510	4.810	2.330	9.950	-4.19
610	6.200	3.340	9.957	-3.71
7110	0.000	0.000	103.971	-4.03
735	0.000	0.000	34.808	-4.03
710	5.130	2.910	9.684	-6.25
810	3.420	2.030	9.848	-4.42
91101	0.000	0.000	104.959	-2.78
9351	0.000	0.000	35.138	-2.78
9101	5.450	3.090	9.906	-3.92
91102	0.000	0.000	104.959	-2.78
9352	0.000	0.000	35.138	-2.78
9102	0.000	0.000	9.906	-3.92
1010	2.990	1.860	9.813	-4.18
11110	0.000	0.000	103.985	-4.03
1135	0.000	0.000	34.813	-4.03
1110	6.840	3.310	9.929	-3.98
1210	3.100	1.750	9.903	-3.97
1310	3.200	1.550	9.932	-4.05
141101	0.000	0.000	106.060	-1.97
14351	0.000	0.000	35.489	-1.96
14352	0.000	0.000	35.489	-1.96
141102	0.000	0.000	105.757	-2.25
14102	5.020	2.710	10.105	-2.22
14101	0.000	0.000	10.105	-2.22
501	6.240	3.540	107.271	-0.94
502	17.570	9.000	107.332	-0.75
503	-16.190	0.000	107.622	-0.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.697	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.222
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.828
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.824
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	24.636	14.698	24.550	14.508	0.085	0.189	0.150	0.654
202	3	-5.028	-3.101	-5.028	-3.101	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-12.993	-7.552	-12.993	-7.552	0.000	0.000	-0.079	-0.000
201	300	-24.295	-14.356	-24.379	-14.544	0.084	0.186	-0.149	-0.652
201	2	11.302	7.691	11.182	7.425	0.120	0.265	0.072	1.998
2	14	-3.499	1.407	-3.504	1.400	0.005	0.007	-0.020	-0.059
14	208	-8.628	-4.025	-8.668	-4.084	0.040	0.058	-0.051	-0.696
208	200	-8.668	-3.703	-8.679	-3.719	0.011	0.015	-0.050	-0.183
200	207	14.965	11.866	14.939	11.819	0.026	0.048	0.102	0.286
207	12	10.347	4.739	10.340	4.725	0.008	0.014	0.061	0.123
12	206	7.215	3.082	7.189	3.034	0.026	0.048	0.042	0.593
206	11	7.189	3.443	7.185	3.438	0.004	0.005	0.043	0.077
11	205	0.295	-0.053	0.295	-0.053	0.000	0.000	0.002	0.016
205	9	-2.720	-1.607	-2.722	-1.611	0.003	0.004	-0.017	-0.147
9	8	-8.225	-4.871	-8.262	-4.925	0.037	0.054	-0.051	-0.675
8	204	-11.711	-6.818	-11.752	-6.909	0.041	0.090	-0.072	-0.652
204	7	-11.752	-6.612	-11.763	-6.628	0.011	0.016	-0.072	-0.142
7	203	-16.945	-10.321	-16.969	-10.356	0.024	0.035	-0.105	-0.212
203	300	-16.969	-10.047	-17.057	-10.243	0.088	0.195	-0.104	-0.978
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.511

9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.514
207	13	4.591	7.299	4.583	7.283	0.009	0.016	0.046	0.223
13	503	1.358	5.644	1.355	5.636	0.003	0.008	0.031	0.161
503	502	17.535	5.879	17.508	5.802	0.027	0.076	0.099	0.294
502	14	-0.051	-2.939	-0.052	-2.942	0.001	0.002	-0.016	-0.085
200	209	-23.644	-15.186	-23.866	-15.594	0.222	0.406	-0.150	-1.578
209	100	-23.866	-15.311	-23.885	-15.346	0.019	0.034	-0.149	-0.134
14	141101	1.724	0.979	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.411
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.268
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.733
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.432
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.305	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.679
21102	2272	3.001	1.371	3.001	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.001	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.525
2	21101	6.484	3.846	6.477	3.572	0.008	0.273	0.040	2.135
2	21102	7.431	4.612	7.425	4.381	0.005	0.230	0.047	1.586
1	11102	3.643	2.024	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.124
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.357
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.501
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.490
2	1	-5.553	-4.759	-5.557	-4.769	0.004	0.009	-0.039	-0.134
1	100	-12.348	-7.806	-12.515	-8.176	0.166	0.368	-0.078	-2.517
8	810	3.440	2.357	3.418	2.029	0.022	0.327	0.022	5.360
13	1310	3.215	1.807	3.198	1.549	0.017	0.257	0.020	4.197
202	4	29.579	17.946	29.365	17.472	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.365
4	5	11.107	5.958	11.088	5.916	0.019	0.042	0.067	0.321
5	6	6.247	3.573	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.419
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.912
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.188	0.018	0.480	0.034	5.096
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.068
205	10	3.015	2.168	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.861
11	11110	6.865	3.795	6.850	3.308	0.014	0.485	0.042	3.480
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.009	3.098	1.749	0.017	0.259	0.020	4.595
2	501	6.239	3.224	6.236	3.217	0.003	0.008	0.038	0.093

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІКРЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год
Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.945 МВт / 575.389 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 99.080 МВт / 564.756 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.164 МВт / 3.270 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.164 МВт / 3.270 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.451 МВт / 2.573 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.305 МВт / 0.858 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.431 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.920 МВт / 6.701 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-65.681	-37.267	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.365	-0.24
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.014	-0.74
5	Глухівці	0.000	0.000	107.696	-0.87
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.282	-1.03
3	Сигнал	0.000	0.000	109.366	-0.24
201		0.000	0.000	109.367	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.600	-0.93
1	Калинівка	0.000	0.000	107.712	-0.89
100	Вінницький енерговузол	-35.265	-17.141	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.078	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	108.876	-0.41
204		0.000	0.000	108.744	-0.45
8	Черемошне	0.000	0.000	108.148	-0.70
9	Погребище	0.000	0.000	107.540	-0.87
205		0.000	0.000	107.436	-0.92
10	Плисків	0.000	0.000	107.425	-0.92
11	Липовець	0.000	0.000	107.549	-0.92
206		0.000	0.000	107.634	-0.90
12	Степанівка	0.000	0.000	108.299	-0.66
207		0.000	0.000	108.431	-0.62
13	Оленівка	0.000	0.000	108.351	-0.64
200		0.000	0.000	108.639	-0.54
209		0.000	0.000	109.893	-0.04
208		0.000	0.000	108.463	-0.61
14	Турбів	0.000	0.000	107.793	-0.84
11101		0.000	0.000	106.284	-2.28
1351		0.000	0.000	35.692	-1.88
1101		6.730	3.450	10.155	-2.25
11102		0.000	0.000	106.634	-1.89
1352		0.000	0.000	35.692	-1.88
1102		0.000	0.000	10.155	-2.25
21101		0.000	0.000	105.573	-2.72
2271		0.000	0.000	25.360	-2.20
2101		13.890	7.870	10.085	-2.68
21102		0.000	0.000	106.081	-2.21
2272		0.000	0.000	25.360	-2.20
2102		0.000	0.000	10.085	-2.68
31101		0.000	0.000	107.601	-1.97
3351		0.000	0.000	36.024	-1.97
3101		7.900	3.820	10.282	-1.94
31102		0.000	0.000	107.605	-1.97

3102	0.000	0.000	10.283	-1.94
3352	0.000	0.000	36.024	-1.97
41101	0.000	0.000	106.151	-2.29
4271	0.000	0.000	25.383	-2.29
4101	18.160	10.290	10.044	-3.27
41102	0.000	0.000	106.151	-2.29
4272	0.000	0.000	25.383	-2.29
4102	0.000	0.000	10.045	-3.27
510	4.810	2.330	9.952	-4.19
610	6.200	3.340	9.959	-3.71
7110	0.000	0.000	104.038	-4.03
735	0.000	0.000	34.830	-4.03
710	5.130	2.910	9.691	-6.25
810	3.420	2.030	9.861	-4.42
91101	0.000	0.000	105.152	-2.80
9351	0.000	0.000	35.203	-2.80
9101	5.450	3.090	9.924	-3.94
91102	0.000	0.000	105.152	-2.80
9352	0.000	0.000	35.203	-2.80
9102	0.000	0.000	9.925	-3.94
1010	2.990	1.860	9.836	-4.20
11110	0.000	0.000	104.325	-4.06
1135	0.000	0.000	34.926	-4.06
1110	6.840	3.310	9.961	-4.01
1210	3.100	1.750	9.944	-4.01
1310	3.200	1.550	9.989	-4.10
141101	0.000	0.000	106.441	-2.04
14351	0.000	0.000	35.617	-2.03
14352	0.000	0.000	35.616	-2.03
141102	0.000	0.000	106.139	-2.32
14102	5.020	2.710	10.141	-2.29
14101	0.000	0.000	10.141	-2.29
501	6.240	3.540	107.508	-0.97

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.222
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.828
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.824
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	24.555	14.027	24.472	13.842	0.083	0.184	0.148	0.636
202	3	-5.106	-3.765	-5.106	-3.765	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-13.071	-8.216	-13.071	-8.216	0.000	0.000	-0.081	-0.000
201	300	-24.217	-13.690	-24.299	-13.872	0.082	0.181	-0.147	-0.634
201	2	11.146	6.361	11.040	6.126	0.105	0.234	0.068	1.780
2	14	-3.756	-0.969	-3.761	-0.976	0.005	0.008	-0.021	-0.196
14	208	-8.834	-3.595	-8.874	-3.653	0.040	0.058	-0.051	-0.675
208	200	-8.874	-3.270	-8.885	-3.286	0.011	0.015	-0.050	-0.178
200	207	13.809	7.145	13.792	7.114	0.017	0.031	0.082	0.209
207	12	10.566	5.569	10.557	5.553	0.008	0.015	0.063	0.134
12	206	7.433	3.916	7.403	3.861	0.030	0.054	0.045	0.670
206	11	7.403	4.273	7.399	4.267	0.004	0.006	0.046	0.086
11	205	0.509	0.781	0.509	0.780	0.001	0.001	0.005	0.113
205	9	-2.506	-0.770	-2.508	-0.773	0.002	0.003	-0.014	-0.106
9	8	-8.011	-4.031	-8.043	-4.078	0.033	0.047	-0.048	-0.612
8	204	-11.493	-5.969	-11.530	-6.052	0.037	0.082	-0.069	-0.601
204	7	-11.530	-5.755	-11.540	-5.769	0.010	0.015	-0.068	-0.132
7	203	-16.721	-9.461	-16.744	-9.494	0.022	0.032	-0.102	-0.202
203	300	-16.744	-9.185	-16.827	-9.369	0.083	0.183	-0.101	-0.925
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.501
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.501

91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.509
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.512
200	209	-22.694	-10.029	-22.866	-10.345	0.172	0.314	-0.132	-1.259
209	100	-22.866	-10.062	-22.881	-10.089	0.015	0.027	-0.131	-0.107
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.408
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.268
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.730
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.431
2	21101	6.484	3.845	6.477	3.572	0.008	0.272	0.040	2.132
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.304	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.678
2	21102	7.430	4.611	7.425	4.381	0.005	0.229	0.047	1.584
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.524
2	1	-5.438	-3.674	-5.441	-3.681	0.003	0.007	-0.035	-0.113
1	100	-12.232	-6.715	-12.384	-7.052	0.151	0.335	-0.075	-2.301
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.489
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.144	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.356
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1	11102	3.643	2.023	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.123
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.500
11	11110	6.865	3.792	6.850	3.308	0.014	0.482	0.042	3.472
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.580
207	13	3.226	1.765	3.225	1.763	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.179
8	810	3.440	2.357	3.418	2.029	0.022	0.327	0.022	5.354
202	4	29.578	17.945	29.365	17.471	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.365
205	10	3.015	2.167	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.958	11.088	5.915	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.911
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.419
7	7110	5.163	3.670	5.145	3.188	0.018	0.480	0.034	5.093
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.065
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.851
2	501	6.239	3.223	6.236	3.215	0.003	0.008	0.038	0.093

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.663 МВт / 676.376 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 664.905 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.311 МВт / 3.685 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 2.565 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.861 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.756 МВт / 3.425 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.068 МВт / 7.111 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.072	-39.484	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.347	-0.24
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.995	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	107.678	-0.86
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.264	-1.02
3	Сигнал	0.000	0.000	109.348	-0.24
201		0.000	0.000	109.348	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.362	-0.89
1	Калинівка	0.000	0.000	107.496	-0.86
100	Вінницький енерговузол	-36.400	-23.522	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.024	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	108.813	-0.41
204		0.000	0.000	108.671	-0.44
8	Черемошне	0.000	0.000	108.024	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	107.352	-0.85
205		0.000	0.000	107.206	-0.89
10	Плисків	0.000	0.000	107.195	-0.89
11	Липовець	0.000	0.000	107.221	-0.87
206		0.000	0.000	107.298	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	107.885	-0.60
207		0.000	0.000	108.007	-0.55
13	Оленівка	0.000	0.000	107.784	-0.56
200		0.000	0.000	108.291	-0.49
209		0.000	0.000	109.866	-0.04
208		0.000	0.000	108.109	-0.55
14	Турбів	0.000	0.000	107.417	-0.76
11101		0.000	0.000	106.064	-2.25
1351		0.000	0.000	35.619	-1.85
1101		6.730	3.450	10.134	-2.22
11102		0.000	0.000	106.415	-1.86
1352		0.000	0.000	35.619	-1.85
1102		0.000	0.000	10.134	-2.22
21101		0.000	0.000	105.330	-2.69
2271		0.000	0.000	25.303	-2.17
2101		13.890	7.870	10.061	-2.65
21102		0.000	0.000	105.839	-2.17
2272		0.000	0.000	25.303	-2.17
2102		0.000	0.000	10.062	-2.65
31101		0.000	0.000	107.582	-1.96
3351		0.000	0.000	36.018	-1.97
3101		7.900	3.820	10.281	-1.94
31102		0.000	0.000	107.587	-1.97
3102		0.000	0.000	10.281	-1.94
3352		0.000	0.000	36.018	-1.97
41101		0.000	0.000	106.133	-2.29
4271		0.000	0.000	25.378	-2.29
4101		18.160	10.290	10.042	-3.27
41102		0.000	0.000	106.132	-2.29

4272	0.000	0.000	25.378	-2.29
4102	0.000	0.000	10.043	-3.27
510	4.810	2.330	9.950	-4.19
610	6.200	3.340	9.957	-3.71
7110	0.000	0.000	103.971	-4.03
735	0.000	0.000	34.808	-4.03
710	5.130	2.910	9.684	-6.25
810	3.420	2.030	9.848	-4.42
91101	0.000	0.000	104.959	-2.78
9351	0.000	0.000	35.138	-2.78
9101	5.450	3.090	9.906	-3.92
91102	0.000	0.000	104.959	-2.78
9352	0.000	0.000	35.138	-2.78
9102	0.000	0.000	9.906	-3.92
1010	2.990	1.860	9.813	-4.18
11110	0.000	0.000	103.985	-4.03
1135	0.000	0.000	34.813	-4.03
1110	6.840	3.310	9.929	-3.98
1210	3.100	1.750	9.903	-3.97
1310	3.200	1.550	9.932	-4.05
141101	0.000	0.000	106.060	-1.97
14351	0.000	0.000	35.489	-1.96
14352	0.000	0.000	35.489	-1.96
141102	0.000	0.000	105.757	-2.25
14102	5.020	2.710	10.105	-2.22
14101	0.000	0.000	10.105	-2.22
501	6.240	3.540	107.271	-0.94
502	17.570	9.000	107.332	-0.75
503	-16.190	0.000	107.622	-0.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.697	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.222
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.828
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.824
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	24.636	14.698	24.550	14.508	0.085	0.189	0.150	0.654
202	3	-5.028	-3.101	-5.028	-3.101	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-12.993	-7.552	-12.993	-7.552	0.000	0.000	-0.079	-0.000
201	300	-24.295	-14.356	-24.379	-14.544	0.084	0.186	-0.149	-0.652
201	2	11.302	7.691	11.182	7.425	0.120	0.265	0.072	1.998
2	14	-3.499	1.407	-3.504	1.400	0.005	0.007	-0.020	-0.059
14	208	-8.628	-4.025	-8.668	-4.084	0.040	0.058	-0.051	-0.696
208	200	-8.668	-3.703	-8.679	-3.719	0.011	0.015	-0.050	-0.183
200	207	14.965	11.866	14.939	11.819	0.026	0.048	0.102	0.286
207	12	10.347	4.739	10.340	4.725	0.008	0.014	0.061	0.123
12	206	7.215	3.082	7.189	3.034	0.026	0.048	0.042	0.593
206	11	7.189	3.443	7.185	3.438	0.004	0.005	0.043	0.077
11	205	0.295	-0.053	0.295	-0.053	0.000	0.000	0.002	0.016
205	9	-2.720	-1.607	-2.722	-1.611	0.003	0.004	-0.017	-0.147
9	8	-8.225	-4.871	-8.262	-4.925	0.037	0.054	-0.051	-0.675
8	204	-11.711	-6.818	-11.752	-6.909	0.041	0.090	-0.072	-0.652
204	7	-11.752	-6.612	-11.763	-6.628	0.011	0.016	-0.072	-0.142
7	203	-16.945	-10.321	-16.969	-10.356	0.024	0.035	-0.105	-0.212
203	300	-16.969	-10.047	-17.057	-10.243	0.088	0.195	-0.104	-0.978
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.129	0.017	2.505
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.511
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.514
207	13	4.591	7.299	4.583	7.283	0.009	0.016	0.046	0.223

13	503	1.358	5.644	1.355	5.636	0.003	0.008	0.031	0.161
503	502	17.535	5.879	17.508	5.802	0.027	0.076	0.099	0.294
502	14	-0.051	-2.939	-0.052	-2.942	0.001	0.002	-0.016	-0.085
200	209	-23.644	-15.186	-23.866	-15.594	0.222	0.406	-0.150	-1.578
209	100	-23.866	-15.311	-23.885	-15.346	0.019	0.034	-0.149	-0.134
14	141101	1.724	0.979	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.411
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.268
14	141102	3.305	1.904	3.301	1.789	0.003	0.114	0.020	1.733
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.432
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.135
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.305	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.055	0.029	0.679
21102	2272	3.001	1.371	3.001	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.001	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.525
2	21101	6.484	3.846	6.477	3.572	0.008	0.273	0.040	2.135
2	21102	7.431	4.612	7.425	4.381	0.005	0.230	0.047	1.586
1	11102	3.643	2.024	3.641	1.940	0.002	0.083	0.022	1.124
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.357
1	11101	3.096	1.636	3.093	1.540	0.003	0.096	0.019	1.501
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.144	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.020	0.014	0.490
2	1	-5.553	-4.759	-5.557	-4.769	0.004	0.009	-0.039	-0.134
1	100	-12.348	-7.806	-12.515	-8.176	0.166	0.368	-0.078	-2.517
8	810	3.440	2.357	3.418	2.029	0.022	0.327	0.022	5.360
13	1310	3.215	1.807	3.198	1.549	0.017	0.257	0.020	4.197
202	4	29.579	17.946	29.365	17.472	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.365
4	5	11.107	5.958	11.088	5.916	0.019	0.042	0.067	0.321
5	6	6.247	3.573	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.419
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.912
7	7110	5.163	3.671	5.145	3.188	0.018	0.480	0.034	5.096
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.068
205	10	3.015	2.168	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.861
11	11110	6.865	3.795	6.850	3.308	0.014	0.485	0.042	3.480
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.009	3.098	1.749	0.017	0.259	0.020	4.595
2	501	6.239	3.224	6.236	3.217	0.003	0.008	0.038	0.093

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи перспективи розвитку особливостей експлуатації ПЛЕП.

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

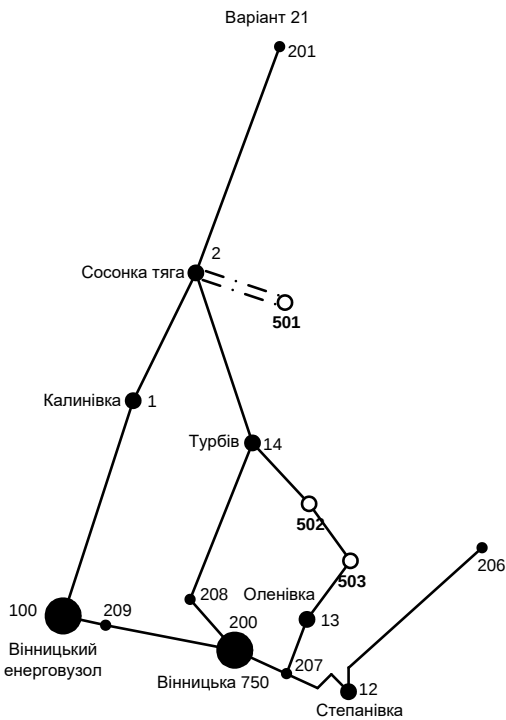
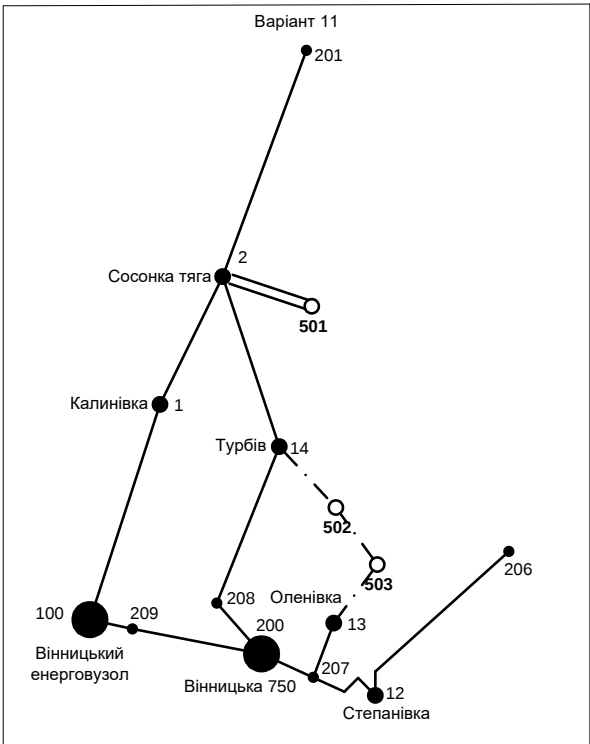
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації ПЛЕП;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує ПЛЕП .

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

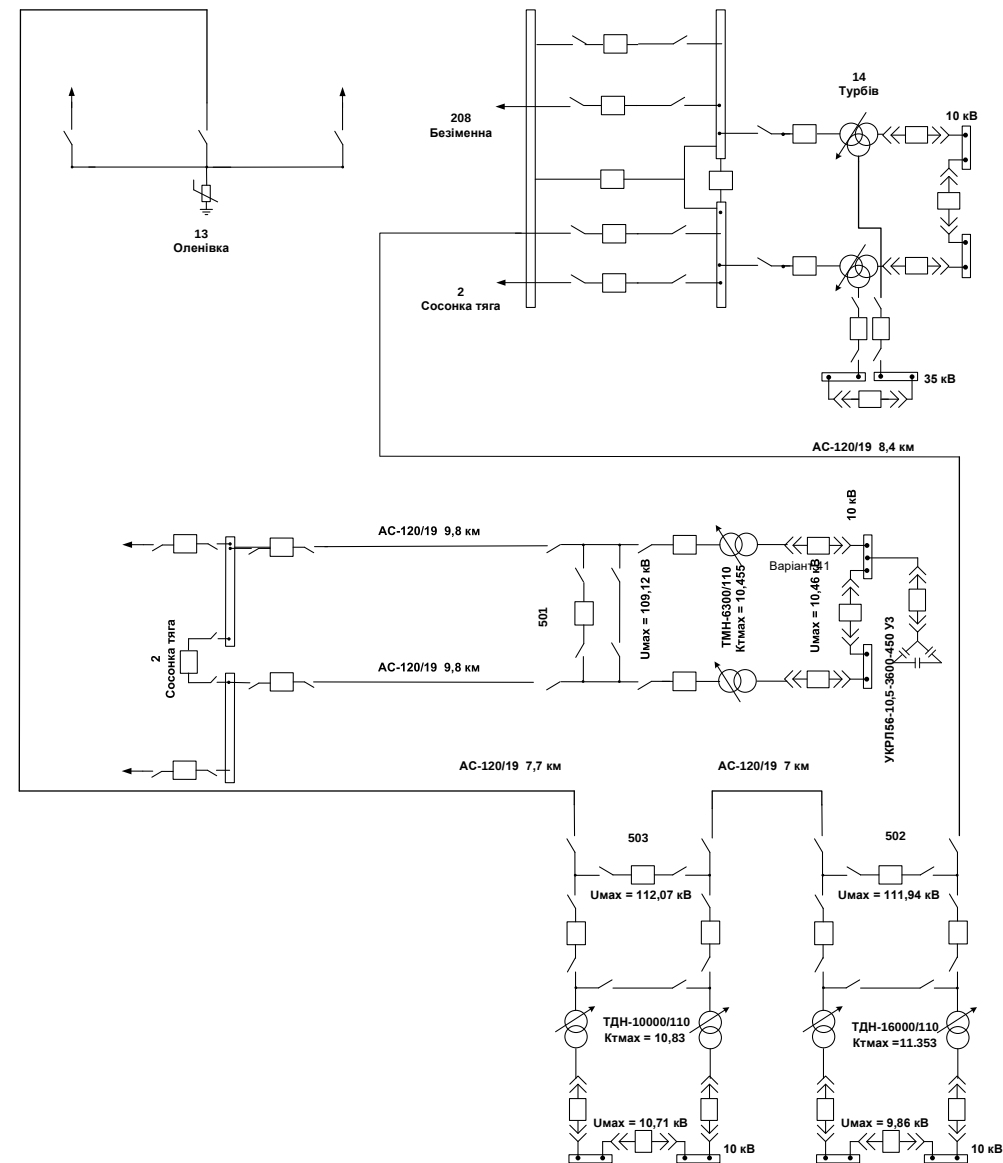
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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».

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	47,9
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5700
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	273 030
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	208 788,409
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	4,4
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,07
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,05
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	11,471
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,11