

MR-5778

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
застосування систем блискавкозахисту»

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)

Кушер О.В.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС



Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Опонент:

 к.т.н., доц. каф. КЕМСК

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Кушер Ользі Валеріївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування систем блискавкозахисту

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 142 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік

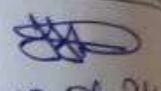
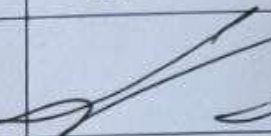
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

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

6. Консультанти розділів роботи

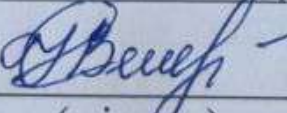
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 10.01.24	 10.06.24
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент


(підпис)

Кушнір

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Кушер Ольга Валеріївна «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування систем блискавкозахисту». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 99 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.28.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження засобів захисту від прямих ударів блискавки.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує електричні мережі.

ANNOTATION

Kusher Olga « Development of a fragment of the electrical network with an analysis of the features of the use of lightning protection systems ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 99 p. fig. 21, table 19, bibl. 28

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

A study of means of protection against direct lightning strikes was conducted.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing electrical networks was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	11
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	11
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	14
РОЗДІЛ 2	16
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	19
РОЗДІЛ 3	24
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	24
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
РОЗДІЛ 4	32
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
РОЗДІЛ 5	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій.....	37
РОЗДІЛ 6	41
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
РОЗДІЛ 7	43
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	43
7.4. Регулювання напруги у електромережі	44
РОЗДІЛ 8	48
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
РОЗДІЛ 9	68
ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ	68
9.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ).....	68
9.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК).....	76
РОЗДІЛ 10	79
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	79
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	80

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	84
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій ...	89
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97
Додаток А	101
Показники звіту подібності Unichек	101
Додаток Б. Технічне завдання МКР	102
ДОДАТОК В.....	108
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	108
ДОДАТОК Г	112
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	112
ДОДАТОК Д.....	117
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ ...	117
ДОДАТОК Ж.....	121
Результати розрахунку післяаварійного режиму	121
після розвитку ЕМ.....	121
ДОДАТОК Л.....	140
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	140

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

Удари блискавки в лінії електропередачі або поблизу них призводять до появи імпульсних перенапруг, небезпечних як для ізоляції самих ліній, так і для електрообладнання підстанцій. Значний матеріальний збиток пов'язаний і з непрямым впливом грозових розрядів. Він обумовлений порушеннями технологічних процесів внаслідок виходу з ладу систем технологічного управління, мікропроцесорних та комп'ютерних пристроїв управління, регулювання, вимірювання, сигналізації тощо [1,3].

Основною причиною виходу з ладу ізоляції об'єктів електроенергетики, перерв в електропостачанні і витрат на його відновлення до теперішнього часу є ураження блискавкою об'єктів електроенергетики [3].

Захисту об'єктів електроенергетики від прямих ударів блискавки і від перенапруг завжди приділялася велика увага. З метою такого захисту використовуються блискавковідводи, обмежувачі перенапруг, розрядники, відповідні системи заземлення. Блискавковідводами обладнуються також інші важливі об'єкти, такі як житлові і виробничі будівлі, склади і т.д. Мета цих заходів - запобігти безпосередні удари блискавки в захищені об'єкти і організувати протікання струмів блискавки по безпечному шляху [3].

Надійність захисту електричних станцій і підстанцій від грозових перенапруг повинна бути значно вища за надійність грозозахисту ліній електропередачі. Це визначається значно більшим збитком від грозових перенапруг на підстанціях, ніж на лініях. Внутрішня ізоляція силових трансформаторів і іншого устаткування підстанції має менші рівні ізоляції в порівнянні з ізоляцією лінії і не є самовідновлюваною після згасання дуги грозового перекриття [9].

Захист устаткування підстанцій від прямих ударів блискавки забезпечується стрижневими блискавковідводами. Крім того, необхідний захист від хвиль, що виникають на лініях та підходять до підстанції, при ударах блискавки в троси або опори цих ліній. Для захисту ліній електропередач та устаткування підстанцій від перенапруг використовують троси і заземлення опор на лініях, рокові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі, конденсатори для зниження грозових перенапруг, ізолятори – розрядники, довго-іскрові розрядники [11, 13, 15].

Отже, дослідження систем блискавкозахисту, оптимізація їх проектування є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження засобів захисту від удару блискавки.

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 засобів захисту від удару блискавки;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу в електричних мережах.

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

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

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання новітніх засобів захисту від удару блискавки.

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 $a' = -503,54$, $b' = 0,297$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 0,297T - 503,54$$

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

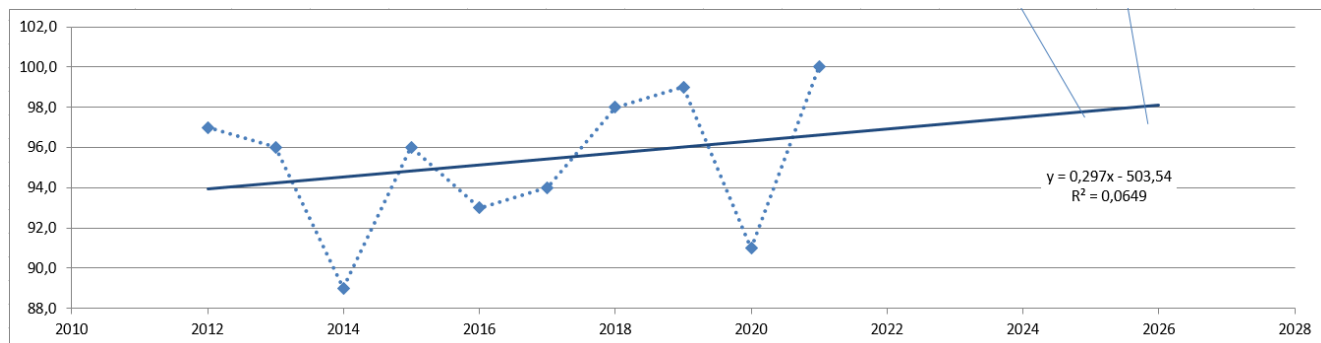


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 98,2 %, що на 1,8 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

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

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

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

- в лініях електропередач – 4,87 МВт;
- в трансформаторах – 0.92 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.39 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

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

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	10	9	8
Напруга вузла,кВ	105,54	104,05	101,64

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

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

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

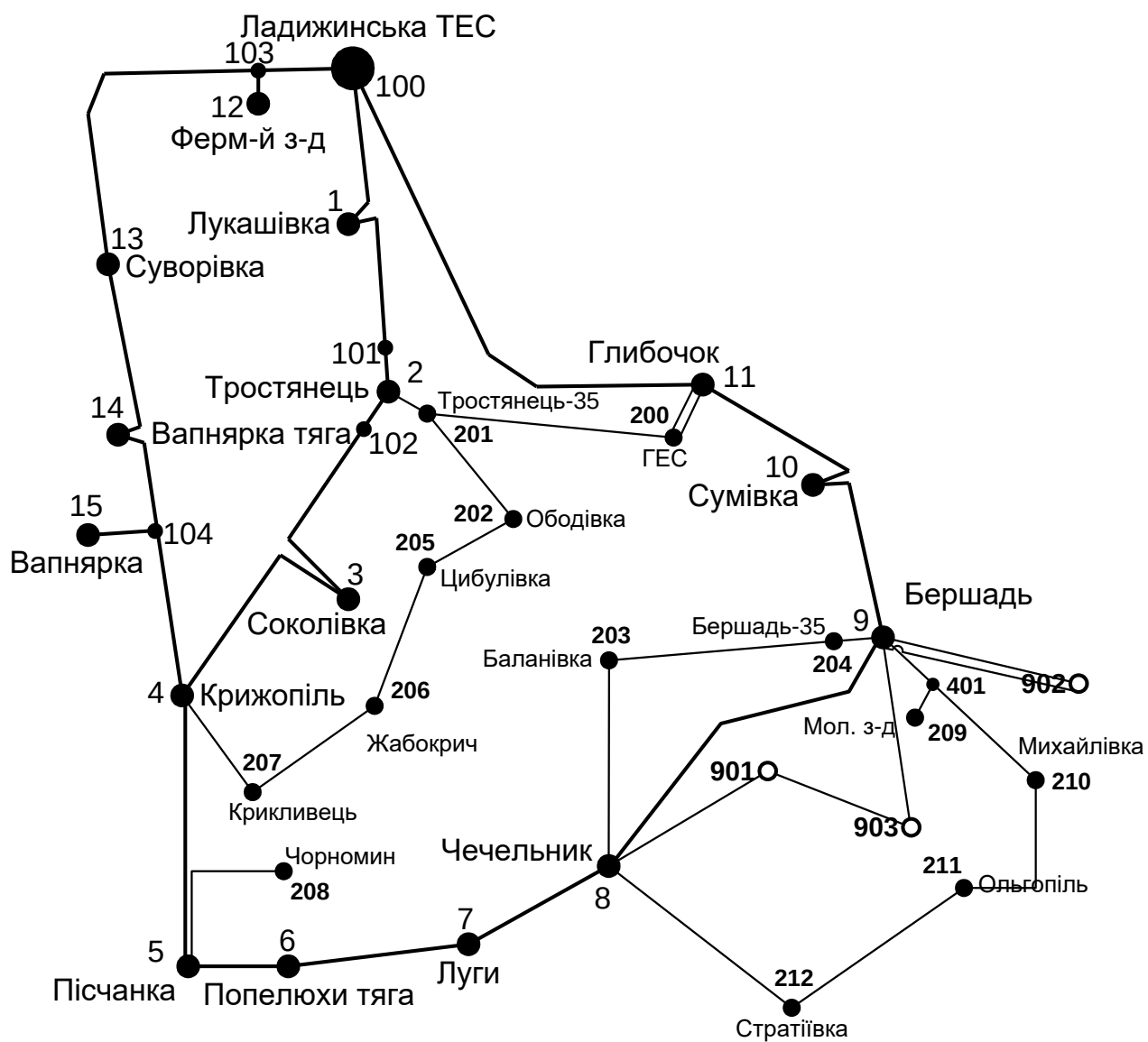
1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускною здатністю щоб транспортувати електроенергію новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 8 - Чечельник з рівнем напруги 101,64 кВ; вузол № 10 - Сумівка з рівнем напруги 105,54 кВ; вузол № 9 - Бершадь з рівнем напруги 104,05 кВ.

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



РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

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

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{nb} = 5200$ 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
8	901	2,3	11,5	110	1573,680	0,131	4532,2	1,306	4662,8
9	903	2,4	12	110	1573,680	0,131	5791,1	1,669	5958,1
9	902	2,5	12,5	110	1573,680	0,131	7301,9	2,105	7512,4
10	902	4,1	20,5	110	1573,680	0,131	16114,5	4,645	16579,0
901	903	1,9	9,5	110	1573,680	0,131	2769,7	0,798	2849,5

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
8-901	1,8	4,0	4553,1	4545,6	4562,3	4532,2	5,226	4553,1	4548,9	4557,3
9-903	2,3	4,0	5817,9	5808,2	5829,6	5791,1	6,678	5817,9	5812,5	5823,2
9-902	2,9	4,0	7335,6	7323,4	7350,4	7301,9	8,420	7335,6	7328,8	7342,3
10-902	6,4	4,0	16188,8	16162,1	16221,5	16114,5	18,581	16188,8	16173,9	16203,7
901-903	1,1	4,0	2782,5	2777,9	2788,1	2769,7	3,194	2782,5	2779,9	2785,0

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 $V_d = c \cdot P$

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
8-901	1,8	4,0	4553,1	4549,1	4557,5	1138,3	4553,1	4097,8	5008,4
9-903	2,3	4,0	5817,9	5812,8	5823,5	1454,5	5817,9	5236,1	6399,6
9-902	2,9	4,0	7335,6	7329,2	7342,6	1833,9	7335,6	6602,0	8069,1
10-902	6,4	4,0	16188,8	16174,7	16204,4	4047,2	16188,8	14569,9	17807,7
901-903	1,1	4,0	2782,5	2780,0	2785,1	695,6	2782,5	2504,2	3060,7
8-901	1,8	4,0	4553,1	4549,1	4557,5	1138,3	4553,1	4097,8	5008,4

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

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

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

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

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

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

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

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

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		8-901	9-903	9-902	10-902	901-903	903-901	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	4,71	0,00
	902	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,14	0,00
	903	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,27	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		1236,7	513,8	2009,2	3950,7	1830,8	1830,8	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	18446,163
Потужності ЛЕП		4,712736	12,27275	3,141824	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Постійні складові витрат		5791,143	6042,932	6294,721	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18128,795
Змінні складові витрат		37,077	262,378	17,912	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	317,367
Дисконтровані витрати, тис. грн																18446,163

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
		8-901	9-903	9-902	10-902	901-903	903-901	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	901	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	4,71	0,00
	902	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,14	0,00
	903	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,27	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		1236,7	513,8	2009,2	3950,7	1830,8	1830,8	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	18446,163
Потужності ЛЕП		4,712736	12,27275	3,141824	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Постійні складові витрат		5791,143	6042,932	6294,721	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18128,795
Змінні складові витрат		37,077	262,378	17,912	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	317,367
Дисконтровані витрати, тис. грн																18446,163

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

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

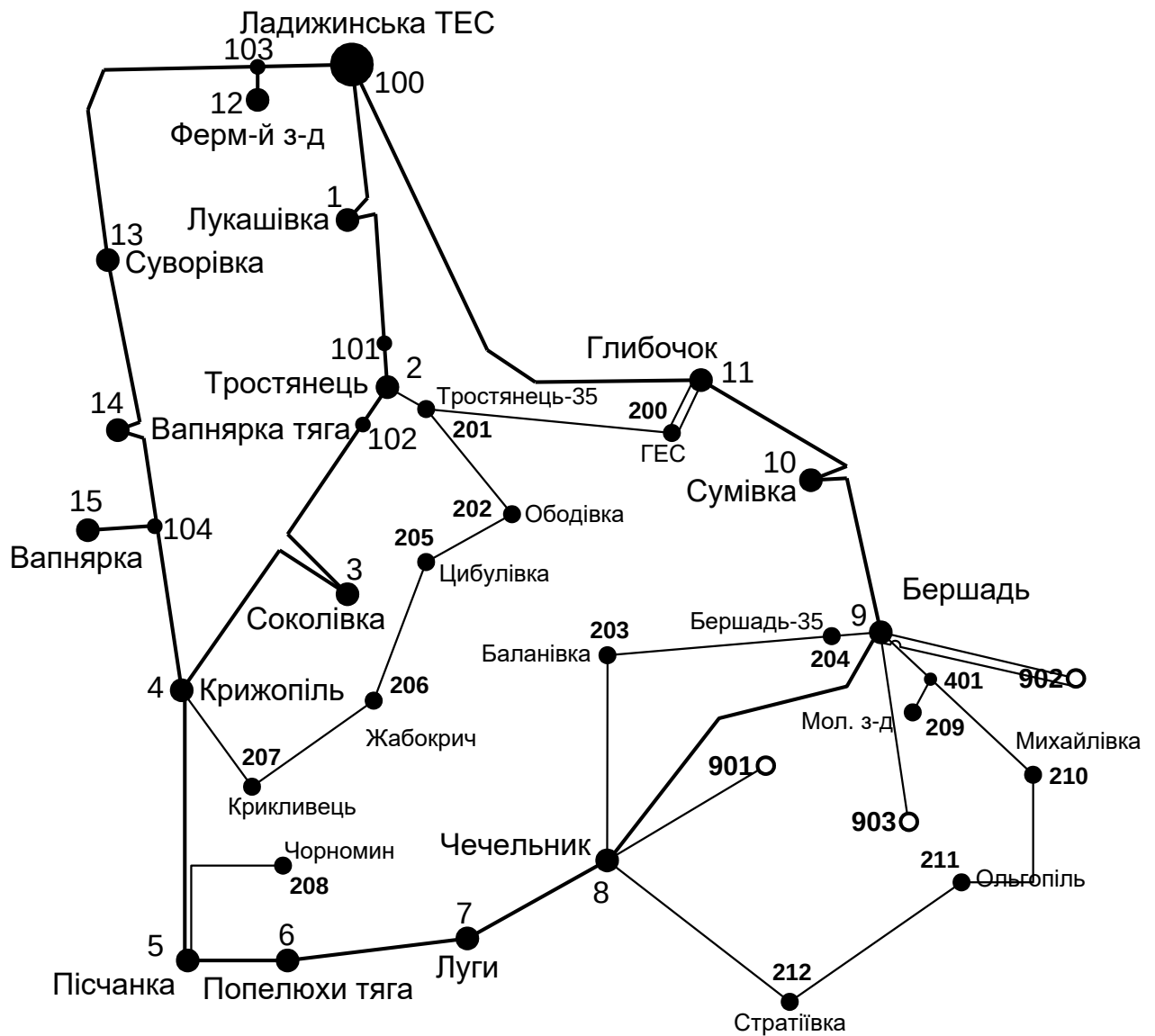


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 901-903. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

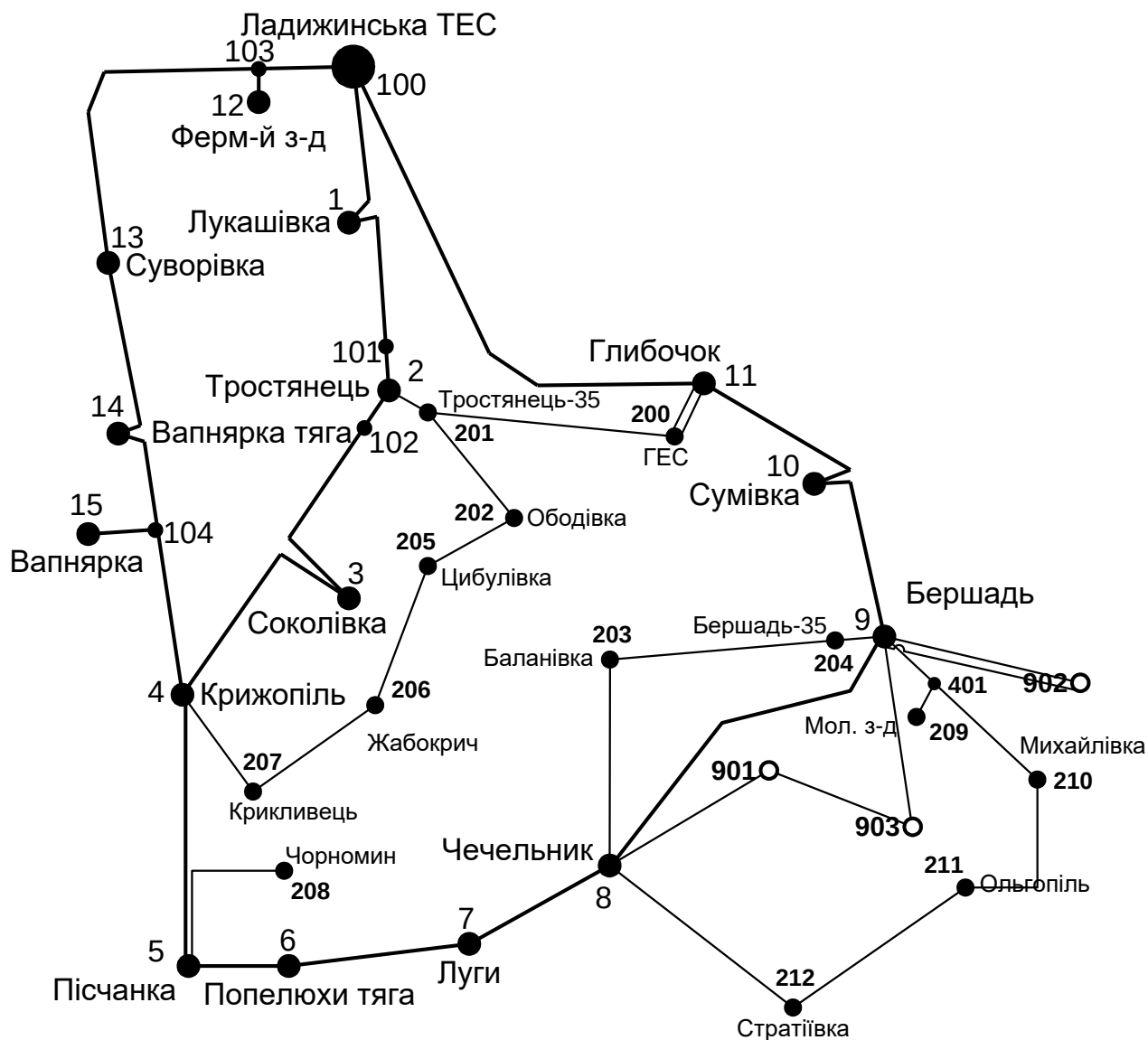


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 902-903 довжиною 9,5 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 3-х років (це вузли 901, 902, 903). У нашому випадку приймаємо два опорних центри живлення: 11 та 10 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

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

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

T – термін спорудження, років.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Застосовано наступні обмеження:

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

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

3) Обмеження що до параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 20$ км, а також обмеження балансу потужності.

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

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 8-901, 901-903. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{8-901} + \Delta L_{901-903} = 11,5 + 9,5 = 21 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 9-902. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 9-903. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	8-901	11,5	4,7	21	20291,6132	37041,143	30867,6191	30867,6191
		901-903	9,5	2,6		16749,5298			
	2	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	36736,7688	36736,7688
	3	9-903	12	12,3	21,5	21313,3932	38062,923	31719,1025	31719,1025
		901-903	9,5	2,6		16749,5298			
	4	8-901	11,5	4,7	23,5	20291,6132	41605,0064	34670,8386	34670,8386
		9-903	12	12,3		21313,3932			

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	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	30613,974	61481,5931
	12	9-903	12	12,3	12	21313,3932	21313,3932	14800,9675	45668,5866
	21	8-901	11,5	4,7	21	20291,6132	37041,143	25723,0159	62459,7847
		901-903	9,5	2,6		16749,5298			
	22	9-903	12	12,3	21,5	21313,3932	38062,923	26432,5854	63169,3542
		901-903	9,5	2,6		16749,5298			
	23	8-901	11,5	4,7	23,5	20291,6132	41605,0064	28892,3655	65629,1343
		9-903	12	12,3		21313,3932			
	31	9-902	25	3,1	12	44084,1225	44084,1225	30613,974	62333,0765
	32	8-901	11,5	4,7	11,5	20291,6132	20291,6132	14091,398	45810,5005
	41	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	30613,974	65284,8126
	42	901-903	9,5	2,6	9,5	16749,5298	16749,5298	11631,6179	46302,4565

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

3й рік	Варіант	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
3	111	9-903	12	12,3	12	21313,3932	21313,3932	12334,1396	73815,7327
	121	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	25511,645	71180,2316
	211	9-903	12	12,3	12	21313,3932	21313,3932	12334,1396	74793,9243
	221	8-901	11,5	4,7	11,5	20291,6132	20291,6132	11742,8317	74912,1859
	231	901-903	9,5	2,6	9,5	16749,5298	16749,5298	9693,01493	75322,1492
	311	8-901	11,5	4,7	11,5	20291,6132	20291,6132	11742,8317	74075,9081
	321	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	25511,645	71322,1455
	421	901-903	9,5	2,6	9,5	16749,5298	16749,5298	9693,01493	74977,8275
	422	9-902	25	3,1	25	44084,1225	44084,1225	25511,645	71814,1015

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 121. Після уточнення потокорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 121 приєднання нових підстанцій 901, 902, 903 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

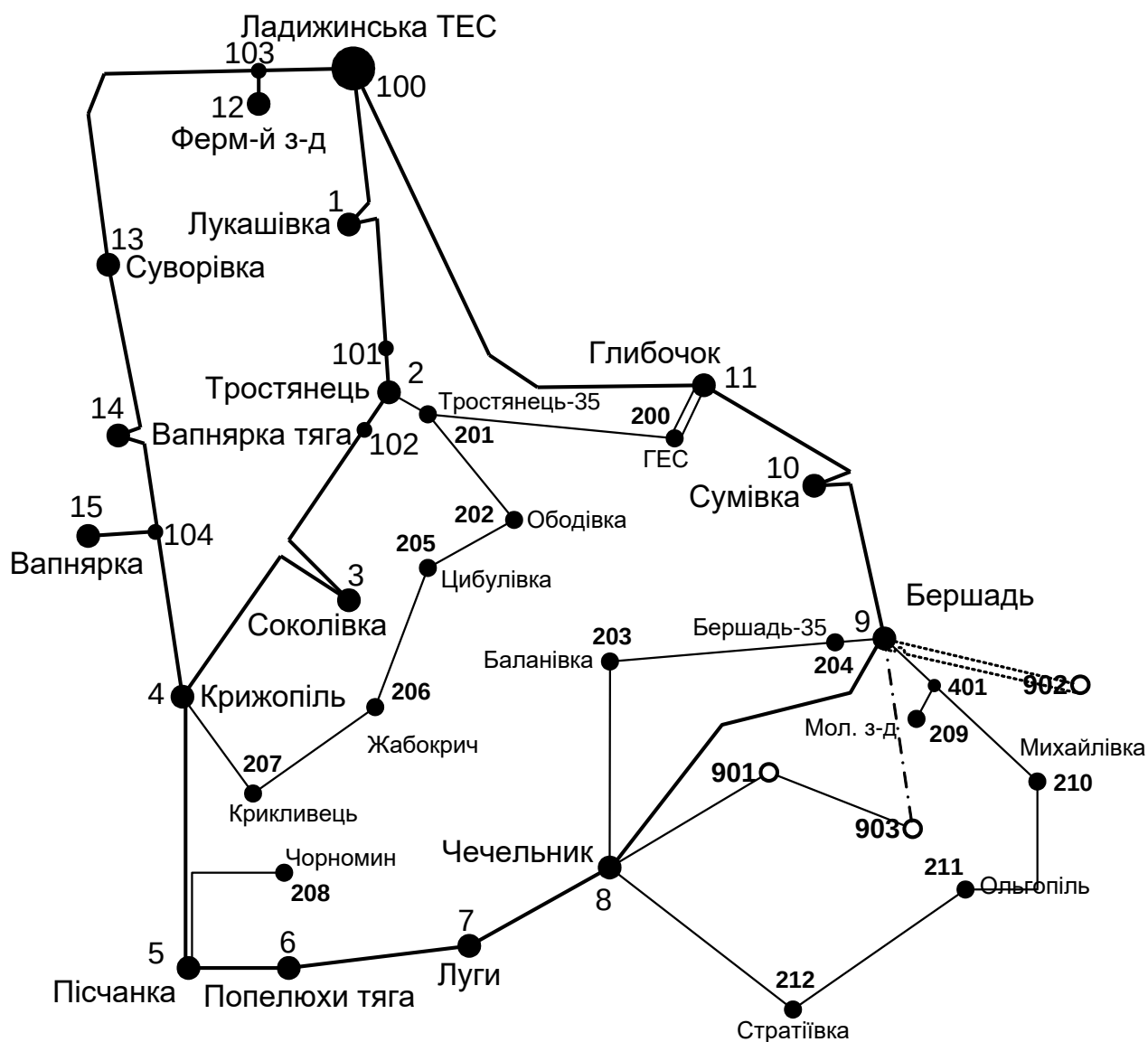


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр } 8-901} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11.758}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 64.8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 903-9} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.722}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 42.554 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 901-903} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.919}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 93.24 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 902-9} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.406}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 18.772 \text{ (A)}.$$

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

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

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

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

1й – розрив лінії 8-901;

2й – розрив лінії 9-903;

3й – розрив лінії 8-901 та відсутня генерація на СЕС (903);

4й – розрив лінії 9-903 та відсутня генерація на СЕС (903);

5й – розрив лінії 901-903;

6й – розрив лінії 902-9.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А тах	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
8-901	0	51.1	0	27.9	28.4	67.6	96.1	390	64.8	АС-120/19
9-903	42.7	0	27.8	0	67.4	44.6			42.5	АС-120/19
901-903	44.1	67.4	28.5	0.8	0	96.1			93.2	АС-120/19
902-9	18.8	20.2	18.8	18.8	18.8	0			18.8	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 901 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{4.8}{1.4 \cdot 0.9} = 3.81 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 10 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	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
901	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
902	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
903	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{5.333}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.847 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{3.636}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.577 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{12.5}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.25 \leq 1.4$$

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

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

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

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

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

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

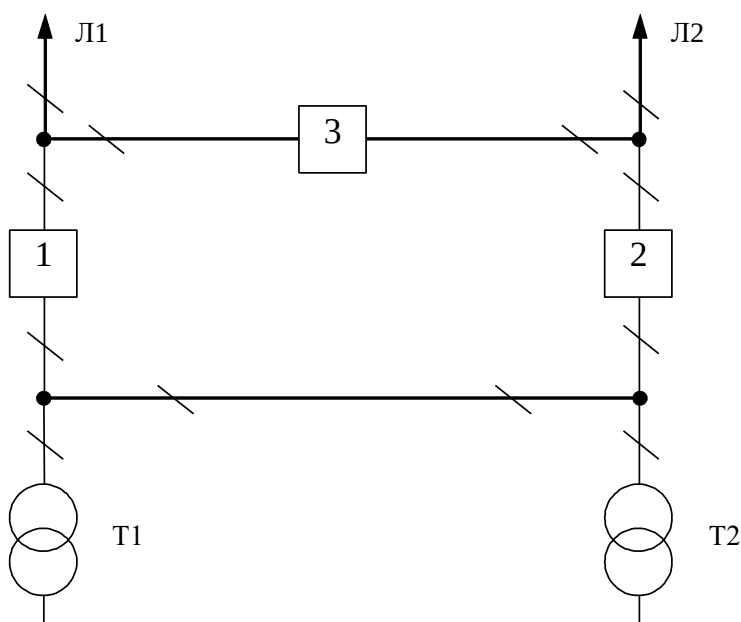


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 901, 902, 903

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

5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали ПС Бершадь (вузол 9). Тому, після реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою

110 кВ відгалужувальної підстанції Бершадь (вузол 9) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Дві робочі і обхідна система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Дві робочі і обхідна система шин (рис 5.2).

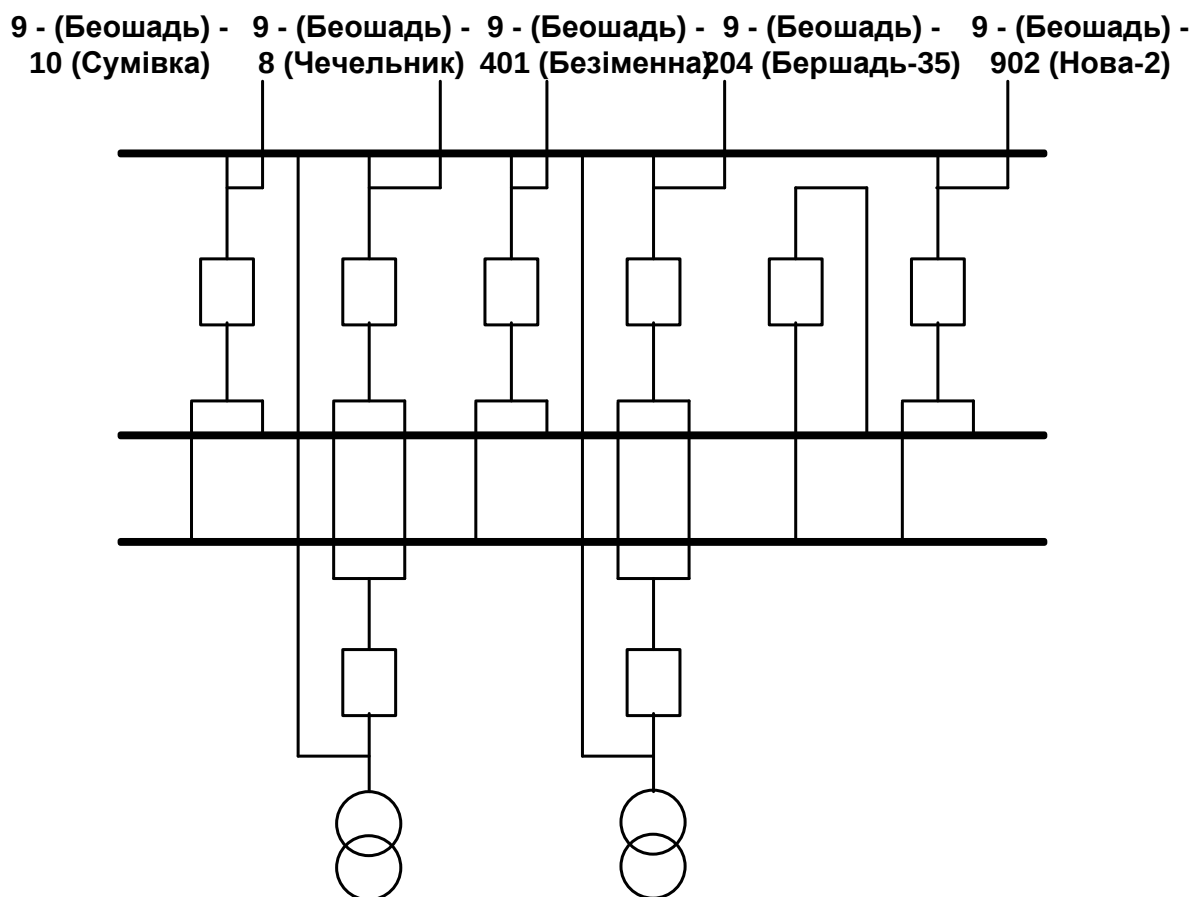


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо Чечельник (вузол 8), який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 ліній «Сумівка - Чечельник», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ЛЕП «Сумівка - Чечельник» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «901» 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 901).

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 ($Z_0 = 142$ гривень/кВт·год.);

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

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 142 = 245858,8 \text{ (тис. грн.)}$$

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

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

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

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{р\text{ік}}} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	245858,8

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

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 901, 902, 903 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 8 + 0,05 \cdot 8 = 7,6 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 29,64 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 7,6 \cdot 0,34 = 2,584 \text{ (МВАр)}.$$

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 -8-901

$$Q_{\text{ЛЕП8-901}} = 102,6^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,5) = 0,345 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,345 + 0,287 + 0,366 + 0,766 = 1,764 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 4,05 = 3,847 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 3,847 = 0,385 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 3,847 + 0,385 - 2,584 - 1,764 = -0,116 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 4,05 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання -0,116 МВАр. Та робимо висновок про можна зробити висновок про недоцільність встановлення компенсуючих пристроїв.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	97,41	91,76	102,98
902	98,20	92,60	103,71
903	97,88	92,26	103,41

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

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

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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 901.

$$\Delta U_{T901} = \frac{((4,21) \cdot (14,7 / 2)) + ((2,28) \cdot (220,4 / 2))}{102,98} = 2,74 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T9016} = \frac{102,98 + 2,74}{10,5} = 10,069$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901д} = 10,069$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH901д}} = \frac{102,98 + 2,74}{10,069} = 10,5 \text{ кВ}.$$

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 _{Г6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Такі ж самі розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
901	2,74	10,069	10,5	11	10,141	0,09
902	2,029	10,07	10,5	11	10,141	0,096
903	0,474	9,894	10,5	12	9,984	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 Чечельник (вузол 8) – 901 та 901 - 903;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 901, 903;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Бершадь (вузол 9).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 903 – Бершадь (вузол 9);
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ «Бершадь - Чечельник».

На третьому році:

- зведення лінії електропередач: 902-9;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 902.

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 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 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,88	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 901)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту для лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10кВ та секц-го вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 903):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10МВА	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

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

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,791	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього 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 903)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

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

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

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

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 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 трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

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

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

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

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
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 ПЛ " Жмеринка - Станіславчик " та " Станіславчик - Носківці " (вузол 103):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м 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 **586,23** 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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21 = 24\,304,007 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12 = 13\,888,004 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 25 = 28\,933,342 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 100\,606,865 + 24\,304,007 = 124\,910,872 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 13\,888,004 = 14\,474,234 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 45\,375,62 + 28\,933,342 = 74\,208,962 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{\text{л1}} = (24\,301,007 \cdot 0,3)/100 = 72,912 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{л2}} = (13\,888,004 \cdot 0,3)/100 = 41,664 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{л3}} = (28\,933,342 \cdot 0,3)/100 = 86,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п1}} = (100\,606,865 \cdot 3)/100 = 3018,206 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п2}} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п3}} = (45\,275,62 \cdot 3)/100 = 1358,269 \text{ (тис.грн.)};$$

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: 8-901, 901-903, П/ст: 901, 903	-400	-	4,41
2	ЛЕП: 9-903	-570	-	4,30
3	ЛЕП: 9-902 П/ст: 902	-360	-	4,51

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 72,912 + 3018,206 + 4,41 \cdot 1,65 = 3098,394 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 41,664 + 17,587 + 4,30 \cdot 1,65 = 66,346 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 86,7 + 1358,269 + 4,51 \cdot 1,65 = 1452,51 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 7,3 \cdot 5600 = 40880 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 12,3 \cdot 5600 = 68880 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(\Sigma)} = 3,1 \cdot 5600 = 17360 \text{ МВт·год.}$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 40880 - 3098,394 = 4995,846 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 68880 - 66,346 = 13571,894 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 17360 - 1358,269 = 1984,77 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,094$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,094 = 10,7 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	22,7
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5600
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	127 120
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	213 594,067
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	10,7
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	4,51
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,22
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	982,14
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	21,85

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 10,7 років.

РОЗДІЛ 9

ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ГРОЗОЗАХИСТУ

9.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ)

Аналіз досвіду експлуатації розподільчих електричних мереж показує, що їх надійність нижча, ніж у мереж вищих класів напруги. Пошкодження в розподільних мережах становлять значну частину збитків, пов'язаних з перервами в електропостачанні споживачів.

Однією з основних причин аварій та пошкоджень повітряних ліній електропостачання (ПЛ) таких класів напруги є грозові перенапруги, що спричиняють імпульсні перекриття та руйнування ізоляторів, і супроводжуються дуговими замиканнями, із відповідним пошкодженням обладнання та відімкненням ліній [11].

Аварійні відімкнення ПЛ 6, 10 кВ через грозові перенапруги становлять до 40% від загальної кількості їх відключень. Через низьку імпульсну міцність, ізоляція розподільних мереж схильна до перекриття як від перенапруги під час прямих розрядів блискавки, так і від індукованих перенапруги при розрядах блискавки поблизу лінії. Останні є основною причиною грозових вимкнень і пошкоджень обладнання мереж 6, 10 кВ, становлячи в деяких випадках до 90%, а за проходження траси ПЛ у лісному масиві і до 100% від їх загальної кількості.

Отже, надійність електропостачання споживачів багато в чому залежить від ефективності грозозахисних заходів на таких лініях. Чинні сьогодні норми не передбачають спеціального захисту від грозових перенапруг ПЛ з неізольованими проводами напругою до 20 кВ, за винятком випадків захисту окремих точок ПЛ з ослабленою ізоляцією або з підвищеними вимогами до надійності. У цих місцях передбачається установка обмежувачів перенапруги нелінійних (ОПН), а також наявності автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) іскрових проміжків [11].

Наявний досвід застосування розрядників та незначний досвід застосування ОПН для захисту ПЛ від грозових перенапруг, а також теоретичні дослідження показують, що їх технічні можливості не достатні для надійного захисту повітряних ліній від наслідків грозових розрядів. Іскрові ж повітряні проміжки призводять тільки до збільшення кількості відключень ПЛ, оскільки не здатні гасити дугу, яка виникає після перекриття.

Єдиним засобом, який, хоча і не захищає безпосередньо від грозових впливів, але зменшує наслідки, слугує АПВ, ефективність якого для розподільних мереж становить не більше ніж 50 %. Оскільки АПВ негативно впливає на комутуюче і високовольтне обладнання, його застосовують далеко не скрізь. Такий об'єктивний стан проблеми грозозахисту розподільних ПЛ змушував визнати неминучість їх грозових аварійних відключень і пошкоджень. До того ж здійснювана в останні роки в нашій країні технічна політика, спрямована на застосування на розподільних ПЛ захищених проводів, істотно сприяла необхідності вироблення та прийняття нових прогресивних технічних рішень у галузі блискавкозахисту. Повітряні лінії із захищеними проводами (ПЛЗ) мають відчутні експлуатаційно-технічні переваги перед ПЛ з неізовольованими проводами за рахунок меншої пошкоджуваності, менших габаритів, надійності електропостачання споживачів, безпеки. Та ПЛЗ вимагають спеціального вирішення проблеми їх грозозахисту [11].

Особливістю проблеми грозозахисту ПЛЗ є те, що за відсутності спеціальних заходів під час грозового перекриття ізолятора лінії, дуга промислової частоти не має можливості переміщуватися по дроту і горить у місці пробою ізоляції до моменту відімкнення лінії. Це може призвести до випалу ізоляції проводу, ізолятора лінії, а в разі великих струмів коротких замикань (К.З.) – до перепалення проводу. Оскільки на лінії з неізовольованими проводами дуга під впливом електродинамічних сил здатна переміщатися одним зі своїх кінців уздовж проводу, фактор пошкодження проводу внаслідок теплового впливу дуги був незначним і ніяк не впливав на концепцію грозозахисту ПЛ, у разі ж ПЛЗ

запобігання перепалення проводу стає головною умовою, що визначає необхідність обов'язкового застосування тих чи інших грозозахисних заходів [11].

Найпрогресивніші рішення в галузі грозозахисту повітряних ліній, відомі у світовій практиці, пов'язані із застосуванням ОПН. Значного поширення для грозозахисту ПЛЗ ОПН набули в Японії, де на розподільчих ПЛ застосовуються тільки захищені проводи і діють жорсткі вимоги щодо надійності електропостачання споживачів. Встановлення ОПН, розрахованих на струм блискавки 2,5 кА, паралельно кожному ізолятору ПЛЗ з підключенням їх до проводу через іскровий проміжок не тільки ефективно запобігає дуговим замиканням, але й відімкненню лінії під час індукованих перенапруг. Але за прямого розряду блискавки в провід вони пошкоджуються і підлягають заміні.

Оскільки первинний досвід будівництва ПЛЗ в Україні був заснований на використанні того типу захищених проводів, які до цього довгі роки застосовувалися у Фінляндії, то і супутні технології, які забезпечували їх впровадження, були запозичені звідти ж. Зокрема і система захисту, призначена для запобігання перепалення проводів під час грозових перенапруг.

Сенс дії цієї системи за ідеальної реалізації повинен полягати в такому. Встановлювані на всі три проводи поблизу ізоляторів дуго захисні «роги» разом із спіральною арматурою, які повинні забезпечувати відвід від кожного з проводів палаючої після грозового перекриття дуги і сприяти переходу можливих однофазних дугових замикань, щонайменше, в двофазні. Отже, проводи повинні захищатися від перепалення за рахунок обгорання «рогів» і за рахунок того, що гарантується гасіння дуги після відімкнення лінії [11].

Ця умовно звана «фінська» система дуго захисту має істотні недоліки. Перешкоджаючи перегоранню проводів, вона не захищає ізоляцію від перенапруг і не виключає можливості виникнення коротких замикань і відімкнення лінії після грозових впливів. Більше того, вона розрахована на те, щоб за рахунок спеціального розташування дуго захисних «рогів» однофазні замикання переводити в багатофазні тільки для того, щоб добитися відімкнення лінії. Такий принцип її дії ніяк не узгоджується з основною ідеєю функціонування

електричних мереж з ізольованою нейтраллю, для яких однофазне замикання не є аварійним режимом, що вимагає обов'язкового відімкнення. У цьому разі одна проблема, пов'язана з захистом від перепалу проводів, вирішується за рахунок додавання інших проблем.

Під час захисту відбувається інтенсивне прогорання «рогів», що вимагає їх періодичної заміни. Але, крім завідомо очевидних проблем, є одна технічна обставина, з якої є сумнівною працездатність цієї системи навіть у початковому варіанті. Дугові замикання можуть супроводжуватися струмами різної величини, а можливість виходу дуги на «роги», через електродинамічні закономірності і конструктивні параметри системи, з'являються лише за струмів, що перевершують 1–2 кА. Відповідно за менших струмів дуга не виходить на «роги», і це спричиняє небезпеку перепалу дроту. Така аварійна можливість з'являється, наприклад, навіть під час К.З., зумовленого одночасним перекриттям ізоляторів кількох фаз на одній опорі за прямого розряду блискавки в лінію, на віддалі декількох кілометрів від підстанції. Досвід експлуатації «фінської» системи показав справедливості вищенаведеної критики [11].

Чинні сьогодні нормативні вимоги щодо грозозахисту ПЛЗ в загальному вигляді закріплені в 7-му виданні глави 2.5 ПУЕ, де рекомендовано встановлювати пристрої захисту ізоляції проводів ПЛЗ 6–20 кВ під час грозових перекриттів, і конкретизовані в методичних вказівках щодо захисту розподільних електричних мереж напругою 0,4–10 кВ від грозових перенапруг. Відповідно до них на ПЛЗ 6, 10 кВ, що проходять населеною місцевістю і в зоні з грозовою діяльністю в середньому 20 грозових годин і більше, необхідно передбачати устанавлення для захисту від грозових перенапруг довго-іскрові розрядники (РДІ).

Довго-іскрові розрядники

Довго-іскрові розрядники – особливий клас грозозахисних пристроїв, які за своїми конструктивними параметрами, технічними характеристиками і

функціональними можливостями є особливим класом пристроїв грозозахисту. Вони не мають світових аналогів .

Принцип дії всіх видів РДІ полягає в обмеженні грозових перенапруг на ПЛЗ за рахунок іскрового перекриття по поверхні ізоляційного тіла розрядника з довжиною каналу розряду, в кілька разів більшою, ніж будівельна висота ізоляції, що захищається. Супроводжувальні струми промислової частоти гасяться при цьому за рахунок забезпеченого таким чином зниження величини середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття [11].

Головною відмінністю класу довго-іскрових розрядників є неможливість їх руйнувань і пошкоджень грозовими та дуговими струмами, оскільки вони протікають поза апаратами уздовж поверхні РДІ. Це унікальна для грозозахисних апаратів особливість поєднується з конструктивною простотою.

Розрядний проміжок РДІ в декілька разів довший, ніж будівельна висота ізоляції і має нижчу імпульсну електричну міцність, ніж міцність ізоляції. Це пояснюється особливостями “ковзного” розряду, який розвивається по поверхні ізоляційного проміжку. Напруга ковзного розряду слабо залежить від відстані між електродами, тому великі проміжки можуть бути перекриті порівняно низькими напругами. Цей ефект ковзного розряду покладено в основу конструкцій довго-іскрових розрядників.

Розрядник типу РДІ-П (петлевий) виконано (рисунок 9.1) з металевого стрижня покритого шаром поліетиленової ізоляції і зігнутого в петлю, який за допомогою затискача кріпиться до заземленого електроду опори. У середній частині петлі надіта металева трубка, а між нею і проводом лінії встановлено іскровий проміжок. Внаслідок великої ємності між металевою трубкою і стрижнем, вся напруга виявляється прикладеною між проводом та трубкою. Під час пробного іскрового проміжку перенапруга прикладається між трубкою та металевим стрижнем, внаслідок чого з трубки вздовж поверхні ізоляції розвивається ковзний розряд до замикання його через вузол кріплення на заземлення. Завдяки великій довжині L каналу перекриття по поверхні петлі, середня напруженість електричного поля в каналі розряду для напруги

промислової частоти становить приблизно 7 кВ/м. Зокрема, за товщини поліетиленової ізоляції 4 мм і довжини петлі 80 см за дії грозового імпульсу напруга пробою розрядника становить $U_{50\%} = 100$ кВ, а ізоляції – $U_{50\%} = 130$ кВ. Для струмів $I_{кз} < 300$ А силова дуга не виникає і лінія продовжує працювати без відімкнення. РДІ-П використовують для захисту ЛЕП 6, 10 кВ від індукованих грозових перенапруг, які найпоширеніші на таких лініях.

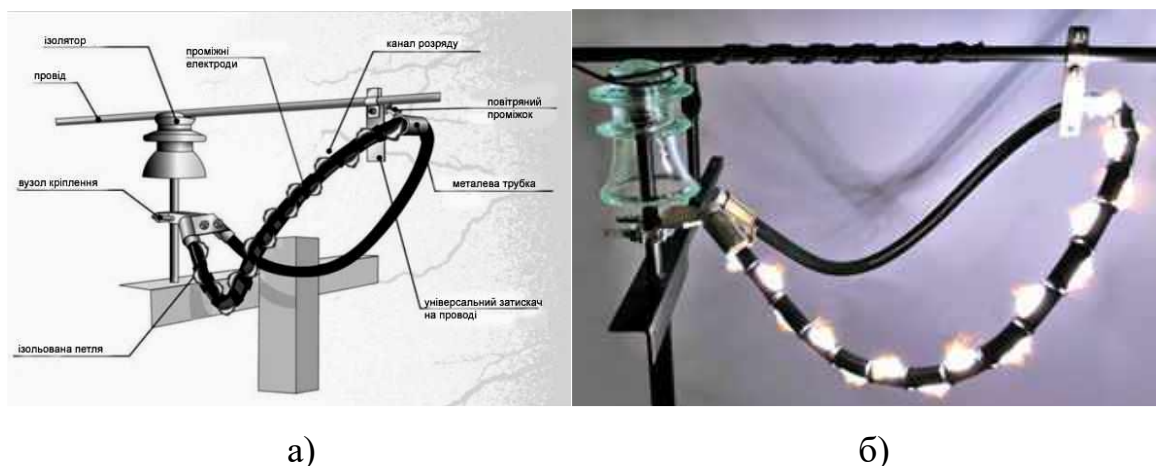


Рисунок 9.1 – Конструктивний ескіз (а); фотографія випробувань на макеті (б)

Різновидом такого розрядника є РДІ-М (модульний), який складається з двох відрізків кабелю з корделем, яким використано напівпровідниковий матеріал

Відрізки кабелю з'єднані таким чином, що утворюють три розрядних модулі (рисунок 9.2). Відрізки напівпровідникового корделя приєднані до металевих електродів через внутрішні іскрові проміжки. За появи грозового імпульсу вони перекриваються і напівпровідниковий кордель верхнього відрізка кабелю, який має опір R , виносить високий потенціал U на поверхню нижнього відрізка кабелю в його середній частині. Аналогічно напівпровідниковий кордель нижнього відрізка кабелю виносить низький потенціал «0» на поверхню верхнього відрізка кабелю в його середній частині. Тому до кожного розрядного модуля одночасного прикладена повна напруга U , і для усіх трьох розрядних модулів створюються умови для одночасного розвитку ковзних розрядів, які утворюють єдиний довгий канал перекриття. Вольт-секундна характеристика РДІ-М розташована

однозначно нижче ніж у РДІ-П, тому ефективність захисту розрядника модульного типу вища, ніж петлевого.

Розрядник типу РДІ-ІТ (ізоляційна трубка) виконано у вигляді ізоляційної трубки, що розташована на проводі лінії і утворює довгий проміжок для каналу ковзного розряду її поверхнею (рисунку 9.3).

Встановлення таких розрядників на проводах ПЛ підсилює основну ізоляцію лінії та підвищує надійність її роботи .

РДІ-ІТ захищає ПЛ як від індукованих, так і від прямих ударів блискавки в провід. ІРД (ізолятор-розрядник, рисунок 9.3) забезпечує довгий шлях проходження імпульсного перекриття спіральним каналом навколо тіла ізолятора зі спіральними ребрами завдяки наявності напрямного електрода, який створює високу напруженість електричного поля на початку каналу розряду, що сприяє розвитку ковзного розряду. Градієнт потенціалу в каналі перекриття дуже малий, що запобігає виникненню силової дуги.

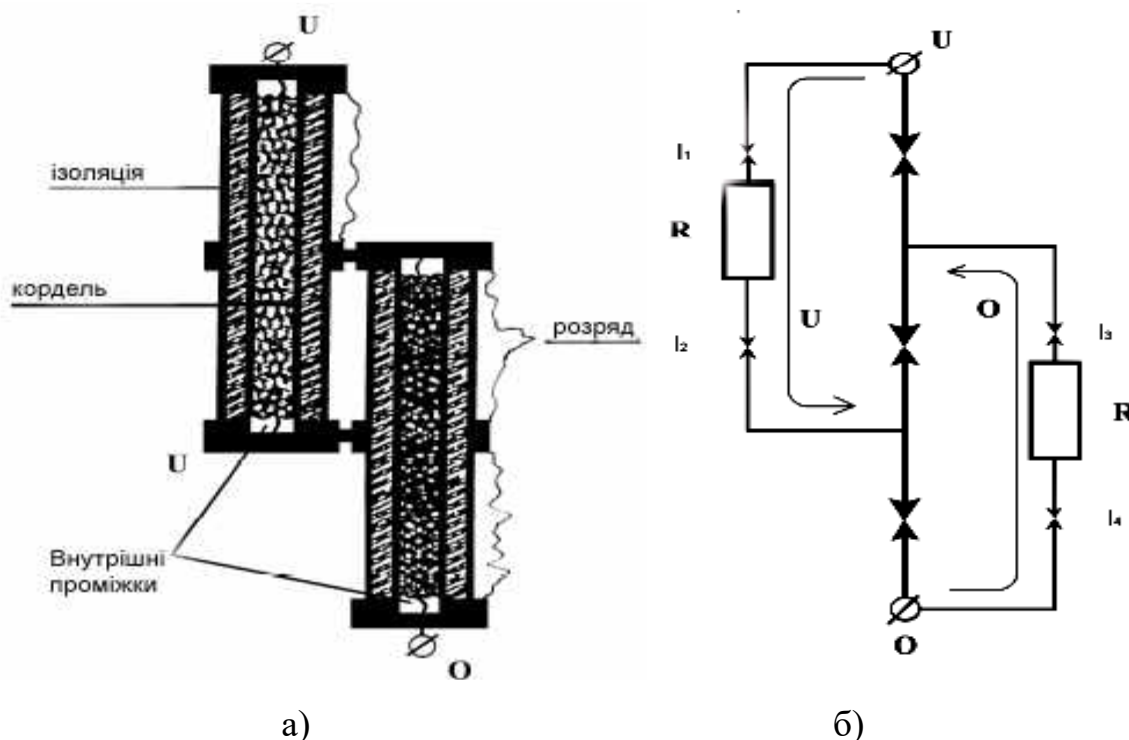


Рисунок 9.2 – Конструкція розрядника РДІ-М (а); схема заміщення (б)

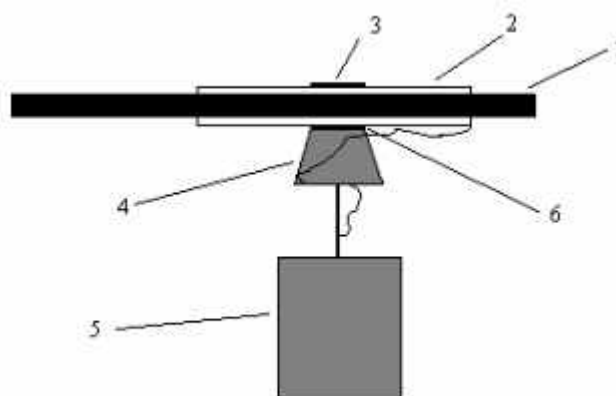


Рисунок 9.3 – Розрядник РДІ-ІТ: 1 – провід; 2 – ізоляція, 3 – металева трубка; 4 – ізолятор, 5 – заземлена опора; 6 – іскровий проміжок

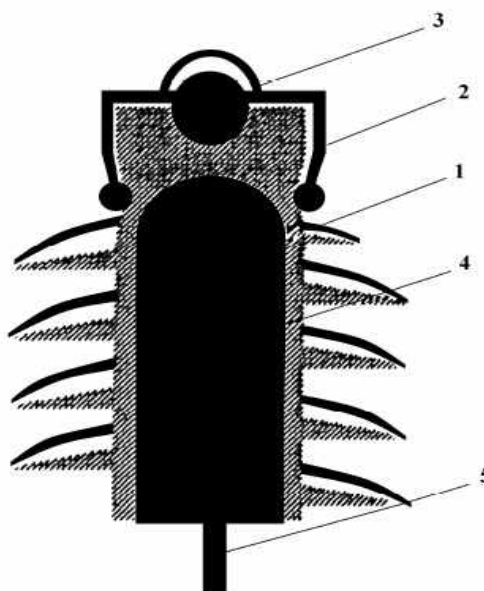


Рисунок 9.4 – Схема ізолятора-розрядника: 1 – внутрішній електрод; 2 – кріплення, 3 – провід, 4 – корпус, 5 – заземлений електрод

При застосуванні довго-іскрових розрядників можна зробити певні висновки:

- грозозахист розподільних ПЛ, як дієву міру підвищення надійності електропостачання та зниження експлуатаційних витрат, можна здійснити за допомогою застосування довго-іскрових розрядників;
- ПЛ 6, 10 кВ необхідно обов'язково захищати від грозових перенапруг і від перепалення проводів якнайбільше недопустимого з їх наслідків;

- установка петльових розрядників по одному на кожному опорі з послідовним чергуванням фаз дозволяє запобігти не тільки перепалення проводів за індукованого грозового впливу, а й аварійним вимкненням ПЛЗ.

9.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК)

Традиційно захист ліній електропередачі від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту (локально висока інтенсивність грозової активності, великі переходи через водоймища і інші великі перешкоди) і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Одним з рішень для забезпечення блискавкозахисту ПЛЕП без застосування грозотросу є застосування ізоляторів-розрядників з мультикамерною системою (ІРМК) [19].

Розрядники ІРМК (ізолятори-розрядники мультикамерні) – принципово новий апарат, який поєднує в собі властивості ізолятора і розрядника одночасно (рисунок 9.5).



Рисунок 9.5 – Ізолятор-розрядник мультикамерною системою

При використанні розрядників ІРМК можливо забезпечити грозозахист повітряних ліній (ПЛ) будь-якого класу напруги, оскільки із збільшенням класу напруги зростає кількість ізоляторів в гірлянді і, відповідно, збільшується номінальна напруга і дугогасяча здатність пристрою [19].

Основу ІРМК складають звичайні ізолятори (скляні, фарфорові або полімерні), що масово випускаються, на яких спеціальним чином встановлена

мультикамерна система (МКС), установка МКС не призводить до погіршення ізоляційних властивостей ізолятора, але завдяки ній він набуває властивість розрядника. Тому у разі застосування ІРМК на ПЛ не потрібно застосування грозозахисного тросу. При цьому знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому, забезпечується надійний грозозахист ліній, різко скорочується число відключень ліній, зменшуються витрати від недовідпуску електроенергії і експлуатаційні витрати. Дуже перспективним представляється захист контактної мережі залізниць від прямих ударів блискавки за допомогою ІРМК.

Основним елементом ІРМК є МКС. МКС складається з великого числа електродів, вмонтованих в профіль з силіконової гуми. Між електродами виконані отвори, що виходять назовні профілю. Ці отвори утворюють мініатюрні газорозрядні камери. При дії на розрядник імпульсу грозової перенапруги пробиваються проміжки між електродами. Завдяки тому, що розряди між проміжними електродами відбуваються усередині камер, об'єми яких дуже малі, при розширенні каналу створюється високий тиск, під дією якого канали іскрових розрядів між електродами переміщуються до поверхні ізоляційного тіла і далі видуваються назовні в навколишнє повітря (рисунок 9.6).



Рисунок 9.6 – Мультикамерна система (МКС) в роботі

Внаслідок виникаючого дуття і подовження каналів між електродами канали розрядів охолоджуються, сумарний опір усіх каналів збільшується, т. ч.

загальний опір розрядника зростає, і відбувається обмеження імпульсного струму грозової перенапруги.

У розрядниках з МКС можливі два типи гасіння іскрового розряду:

- під час переходу супроводжуючого струму 50 Гц через нуль;
- без супроводжуючого струму мережі;

Механізм гасіння іскрового розряду в МКС нагадує механізм гасіння дугового розряду в трубчастому розряднику. Істотна відмінність полягає в тому, що всередині трубчастого розрядника достатньо довго (до 10 мс) горить дуга. Вона випалює стінки газогенеруючої трубки, і гази, що утворилися від теплового руйнування, видувують канал розряду назовні. У разі "гасіння в нулі" МКС дуга починається в дугогасячих камерах, а потім велика її частина видувається назовні у відкритий простір. Матеріал камер не газогенерує, дугтя утворюється просто за рахунок розширення каналу розряду, тому ерозія стінок камер незначна [19].

У разі "гасіння в імпульсі", тривалість якого складає мікросекунди або десятки мікросекунд, ерозії практично немає навіть після багатократних спрацьовувань МКС.

МКС випробувані на електродинамічну стійкість імпульсами струму з максимальним значенням 100-110 кА. Зразки МКС витримали 10 дій вказаних імпульсів без руйнування. Таким чином, МКС можна застосовувати для захисту ПЛ від прямих ударів блискавки (ПУБ). Після закінчення імпульсу грозової перенапруги до розрядника залишається прикладеною напруга промислової частоти.

При використанні ІРМК для захисту від грозових перенапруг знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому. ІРМК забезпечують надійну грозозахист ліній, тобто скорочення кількості відключень ліній, зменшення збитку від недовипуску електроенергії, а також скорочення експлуатаційних витрат. ІРМК може забезпечити надійний захист ПЛ 3-35 кВ і вище як від індукованих перенапруг, так і від прямих ударів блискавки. Дуже перспективним представляється впровадження ІРМК на території України.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі організації безпечних робочих місць з обслуговування електричних мережах. Аналізування потенційних небезпек проведемо за [1, 2] для електротехнічного персоналу, з метою запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів:

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

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

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі організації безпечних робочих місць з обслуговування електричних мережах. Аналізування потенційних небезпек проведемо за [1, 2] для електротехнічного персоналу, з метою запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів:

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

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

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною

статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу 0.6 – 2.5 м в залежності від напруги (0.4 – 330 кВ). Виняток становлять роботи з використанням електрозахисних засобів.

В електроустановках понад 1000 В слід заземляти струмовідні частини всіх фаз (полюсів) вимкненої для робіт ділянки з усіх боків, звідки може бути подано напругу, за винятком вимкнених для роботи збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення. У разі виконання робіт на вимкненому лінійному роз'єднувачі на проводи спусків з боку ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, на роз'єднувачі слід встановити додаткове заземлення, яке не слід порушувати, маніпулюючи з роз'єднувачем. Установлення і знімання переносних заземлень слід виконувати за умови, що заземлювальні ножі ввімкнені в бік лінії.

Заземлені струмовідні частини слід відділити від струмовідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом. Встановлені заземлення можуть бути відділені від струмовідних частин, на яких безпосередньо ведеться робота, вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювачами або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами. Встановлення додаткового заземлення на струмовідні частини безпосередньо на робочому місці вимагається у тих випадках, коли ці частини можуть опинитись під наведеною напругою (потенціалом).

Переносні заземлення слід приєднувати до струмовідних частин, поверхні яких очищені. В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлення небезпечне або неможливе (наприклад, у деяких розподільчих ящиках, КРУ окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час підготовки робочого місця допускається не встановлювати заземлення, а надягати діелектричні ковпаки на ножі роз'єднувачів або встановлювати тверді ізолювальні накладки між контактами комутаційних апаратів.

В електроустановках до 1000 В у разі виконання роботи на збірних шинах РУ, щитів, збірок напругу з шин слід зняти і шини (за винятком шин, виконаних ізольованим проводом) слід заземлити. Необхідність і можливість заземлення приєднань цих РУ, щитів, збірок та підімкненого до них обладнання визначає працівник, який видає наряд та віддає розпорядження.

Допускається тимчасове знімання заземлень, встановлених під час підготовки робочого місця, якщо цього вимагає характер робіт (вимірювання опору ізоляції, випробування обладнання від стороннього джерела струму тощо). Тимчасове знімання та повторне встановлення заземлень виконують оперативні, оперативно-виробничі працівники або за вказівкою особи, яка видає наряд, керівник робіт. Дозвіл на тимчасове знімання та наступне встановлення заземлень, а також на виконання цих операцій керівником робіт слід занести до рядка "Окремі вказівки" наряду із записом про те, де і з якою метою слід тимчасово зняти заземлення.

В електроустановках понад 1000 В:

- встановлювати переносні заземлення повинні два працівники - один з групою IV (зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників), другий - з групою III. Працівник з групою III може бути зі складу виробничих працівників, а у разі заземлення приєднань споживачів - зі складу працівників підприємств-споживачів. На віддалених підстанціях з дозволу керівника робіт або працівника, який дає дозвіл на підготовку робочого місця у разі встановлення заземлень в основній схемі дозволяється виконувати цю роботу другому працівнику з групою III зі складу працівників підприємств-споживачів;

- вмикати заземлювальні ножі дозволяється одноособово працівнику з групою IV зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників;

- знімати переносні заземлення та вимикати заземлювальні ножі дозволяється працівнику з групою III зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

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

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

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в

електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

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

10.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату для робіт категорії важкості Пб в виробничих приміщеннях [6], які монтуються, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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 потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: утеплення фасаду будівлі; встановлення вентиляції приміщень.

10.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [6]. Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 10.2

Таблиця 10.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; механічні вентиляційні установки під час їх роботи не повинні створювати для працівників протягів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в

таблиці 10.3.

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення в проекті передбачено: використання природного та штучного освітлення; штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне; світло не повинне створювати різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою; штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

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		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

10.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 10.4

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено: раціональне розташування робочих місць; постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників; обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

Таблиця 10.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

10.2.5 Виробнича вібрація

На робочих місцях присутня вібрація типу – За [10]. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, під'йомники, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 10.4.

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_o, Y_o, X_o	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 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота електротехнічного персоналу потребує значних

фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кг/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 35 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах тощо) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат – сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату (протягом тижня) – від 16 до 20.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до

25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів від 90% до 70%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; 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 – двозмінна (без нічної зміни).

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

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

Надзвичайні ситуації природного характеру виникають внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Також до них належать катастрофічні затоплення, зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо. Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу і з точки зору обороноздатності держави.

Один із самих уразливих елементів електричної мережі це відкриті лінії електропередач так як це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах.

Тому для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на ЕМ має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобігання впливу цього фактору на обладнання фрагменту ЕМ.

ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії буревію

Трансформатори, повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень. Буревій має руйнівну силу і буває тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (12 балів по шкалі Бофорта).

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

амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м. Це виникає при швидкостях вітру 8 м/с, а при збільшенні швидкості вітру збільшується частота вібрації і число хвиль в прольоті.

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

10.3.2 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії ЕМІ

При оцінці стійкості роботи електричних мереж проводиться аналіз і Дослідження стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки [25]:

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

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

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

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

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{ВМАКС}} = 10,2 \text{ (В/м)}.$$

Значення максимальних довжин струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці $l_{\text{в}}$, l_{Γ} зведемо в таблицю. Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

$$\text{Для блоку живлення: } U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{в}} = 10,2 \cdot 0,2 = 2,04 \text{ (В)},$$

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \cdot l_{\Gamma} = 10,2 \cdot 1,1 = 11,02 \text{ (кВ)}.$$

$$K_{\text{бв}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{12,6}{2,04} \right) = 23,63 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{бг}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{12,6}{11,02} \right) = 3,56 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 10.3

Таблиця 10.3 – Дані розрахунку по різних блокам фрагменту ЕМ

№	Елемент РЗА	L_{Γ} , (м)	$L_{\text{в}}$, (м)	$K_{\text{бв}}$, (дБ)	$K_{\text{бг}}$, (дБ)	Стан об'єкта
1	Блок живлення	0,2	1,1	23,63	3,56	не стійкий
2	Релейний захист та автоматика	0,12	0,36	19,29	11,16	не стійкий
3	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	30,69	10,15	не стійкий
4	Вимірювальні трансформатори	0,41	1,3	29,55	26,85	не стійкий
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	0,24	0,42	37,36	37,18	не стійкий
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	0,36	0,63	24,437	15,17	не стійкий

Так як $K_{\text{б(в,г)}} < 40\text{дБ}$, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Даний розрахунок проводиться в пункті 5.6.

10.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

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

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для блоку живлення. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 10.4.

$$A_{екр} = K_{бном} - K_{бмін} = 40 - 36,44 = 36,44 \text{ (дБ)},$$

$$T_1 = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{36,44}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,036 \text{ (см)},$$

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

Таблиця 10.4 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Елемент РЗА	$A_{екр}$, (дБ)	T_1 , (см)
1	Блок живлення	36,44	0,036
2	Релейний захист та автоматика	28,84	0,029
3	Блок прийому та передачі	29,85	0,031
4	Вимірювальні трансформатори	10,45	0,019
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	2,82	0,011
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	24,83	0,021

Для підвищення стійкості роботи фрагменту ЕМ до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок до 0,036 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту електронної апаратури і великих розгалужених електротехнічних систем. Розглянемо інші можливі засоби захисту:

1. Повне укриття приміщення металевим екраном;
2. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Металоокисні варистори й високошвидкісні зенеровські діоди;
4. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;
5. Екрани і захисні пристрої;
6. Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві коробки, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Надійність підвищується, якщо кабель розгалужується і підводиться до кільком шаф з роздільними трансформаторами. І тут ізольовані ділянки мережі мають великий опір ізоляції й малу ємність проводів щодо землі. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

Основні функції захисного розрядника — розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається. Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму чи напруги у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

Отже нами було оцінено стійкість роботи електричної мережі внаслідок НС метеорологічного характеру та дії ЕМІ. Для підвищення надійності роботи ЕМ необхідно встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі. Для захисту елементів ЕМ від дії ЕМІ необхідне встановлення захисного екранів товщиною стінок до значення 3,6 (мм).

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 901, 902 та СЕС вузол 903. Відповідно до заданої категорії споживачів I та II було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для ПС Бершадь (вузол 9) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

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

Також для вузла 8 п/с Чечельник, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,51 МВт при сумарній отриманій активній потужності 112,12 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 213 594,067 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.094)$ близький до $E_a'(0.2)$, та термін окупності 10,7 років.

В процесі аналізу блискавкозахисту електричної мережі були розглянуті найважливіші питання, щодо захисту устаткування від перенапруги, забезпеченню безперебійного електропостачання споживачів і підвищенню безпеки експлуатації електроустаткування.

Основна увага була звернута на дослідження питання блискавкозахисту повітряних ліній електропередач. Як правило, захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Для цього було прийнято рішення застосовувати нові типи розрядників, такі як РДІ і ІРМК. У процесі їхньої роботи були визначені недоліки і переваги перед різними блискавкозахисними пристроями.

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

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogólne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.
3. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. Ліщак І. В. Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ) / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2012. – № 736 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. - С. 75-80.
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. Особливості блискавкозахисту повітряних ліній [Електронний ресурс] / В. В. Нетребський, О. І. Казьмірук, І. А. Бученко, А. С. Фурман // Матеріали ЛІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 21-23 червня 2023 р. – Електрон. текст. дані. – 2023. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18174>.

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

15. Особливості блискавкозахисту ліній електропередачі [Електронний ресурс] / В. О. Лесько, А. С. Грогуль, В. О. Кочмарук, В. В. Нетребський // Матеріали ІІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 10-12 березня 2021 р. – Електрон. текст. дані. – 2021. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2021/paper/view/12809>.

16. Електричні системи і мережі. Частина І [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. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

22. 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>.

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

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

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

26. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

27. Лежнюк П. Д. Принцип найменшої дії в задачах технічної електродинаміки [Текст] / П. Д. Лежнюк, В. І. Нагул, В. В. Нетребський // Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології. – 2010. – № 1. – С. 110–118.

28. Ольга Галяс, Анастасія Гармідер, Ольга Кушер, Ірина Московчук «ЗАСТОСУВАННЯ ПРИНЦИПУ ГАМІЛЬТОНА ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21595/17853>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування систем блискавкозахисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Кушпер О.В.
(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 ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ**

08-21.МКР.009.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Кушер О.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження засобів захисту від удару блискавки;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

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

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:50000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

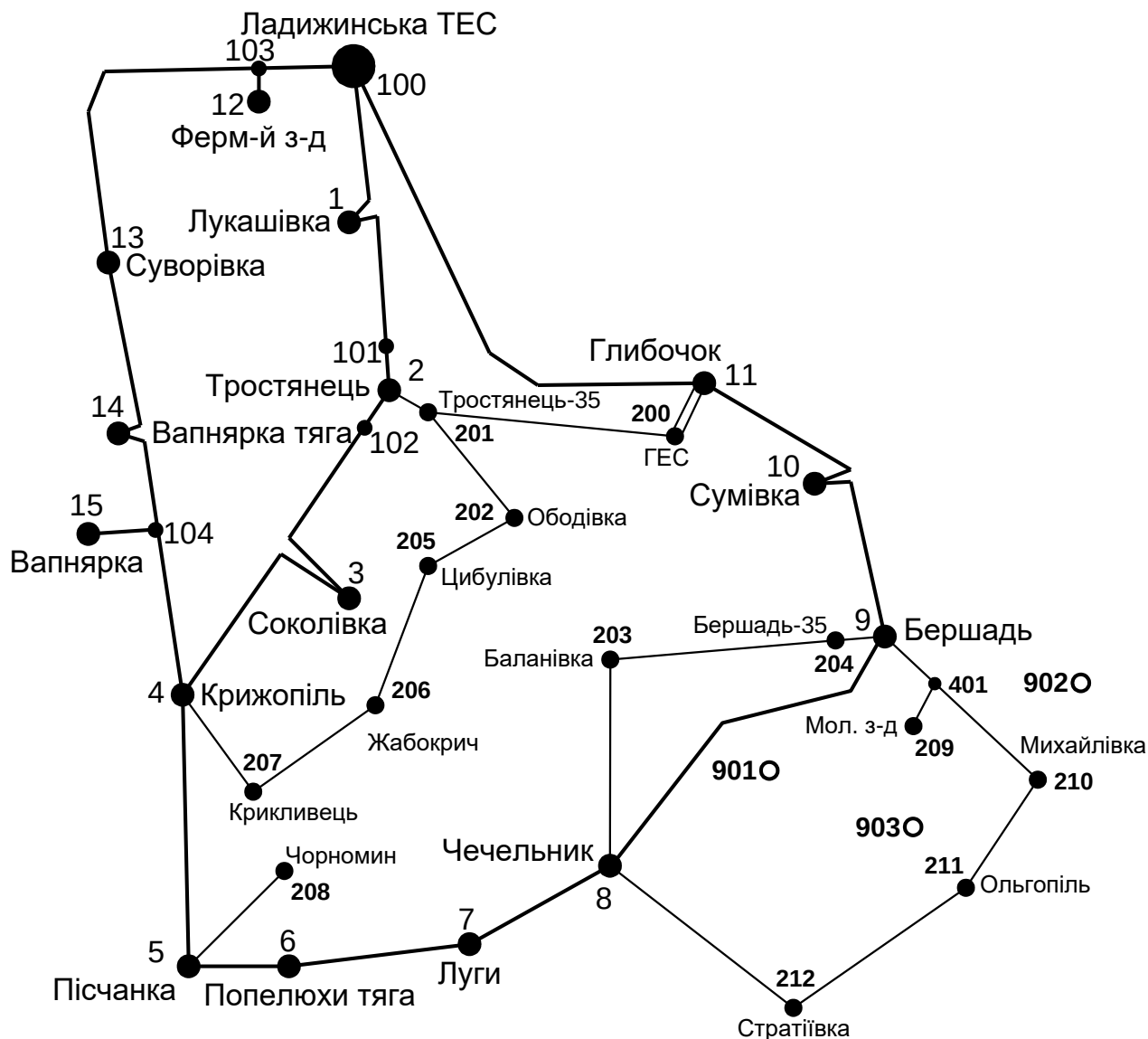


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 142 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (901)	Нова 2 (902)	СЕС 3 (903)
Навантаження, МВт	4,8	3,2	12,5
cos φ	0,9	0,88	1,00
Категорія споживачів	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	97	96	89	96	93	94	98	99	91	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5600.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 104.624 МВт / 916.511 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.790 МВт / 874.160 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.947 МВт / 17.046 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.947 МВт / 17.046 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.531 МВт / 4.648 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.393 МВт / 1.697 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.923 МВт / 6.345 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.870 МВт / 23.391 МЛН.КВТ*Г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-93.224	-57.686	110.000	0.00
1	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	109.073	-0.27
2	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	105.952	-1.17
3	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	103.808	-1.85
4	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	102.794	-2.17
5	ПІЩАНКА	0.000	0.000	101.056	-2.71
6	ПОПЕЛЮХИ ТЯГА	0.000	0.000	100.602	-2.84
7	ЛУТИ	0.000	0.000	101.246	-2.66
8	ЧЕЧЕЛЬНИК	0.000	0.000	101.640	-2.52
9	БЕРШАДЬ	-5.000	-3.000	104.045	-1.72
11	ГЛИВОЧОК	0.000	0.000	106.841	-1.01
10	СУМІВКА	0.000	0.000	105.538	-1.33
12	ФЕРМ З-Д	0.000	0.000	109.614	-0.11
13	СУВОРІВКА	0.000	0.000	105.339	-1.37
14	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	103.717	-1.86
15	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	103.391	-1.97
200	ГЛИВОЧОК ГЕС	-6.400	-3.100	35.477	-2.03
201	ТРОСТЯНЕЦЬ-35	0.000	0.000	34.183	-3.22
202	ОВОДІВКА	0.000	0.000	33.359	-3.73
205	ЦИБУЛІВКА	0.000	0.000	32.888	-4.02
206	ЖАБОКРИЧ	0.000	0.000	32.634	-4.23
207	КРИКЛИВЕЦЬ	0.000	0.000	32.871	-4.17
204	БЕРШАДЬ-35	0.000	0.000	37.348	-6.11
203	БАЛАНІВКА	0.000	0.000	37.037	-6.39
208	ЧОРНОМИН	0.000	0.000	32.693	-4.83
401		0.000	0.000	37.502	-6.01
209	МОЛОКОЗАВОД	0.000	0.000	37.501	-6.01
210	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	37.120	-6.37
211	ОЛЬГОПІЛЬ	0.000	0.000	36.766	-6.56
212	СТРАТІІВКА	0.000	0.000	36.744	-6.58
110		2.310	1.190	10.156	-2.70
21101		0.000	0.000	102.589	-3.30
2351		0.000	0.000	34.337	-3.28
2101		4.930	2.670	9.694	-4.38
21102		0.000	0.000	102.589	-3.30
2352		0.000	0.000	34.337	-3.28
2102		0.000	0.000	9.694	-4.38
310		2.940	1.670	9.516	-5.31
41101		0.000	0.000	100.998	-3.72
4101		4.830	2.600	9.593	-4.36
4351		0.000	0.000	33.802	-3.71
41102		0.000	0.000	100.992	-3.72
4352		0.000	0.000	33.802	-3.71
4102		0.000	0.000	9.594	-4.36
51101		0.000	0.000	98.847	-4.64

5351	0.000	0.000	33.053	-4.61
5101	4.720	2.800	9.426	-4.73
51102	0.000	0.000	98.678	-4.77
5352	0.000	0.000	33.053	-4.61
5102	0.000	0.000	9.426	-4.73
61101	0.000	0.000	98.983	-4.19
6351	0.000	0.000	33.138	-4.19
6101	13.650	8.460	9.372	-5.03
61102	0.000	0.000	98.983	-4.19
6352	0.000	0.000	33.138	-4.19
6102	0.000	0.000	9.373	-5.04
710	2.310	1.190	9.383	-5.49
8110	0.000	0.000	110.906	-6.18
835	0.000	0.000	37.011	-6.44
810	5.980	3.230	10.594	-6.14
91101	0.000	0.000	113.104	-5.88
9351	0.000	0.000	37.759	-5.81
9101	4.300	2.090	10.850	-5.37
91102	0.000	0.000	113.576	-5.40
9352	0.000	0.000	37.759	-5.81
9102	0.000	0.000	10.850	-5.37
1010	3.250	1.850	9.641	-5.05
111101	0.000	0.000	105.935	-2.02
11351	0.000	0.000	35.474	-2.03
11101	3.150	1.850	10.036	-2.81
111102	0.000	0.000	105.936	-2.02
11352	0.000	0.000	35.474	-2.03
11102	0.000	0.000	10.037	-2.81
1210	9.130	4.930	9.746	-2.53
13110	0.000	0.000	100.802	-4.88
1310	2.940	1.670	9.397	-7.03
1335	0.000	0.000	33.747	-4.88
141101	0.000	0.000	102.231	-3.06
14101	13.020	8.060	9.690	-3.82
141102	0.000	0.000	102.231	-3.06
14102	0.000	0.000	9.691	-3.82
1510	2.830	1.610	9.490	-5.32
201101	1.680	0.960	10.619	-4.12
201102	0.000	0.000	10.619	-4.12
202101	1.570	0.810	10.400	-4.41
202102	0.000	0.000	10.400	-4.41
203101	1.150	0.620	11.531	-7.10
203102	0.000	0.000	11.531	-7.10
204101	2.620	1.490	11.628	-6.86
204102	0.000	0.000	11.628	-6.86
20510	1.990	1.190	10.007	-6.35
20610	1.890	1.180	9.930	-6.48
207101	1.260	0.640	10.202	-5.16
207102	0.000	0.000	10.202	-5.16
20810	1.680	0.900	10.022	-6.83
20910	1.570	0.640	11.623	-7.43
210101	1.260	0.640	11.557	-7.14
210102	0.000	0.000	11.557	-7.14
211101	1.470	0.910	11.398	-7.47
211102	0.000	0.000	11.398	-7.47
21210	1.360	0.730	11.369	-7.85
14271	0.000	0.000	24.445	-3.06
14272	0.000	0.000	24.445	-3.06
101	0.000	0.000	106.004	-1.15
102	0.000	0.000	105.915	-1.18
103	0.000	0.000	109.653	-0.10
104	0.000	0.000	103.391	-1.97

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	РК, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	1	26.847	17.088	26.700	16.819	0.146	0.268	0.167	0.928
1	101	24.373	16.057	23.925	15.238	0.446	0.816	0.154	3.089
101	2	23.925	15.704	23.917	15.690	0.008	0.014	0.156	0.053
2	102	18.012	10.603	18.008	10.596	0.004	0.007	0.114	0.038
102	3	18.008	11.032	17.775	10.606	0.232	0.425	0.115	2.139
3	4	14.811	9.271	14.717	9.099	0.094	0.171	0.097	1.034
4	5	15.153	9.706	14.986	9.401	0.166	0.304	0.101	1.777
5	6	8.502	5.580	8.477	5.535	0.025	0.045	0.058	0.466
6	7	-5.252	-3.550	-5.274	-3.590	0.022	0.040	-0.036	-0.660
7	8	-7.601	-4.449	-7.621	-4.485	0.019	0.035	-0.050	-0.404
8	9	-14.727	-8.441	-14.952	-8.853	0.224	0.410	-0.096	-2.457
9	10	-22.896	-13.329	-23.135	-13.674	0.237	0.344	-0.147	-1.511
10	11	-26.412	-15.525	-26.649	-15.868	0.236	0.341	-0.167	-1.315
11	100	-28.998	-16.497	-29.551	-17.508	0.551	1.007	-0.180	-3.175
11	111101	0.897	0.402	0.896	0.383	0.001	0.019	0.005	0.955

111101	11351	-0.323	-0.354	-0.323	-0.354	0.000	0.000	-0.003	-0.025
11351	200	-0.834	-0.917	-0.835	-0.917	0.000	0.000	-0.020	-0.003
200	201	5.561	2.212	5.402	2.020	0.159	0.191	0.097	1.325
201	2351	-0.915	-1.735	-0.920	-1.741	0.006	0.007	-0.033	-0.152
21101	2351	0.461	0.865	0.461	0.865	0.000	0.000	0.006	0.021
2	21101	2.935	2.449	2.928	2.264	0.007	0.184	0.021	3.512
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.363
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.167	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.361
2	21102	2.935	2.449	2.928	2.264	0.007	0.184	0.021	3.512
21102	2352	0.460	0.868	0.460	0.868	0.000	0.000	0.006	0.021
2352	2351	0.460	0.868	0.460	0.868	0.000	0.000	0.016	0.000
201	202	4.622	2.743	4.534	2.637	0.088	0.106	0.091	0.841
202	205	2.950	1.755	2.917	1.716	0.033	0.039	0.059	0.481
205	206	0.910	0.415	0.905	0.408	0.005	0.007	0.018	0.263
206	207	-1.002	-0.873	-1.008	-0.880	0.006	0.007	-0.023	-0.239
207	4351	-2.279	-1.543	-2.331	-1.605	0.052	0.062	-0.048	-0.948
41101	4351	0.598	0.401	0.597	0.401	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.025	1.249	2.023	1.173	0.003	0.076	0.013	1.935
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.778
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.233	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.769
4	41102	5.145	3.263	5.140	3.067	0.005	0.194	0.034	1.940
41102	4352	1.734	1.168	1.733	1.168	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.733	1.168	1.733	1.168	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.292
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.292
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.428
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.427
11351	11352	0.511	0.564	0.511	0.564	0.000	0.000	0.012	0.000
111102	11352	-0.511	-0.564	-0.511	-0.564	0.000	0.000	-0.004	-0.025
11	111102	1.423	0.639	1.422	0.609	0.001	0.030	0.008	0.955
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.063
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.064
9	91101	5.410	3.292	5.391	2.765	0.020	0.525	0.035	4.991
91101	9351	6.793	3.121	6.770	3.121	0.023	0.000	0.038	0.301
9351	9352	-1.761	-1.562	-1.761	-1.562	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.762	1.585	1.761	1.562	0.001	0.023	0.012	0.864
9	91102	7.491	4.700	7.471	4.043	0.020	0.655	0.049	4.496
91102	9102	5.709	2.458	5.701	2.458	0.008	0.000	0.032	0.130
9102	9101	5.701	2.458	5.700	2.458	0.000	0.000	0.330	0.001
91101	9101	-1.402	-0.356	-1.403	-0.369	0.001	0.013	-0.007	-0.427
9351	401	4.556	2.446	4.534	2.413	0.022	0.032	0.079	0.269
401	210	2.953	1.716	2.933	1.680	0.019	0.036	0.052	0.404
210	211	1.662	1.003	1.649	0.988	0.012	0.015	0.030	0.366
211	212	0.166	0.035	0.166	0.035	0.000	0.000	0.003	0.024
212	835	-1.204	-0.727	-1.211	-0.735	0.007	0.008	-0.022	-0.276
8110	835	1.079	0.677	1.079	0.669	0.000	0.007	0.007	0.407
8	8110	7.084	4.527	7.066	3.904	0.018	0.620	0.048	4.511
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.396
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.395
835	203	-0.132	0.006	-0.132	0.006	0.000	0.000	-0.002	-0.029
203	204	-1.294	-0.608	-1.302	-0.619	0.008	0.011	-0.022	-0.329
204	9351	-3.943	-2.217	-3.974	-2.262	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.400
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.400
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.565
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.565
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.402
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.402
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.353	6.831	4.209	0.006	0.144	0.047	1.106
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.493	0.001
61101	6101	6.817	4.390	6.811	4.245	0.006	0.144	0.047	1.113
6	61101	6.832	4.604	6.826	4.371	0.006	0.232	0.047	1.759
6	61102	6.833	4.605	6.827	4.372	0.006	0.232	0.047	1.759
5	51101	2.426	1.519	2.422	1.405	0.004	0.114	0.016	2.421
51101	5351	2.222	1.061	2.218	1.061	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.067	0.511	0.067	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.067	0.000	0.001	-0.003	-0.073
5	51102	4.020	2.593	4.014	2.389	0.006	0.203	0.027	2.607
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118

5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.314	0.000
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.310
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141102	14102	6.520	4.133	6.515	4.010	0.005	0.122	0.044	0.992
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.455	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.044	0.999
14	141101	6.515	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.044	1.577
14	141102	6.516	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.044	1.577
4	104	-7.648	-4.498	-7.677	-4.550	0.029	0.052	-0.050	-0.610
104	14	-10.530	-6.074	-10.551	-6.113	0.021	0.039	-0.068	-0.332
14	13	-23.652	-14.896	-23.892	-15.334	0.239	0.436	-0.155	-1.647
13	103	-26.862	-16.682	-27.571	-17.978	0.706	1.292	-0.173	-4.343
103	100	-36.751	-22.952	-36.826	-23.090	0.075	0.137	-0.228	-0.347
7	710	2.319	1.344	2.309	1.189	0.010	0.154	0.015	3.485
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.042	0.025	0.666
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.622
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.014	0.121	0.042	1.161
5351	208	1.708	1.012	1.693	0.994	0.015	0.018	0.035	0.369
208	20810	1.688	0.981	1.679	0.899	0.009	0.082	0.034	0.913
10	1010	3.268	2.152	3.248	1.849	0.020	0.302	0.021	5.102
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
206	20610	1.902	1.293	1.889	1.179	0.013	0.114	0.041	1.149
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
13	13110	2.959	2.091	2.948	1.824	0.010	0.266	0.020	4.873
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.155	0.020	2.933
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	15	2.853	1.902	2.853	1.902	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.846	2.828	1.609	0.016	0.236	0.019	4.539
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.985
3	310	2.955	1.923	2.938	1.669	0.017	0.253	0.020	4.696
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.004

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.611 МВт / 986.472 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.640 МВт / 942.926 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.087 МВт / 17.650 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.087 МВт / 17.650 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.477 МВт / 4.183 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.439 МВт / 1.895 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.916 МВт / 6.078 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.003 МВт / 23.728 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-88.941	-61.873	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	104.042	-0.27
2	Тростянець	0.000	0.000	100.823	-1.15
3	Соколівка	0.000	0.000	98.653	-1.82
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.638	-2.12
5	Піщанка	0.000	0.000	96.000	-2.54
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	95.611	-2.61
7	Луги	0.000	0.000	96.499	-2.23
8	Чечельник	0.000	0.000	97.013	-2.01
9	Бершадь	-5.000	-3.000	98.256	-1.52
11	Глибочок	0.000	0.000	101.421	-0.93
10	Сумівка	0.000	0.000	99.951	-1.21
12	Ферм З-д	0.000	0.000	104.600	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	100.192	-1.37
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.528	-1.86
15	Вапнярка	0.000	0.000	98.207	-1.96
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	33.678	-2.06
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.345	-3.40
202	Ободівка	0.000	0.000	31.481	-3.95
205	Цибулівка	0.000	0.000	30.990	-4.26
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.741	-4.48
207	Крикливець	0.000	0.000	31.009	-4.39
204	Бершадь-35	0.000	0.000	35.122	-6.32
203	Баланівка	0.000	0.000	34.860	-6.61
208	Чорномин	0.000	0.000	30.930	-4.90
401		0.000	0.000	35.271	-6.21
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.270	-6.21
210	Михайлівка	0.000	0.000	34.897	-6.60
211	Ольгопіль	0.000	0.000	34.569	-6.80
212	Стратіївка	0.000	0.000	34.587	-6.83
110		2.310	1.190	9.660	-2.95
21101		0.000	0.000	97.148	-3.51
2351		0.000	0.000	32.516	-3.48
2101		4.930	2.670	9.167	-4.72

21102	0.000	0.000	97.148	-3.51
2352	0.000	0.000	32.516	-3.48
2102	0.000	0.000	9.167	-4.72
310	2.940	1.670	8.997	-5.67
41101	0.000	0.000	95.707	-3.87
4101	4.830	2.600	9.083	-4.58
4351	0.000	0.000	32.030	-3.85
41102	0.000	0.000	95.701	-3.86
4352	0.000	0.000	32.030	-3.85
4102	0.000	0.000	9.084	-4.58
51101	0.000	0.000	93.652	-4.69
5351	0.000	0.000	31.311	-4.65
5101	4.720	2.800	8.928	-4.79
51102	0.000	0.000	93.475	-4.83
5352	0.000	0.000	31.311	-4.65
5102	0.000	0.000	8.928	-4.79
61101	0.000	0.000	93.895	-4.10
6351	0.000	0.000	31.434	-4.11
6101	13.650	8.460	8.880	-5.04
61102	0.000	0.000	93.895	-4.11
6352	0.000	0.000	31.434	-4.11
6102	0.000	0.000	8.881	-5.05
710	2.310	1.190	8.912	-5.37
8110	0.000	0.000	104.890	-6.26
835	0.000	0.000	34.922	-6.66
810	5.980	3.230	10.018	-6.22
91101	0.000	0.000	106.455	-6.06
9351	0.000	0.000	35.531	-5.99
9101	4.300	2.090	10.211	-5.52
91102	0.000	0.000	106.903	-5.56
9352	0.000	0.000	35.531	-5.99
9102	0.000	0.000	10.211	-5.53
1010	3.250	1.850	9.076	-5.38
111101	0.000	0.000	100.557	-2.04
11351	0.000	0.000	33.675	-2.06
11101	3.150	1.850	9.517	-2.92
111102	0.000	0.000	100.558	-2.04
11352	0.000	0.000	33.675	-2.06
11102	0.000	0.000	9.517	-2.92
1210	9.130	4.930	9.273	-2.78
13110	0.000	0.000	95.323	-5.28
1310	2.940	1.670	8.857	-7.69
1335	0.000	0.000	31.913	-5.28
141101	0.000	0.000	96.954	-3.20
14101	13.020	8.060	9.180	-4.04
141102	0.000	0.000	96.954	-3.20
14102	0.000	0.000	9.181	-4.04
1510	2.830	1.610	8.969	-5.70
201101	1.680	0.960	10.034	-4.40
201102	0.000	0.000	10.034	-4.40
202101	1.570	0.810	9.805	-4.72
202102	0.000	0.000	9.805	-4.72
203101	1.150	0.620	10.840	-7.42
203102	0.000	0.000	10.840	-7.42
204101	2.620	1.490	10.921	-7.17
204102	0.000	0.000	10.921	-7.17
20510	1.990	1.190	9.388	-6.90
20610	1.890	1.180	9.313	-7.02
207101	1.260	0.640	9.609	-5.51
207102	0.000	0.000	9.609	-5.51
20810	1.680	0.900	9.452	-7.14
20910	1.570	0.640	10.910	-7.82
210101	1.260	0.640	10.851	-7.48
210102	0.000	0.000	10.851	-7.48
211101	1.470	0.910	10.697	-7.84
211102	0.000	0.000	10.697	-7.84
21210	1.360	0.730	10.679	-8.26
14271	0.000	0.000	23.184	-3.20
14272	0.000	0.000	23.184	-3.20
101	0.000	0.000	100.877	-1.14
102	0.000	0.000	100.786	-1.17

103	0.000	0.000	104.640	-0.10
104	0.000	0.000	98.208	-1.96
901	4.710	2.280	97.414	-1.79
903	-12.270	0.000	97.878	-1.53
902	3.140	1.700	98.198	-1.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.390	17.467	25.238	17.191	0.151	0.276	0.169	0.959
1	101	22.911	16.364	22.453	15.527	0.456	0.834	0.156	3.184
101	2	22.453	15.948	22.445	15.934	0.008	0.014	0.157	0.054
2	102	16.564	10.655	16.560	10.648	0.004	0.007	0.113	0.038
102	3	16.560	11.043	16.331	10.625	0.228	0.417	0.114	2.161
3	4	13.366	9.203	13.276	9.039	0.089	0.164	0.095	1.032
4	5	12.147	9.455	12.012	9.208	0.135	0.246	0.091	1.666
5	6	5.527	5.308	5.511	5.279	0.016	0.029	0.046	0.395
6	7	-8.215	-3.903	-8.265	-3.995	0.050	0.091	-0.055	-0.914
7	8	-10.592	-4.915	-10.629	-4.983	0.037	0.068	-0.070	-0.528
8	9	-7.686	-3.944	-7.750	-4.061	0.064	0.117	-0.051	-1.268
9	10	-21.399	-16.504	-21.677	-16.907	0.277	0.401	-0.159	-1.708
10	11	-24.956	-18.827	-25.231	-19.225	0.274	0.396	-0.180	-1.478
11	100	-27.545	-19.792	-28.180	-20.952	0.632	1.156	-0.193	-3.593
11	111101	0.884	0.362	0.883	0.342	0.001	0.020	0.005	0.913
111101	11351	-0.336	-0.398	-0.336	-0.398	0.000	0.000	-0.003	-0.028
11351	200	-0.867	-1.030	-0.868	-1.030	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.528	2.096	5.355	1.888	0.172	0.207	0.101	1.368
201	2351	-0.889	-1.875	-0.897	-1.884	0.007	0.009	-0.037	-0.168
21101	2351	0.450	0.936	0.449	0.936	0.001	0.000	0.006	0.021
2	21101	2.925	2.554	2.917	2.343	0.008	0.210	0.022	3.837
21101	2101	2.467	1.407	2.463	1.336	0.005	0.070	0.017	1.453
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.176	-0.000
21102	2102	2.469	1.403	2.464	1.332	0.005	0.070	0.017	1.451
2	21102	2.925	2.554	2.917	2.343	0.008	0.210	0.022	3.837
21102	2352	0.448	0.940	0.448	0.940	0.001	0.000	0.006	0.021
2352	2351	0.448	0.940	0.448	0.940	0.000	0.000	0.018	0.000
201	202	4.552	2.749	4.455	2.633	0.096	0.115	0.095	0.882
202	205	2.872	1.753	2.837	1.710	0.035	0.042	0.062	0.502
205	206	0.828	0.391	0.823	0.385	0.005	0.006	0.017	0.257
206	207	-1.084	-0.913	-1.092	-0.922	0.008	0.010	-0.027	-0.270
207	4351	-2.363	-1.589	-2.425	-1.664	0.062	0.075	-0.053	-1.040
41101	4351	0.625	0.418	0.624	0.418	0.000	0.000	0.005	0.033
4	41101	2.053	1.280	2.050	1.192	0.003	0.087	0.014	2.082
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.751	0.002	0.024	0.010	0.826
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.246	-0.000
41102	4102	3.406	1.905	3.404	1.848	0.002	0.057	0.024	0.816
4	41102	5.214	3.343	5.208	3.119	0.006	0.223	0.037	2.088
41102	4352	1.802	1.214	1.801	1.214	0.001	0.000	0.013	0.027
4352	4351	1.801	1.214	1.801	1.214	0.000	0.000	0.039	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.485
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.042	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.485
202	202101	0.612	0.321	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.312
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.064	-0.000
202	202102	0.960	0.518	0.958	0.500	0.002	0.017	0.020	0.312
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.017	0.455
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.056	-0.000
201	201102	0.842	0.501	0.840	0.480	0.002	0.021	0.017	0.455
11351	11352	0.531	0.633	0.531	0.633	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.531	-0.633	-0.531	-0.633	0.000	0.000	-0.005	-0.027
11	111102	1.403	0.576	1.402	0.544	0.001	0.032	0.009	0.912
111102	11102	1.933	1.177	1.931	1.135	0.003	0.042	0.013	1.124
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.136	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.125
9	91101	5.246	3.168	5.225	2.615	0.021	0.551	0.036	5.065
91101	9351	6.539	2.909	6.515	2.909	0.024	0.000	0.039	0.308
9351	9352	-1.649	-1.435	-1.649	-1.435	0.000	0.000	-0.035	-0.000
91102	9352	1.651	1.458	1.649	1.435	0.001	0.023	0.012	0.848

9	91102	7.293	4.551	7.272	3.855	0.021	0.694	0.050	4.589
91102	9102	5.621	2.396	5.612	2.396	0.009	0.000	0.033	0.136
9102	9101	5.612	2.396	5.612	2.396	0.000	0.000	0.344	0.001
91101	9101	-1.314	-0.294	-1.315	-0.308	0.001	0.013	-0.007	-0.399
9351	401	4.382	2.289	4.359	2.256	0.023	0.034	0.080	0.273
401	210	2.778	1.553	2.759	1.518	0.019	0.035	0.052	0.398
210	211	1.488	0.839	1.477	0.826	0.011	0.013	0.028	0.341
211	212	-0.006	-0.130	-0.006	-0.131	0.000	0.000	0.002	-0.016
212	835	-1.376	-0.899	-1.386	-0.912	0.011	0.013	-0.027	-0.345
8110	835	1.444	1.058	1.443	1.042	0.001	0.016	0.010	0.654
8	8110	7.455	5.071	7.431	4.286	0.023	0.783	0.054	5.202
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.423
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.035	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.423
835	203	0.056	0.194	0.056	0.193	0.000	0.000	0.003	0.059
203	204	-1.105	-0.426	-1.111	-0.435	0.006	0.009	-0.020	-0.280
204	9351	-3.751	-2.032	-3.782	-2.078	0.031	0.046	-0.070	-0.429
204	204101	1.312	0.772	1.309	0.745	0.003	0.027	0.025	0.429
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.079	-0.000
204	204102	1.312	0.771	1.309	0.744	0.003	0.027	0.025	0.428
211	211101	0.737	0.475	0.734	0.455	0.003	0.020	0.015	0.606
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.047	-0.000
211	211102	0.738	0.475	0.735	0.455	0.003	0.020	0.015	0.606
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.018	0.016	0.431
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.024	-0.000
210	210102	0.404	0.197	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.431
9	903	2.933	7.335	2.922	7.306	0.010	0.029	0.046	0.378
903	901	15.185	7.599	15.147	7.494	0.037	0.105	0.100	0.477
901	8	10.440	5.499	10.418	5.437	0.022	0.062	0.070	0.413
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.370	6.831	4.209	0.006	0.160	0.050	1.168
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.521	0.001
61101	6101	6.818	4.406	6.811	4.245	0.006	0.160	0.050	1.175
6	61101	6.833	4.647	6.827	4.388	0.006	0.258	0.050	1.857
6	61102	6.834	4.648	6.828	4.388	0.006	0.259	0.050	1.857
51102	5352	-0.510	-0.062	-0.511	-0.063	0.000	0.002	-0.003	-0.075
5352	5351	-0.511	-0.063	-0.511	-0.063	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.224	1.069	2.221	1.069	0.004	0.000	0.015	0.120
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.341	0.000	0.001	0.002	0.325
5101	5102	-4.518	-2.458	-4.518	-2.458	0.000	0.000	-0.332	-0.000
51102	5102	4.526	2.458	4.518	2.458	0.008	0.000	0.032	0.125
5	51102	4.023	2.624	4.016	2.396	0.007	0.227	0.029	2.763
5	51101	2.428	1.539	2.424	1.412	0.005	0.127	0.017	2.568
141101	14101	6.502	4.181	6.497	4.045	0.005	0.136	0.046	1.060
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.480	-0.001
141102	14102	6.521	4.147	6.515	4.010	0.005	0.136	0.046	1.053
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.516	4.385	6.511	4.164	0.005	0.220	0.046	1.673
14	141102	6.517	4.385	6.512	4.164	0.005	0.220	0.046	1.673
4	104	-6.175	-4.479	-6.199	-4.522	0.024	0.043	-0.045	-0.578
104	14	-9.053	-6.105	-9.072	-6.141	0.019	0.035	-0.064	-0.326
14	13	-22.168	-14.988	-22.412	-15.433	0.242	0.443	-0.157	-1.687
13	103	-25.383	-16.905	-26.112	-18.238	0.726	1.328	-0.175	-4.477
103	100	-35.292	-23.309	-35.371	-23.454	0.079	0.144	-0.233	-0.360
15	1510	2.846	1.875	2.828	1.609	0.018	0.264	0.020	4.841
209	20910	1.575	0.694	1.569	0.640	0.006	0.055	0.028	0.669
212	21210	1.364	0.777	1.359	0.730	0.005	0.047	0.026	0.714
9	902	3.139	1.358	3.138	1.356	0.001	0.003	0.020	0.060
205	20510	2.004	1.328	1.989	1.189	0.015	0.138	0.045	1.250
7	710	2.320	1.361	2.309	1.189	0.011	0.171	0.016	3.658
8110	810	5.988	3.228	5.976	3.228	0.011	0.000	0.037	0.145
5351	208	1.710	1.023	1.694	1.003	0.016	0.020	0.037	0.391
208	20810	1.689	0.992	1.679	0.899	0.010	0.092	0.037	0.974
206	20610	1.903	1.309	1.889	1.179	0.014	0.129	0.043	1.237
10	1010	3.271	2.191	3.248	1.849	0.023	0.341	0.023	5.459
401	209	1.581	0.731	1.581	0.731	0.000	0.000	0.028	0.001
104	15	2.854	1.925	2.854	1.925	0.000	0.000	0.020	0.000

103	12	9.180	5.679	9.177	5.675	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.157
13	13110	2.961	2.144	2.950	1.844	0.011	0.299	0.021	5.243
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.950	1.844	2.938	1.669	0.011	0.174	0.021	3.154
3	310	2.957	1.954	2.938	1.669	0.019	0.284	0.021	5.005
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.179

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 113.244 МВт / 992.019 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.640 МВт / 942.926 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.708 МВт / 20.335 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.708 МВт / 20.335 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.424 МВт / 3.713 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.501 МВт / 2.163 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.925 МВт / 5.877 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.633 МВт / 26.211 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-89.574	-64.902	100.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	98.963	-0.29
2	Тростянець	0.000	0.000	95.481	-1.26
3	Соколівка	0.000	0.000	93.137	-1.98
4	Крижопіль	0.000	0.000	92.043	-2.32
5	Піщанка	0.000	0.000	90.266	-2.79
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	89.841	-2.87
7	Луги	0.000	0.000	90.777	-2.43
8	Чечельник	0.000	0.000	91.325	-2.18
9	Вершадь	-5.000	-3.000	92.666	-1.63
11	Глибочок	0.000	0.000	96.101	-1.01
10	Сумівка	0.000	0.000	94.507	-1.30
12	Ферм З-д	0.000	0.000	99.570	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	94.809	-1.50
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	93.018	-2.04
15	Вапнярка	0.000	0.000	92.668	-2.15
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	31.864	-2.27
201	Тростянець-35	0.000	0.000	30.443	-3.78
202	Ободівка	0.000	0.000	29.515	-4.39
205	Цибулівка	0.000	0.000	28.986	-4.74
206	Жабокрич	0.000	0.000	28.717	-4.98
207	Крикливець	0.000	0.000	29.006	-4.88
204	Вершадь-35	0.000	0.000	32.809	-7.09
203	Баланівка	0.000	0.000	32.526	-7.42
208	Чорномин	0.000	0.000	28.917	-5.47
401		0.000	0.000	32.969	-6.96
209	Молокозавод	0.000	0.000	32.968	-6.96
210	Михайлівка	0.000	0.000	32.566	-7.40
211	Ольгопіль	0.000	0.000	32.212	-7.64
212	Стратіївка	0.000	0.000	32.231	-7.66
110		2.310	1.190	9.157	-3.26
21101		0.000	0.000	91.515	-3.90
2351		0.000	0.000	30.629	-3.87
2101		4.930	2.670	8.620	-5.27
21102		0.000	0.000	91.515	-3.90
2352		0.000	0.000	30.629	-3.87
2102		0.000	0.000	8.620	-5.27
310		2.940	1.670	8.437	-6.34
41101		0.000	0.000	89.962	-4.30
4101		4.830	2.600	8.529	-5.11
4351		0.000	0.000	30.105	-4.28
41102		0.000	0.000	89.955	-4.29
4352		0.000	0.000	30.105	-4.28
4102		0.000	0.000	8.530	-5.11

51101	0.000	0.000	87.734	-5.23
5351	0.000	0.000	29.327	-5.19
5101	4.720	2.800	8.360	-5.34
51102	0.000	0.000	87.549	-5.39
5352	0.000	0.000	29.327	-5.19
5102	0.000	0.000	8.360	-5.34
61101	0.000	0.000	87.996	-4.56
6351	0.000	0.000	29.460	-4.56
6101	13.650	8.460	8.308	-5.63
61102	0.000	0.000	87.996	-4.56
6352	0.000	0.000	29.460	-4.56
6102	0.000	0.000	8.309	-5.63
710	2.310	1.190	8.341	-5.99
8110	0.000	0.000	97.981	-7.02
835	0.000	0.000	32.592	-7.47
810	5.980	3.230	9.356	-6.97
91101	0.000	0.000	99.660	-6.79
9351	0.000	0.000	33.248	-6.70
9101	4.300	2.090	9.564	-6.18
91102	0.000	0.000	100.148	-6.21
9352	0.000	0.000	33.248	-6.70
9102	0.000	0.000	9.564	-6.18
1010	3.250	1.850	8.520	-6.00
111101	0.000	0.000	95.138	-2.25
11351	0.000	0.000	31.861	-2.27
11101	3.150	1.850	8.992	-3.24
111102	0.000	0.000	95.139	-2.25
11352	0.000	0.000	31.861	-2.27
11102	0.000	0.000	8.993	-3.24
1210	9.130	4.930	8.798	-3.08
13110	0.000	0.000	89.531	-5.89
1310	2.940	1.670	8.284	-8.64
1335	0.000	0.000	29.974	-5.89
141101	0.000	0.000	91.337	-3.54
14101	13.020	8.060	8.637	-4.49
141102	0.000	0.000	91.336	-3.54
14102	0.000	0.000	8.638	-4.49
1510	2.830	1.610	8.408	-6.37
201101	1.680	0.960	9.427	-4.91
201102	0.000	0.000	9.427	-4.91
202101	1.570	0.810	9.181	-5.27
202102	0.000	0.000	9.181	-5.27
203101	1.150	0.620	10.098	-8.34
203102	0.000	0.000	10.098	-8.34
204101	2.620	1.490	10.186	-8.06
204102	0.000	0.000	10.186	-8.06
20510	1.990	1.190	8.730	-7.78
20610	1.890	1.180	8.648	-7.91
207101	1.260	0.640	8.969	-6.17
207102	0.000	0.000	8.969	-6.17
20810	1.680	0.900	8.798	-8.04
20910	1.570	0.640	10.174	-8.81
210101	1.260	0.640	10.110	-8.41
210102	0.000	0.000	10.110	-8.41
211101	1.470	0.910	9.943	-8.83
211102	0.000	0.000	9.944	-8.83
21210	1.360	0.730	9.923	-9.32
14271	0.000	0.000	21.840	-3.54
14272	0.000	0.000	21.840	-3.54
101	0.000	0.000	95.539	-1.24
102	0.000	0.000	95.441	-1.27
103	0.000	0.000	99.613	-0.11
104	0.000	0.000	92.668	-2.15
901	4.710	2.280	91.756	-1.94
903	-12.270	0.000	92.255	-1.64
902	3.140	1.700	92.603	-1.68

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.570	18.330	25.396	18.012	0.173	0.317	0.181	1.038
1	101	23.069	17.120	22.542	16.157	0.525	0.960	0.167	3.445
101	2	22.542	16.535	22.533	16.518	0.009	0.016	0.169	0.059
2	102	16.632	11.128	16.627	11.120	0.005	0.008	0.121	0.041
102	3	16.627	11.474	16.365	10.993	0.262	0.479	0.122	2.336
3	4	13.398	9.475	13.295	9.286	0.103	0.188	0.102	1.113
4	5	12.188	9.802	12.031	9.514	0.157	0.286	0.098	1.809

5	6	5.543	5.515	5.524	5.481	0.018	0.034	0.050	0.431
6	7	-8.198	-3.834	-8.254	-3.937	0.056	0.102	-0.058	-0.967
7	8	-10.582	-4.932	-10.624	-5.009	0.042	0.076	-0.074	-0.563
8	9	-7.697	-4.063	-7.770	-4.197	0.073	0.133	-0.055	-1.369
9	10	-21.437	-17.236	-21.761	-17.705	0.322	0.467	-0.171	-1.855
10	11	-25.042	-19.700	-25.362	-20.163	0.318	0.461	-0.194	-1.604
11	100	-27.698	-20.827	-28.436	-22.176	0.735	1.344	-0.208	-3.914
11	111101	0.894	0.385	0.893	0.362	0.001	0.023	0.006	1.022
111101	11351	-0.327	-0.381	-0.327	-0.381	0.000	0.000	-0.003	-0.028
11351	200	-0.844	-0.987	-0.844	-0.987	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.552	2.136	5.357	1.901	0.195	0.234	0.108	1.462
201	2351	-0.907	-1.923	-0.916	-1.933	0.009	0.010	-0.040	-0.182
21101	2351	0.459	0.961	0.458	0.961	0.001	0.000	0.007	0.023
2	21101	2.936	2.619	2.927	2.377	0.009	0.241	0.024	4.156
21101	2101	2.468	1.416	2.463	1.336	0.005	0.080	0.018	1.565
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.187	-0.000
21102	2102	2.469	1.412	2.464	1.332	0.005	0.080	0.018	1.562
2	21102	2.936	2.619	2.927	2.377	0.009	0.241	0.024	4.156
21102	2352	0.458	0.965	0.457	0.965	0.001	0.000	0.007	0.023
2352	2351	0.457	0.965	0.457	0.965	0.000	0.000	0.020	0.000
201	202	4.571	2.805	4.460	2.672	0.110	0.132	0.102	0.949
202	205	2.878	1.793	2.837	1.744	0.041	0.049	0.066	0.541
205	206	0.827	0.402	0.821	0.395	0.006	0.007	0.018	0.278
206	207	-1.089	-0.925	-1.098	-0.936	0.009	0.011	-0.029	-0.292
207	4351	-2.368	-1.609	-2.440	-1.696	0.072	0.086	-0.057	-1.120
41101	4351	0.629	0.428	0.629	0.428	0.000	0.000	0.005	0.035
4	41101	2.058	1.305	2.054	1.205	0.004	0.099	0.015	2.259
41101	4101	1.425	0.778	1.423	0.751	0.002	0.027	0.010	0.891
4101	4102	-3.404	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.262	-0.000
41102	4102	3.407	1.913	3.404	1.848	0.003	0.065	0.025	0.881
4	41102	5.226	3.408	5.219	3.152	0.007	0.254	0.039	2.265
41102	4352	1.813	1.240	1.812	1.240	0.001	0.000	0.014	0.028
4352	4351	1.812	1.240	1.812	1.240	0.000	0.000	0.042	0.000
207	207101	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.526
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.045	-0.000
207	207102	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.526
202	202101	0.613	0.322	0.611	0.309	0.001	0.013	0.014	0.338
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.068	-0.000
202	202102	0.960	0.520	0.958	0.500	0.002	0.020	0.021	0.337
201	201101	0.842	0.504	0.839	0.480	0.003	0.024	0.019	0.489
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.059	-0.000
201	201102	0.842	0.503	0.840	0.480	0.003	0.024	0.019	0.489
11351	11352	0.517	0.606	0.517	0.606	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.517	-0.606	-0.517	-0.606	0.000	0.000	-0.005	-0.027
11	111102	1.419	0.612	1.417	0.576	0.001	0.037	0.009	1.021
111102	11102	1.934	1.182	1.931	1.135	0.003	0.047	0.014	1.198
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.144	0.000
111101	11101	1.219	0.743	1.217	0.714	0.002	0.029	0.009	1.199
9	91101	5.258	3.270	5.235	2.635	0.024	0.633	0.039	5.543
91101	9351	6.554	2.940	6.527	2.940	0.027	0.000	0.042	0.327
9351	9352	-1.653	-1.454	-1.653	-1.454	0.000	0.000	-0.038	-0.000
91102	9352	1.655	1.480	1.653	1.454	0.001	0.026	0.013	0.926
9	91102	7.307	4.688	7.283	3.890	0.024	0.795	0.054	5.016
91102	9102	5.628	2.409	5.618	2.409	0.010	0.000	0.035	0.145
9102	9101	5.618	2.409	5.618	2.409	0.000	0.000	0.368	0.001
91101	9101	-1.319	-0.305	-1.320	-0.321	0.001	0.015	-0.008	-0.449
9351	401	4.392	2.319	4.365	2.280	0.027	0.039	0.086	0.295
401	210	2.784	1.570	2.762	1.530	0.022	0.040	0.056	0.431
210	211	1.491	0.849	1.478	0.833	0.013	0.015	0.030	0.368
211	212	-0.004	-0.129	-0.004	-0.129	0.000	0.000	0.002	-0.017
212	835	-1.375	-0.906	-1.387	-0.921	0.012	0.015	-0.029	-0.372
8110	835	1.442	1.076	1.441	1.058	0.001	0.018	0.011	0.719
8	8110	7.458	5.207	7.431	4.304	0.027	0.899	0.057	5.682
203	203101	0.577	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.462
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.037	-0.000
203	203102	0.577	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.012	0.462
835	203	0.054	0.193	0.054	0.192	0.000	0.000	0.004	0.062
203	204	-1.107	-0.433	-1.114	-0.443	0.007	0.010	-0.021	-0.304
204	9351	-3.752	-2.042	-3.789	-2.094	0.036	0.052	-0.075	-0.462
204	204101	1.312	0.777	1.309	0.745	0.003	0.031	0.027	0.468
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.085	-0.000
204	204102	1.313	0.776	1.309	0.744	0.003	0.031	0.027	0.467
211	211101	0.738	0.479	0.734	0.455	0.003	0.024	0.016	0.662
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.050	-0.000
211	211102	0.738	0.478	0.735	0.455	0.003	0.024	0.016	0.662
210	210101	0.859	0.472	0.857	0.451	0.002	0.021	0.017	0.471
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.025	-0.000
210	210102	0.404	0.198	0.402	0.188	0.002	0.009	0.008	0.471
9	903	2.928	7.547	2.916	7.513	0.012	0.034	0.050	0.411
903	901	15.178	7.774	15.135	7.654	0.042	0.119	0.107	0.514

901	8	10.428	5.627	10.403	5.556	0.025	0.071	0.074	0.445
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.838	4.393	6.831	4.209	0.007	0.183	0.053	1.264
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.557	0.001
61101	6101	6.818	4.429	6.811	4.245	0.007	0.183	0.053	1.272
6	61101	6.835	4.707	6.828	4.411	0.007	0.295	0.053	2.011
6	61102	6.836	4.708	6.829	4.411	0.007	0.295	0.053	2.011
51102	5352	-0.510	-0.056	-0.510	-0.058	0.000	0.002	-0.003	-0.079
5352	5351	-0.510	-0.058	-0.510	-0.058	0.000	0.000	-0.010	-0.000
51101	5351	2.228	1.082	2.224	1.082	0.004	0.000	0.016	0.128
51101	5101	0.198	0.339	0.198	0.337	0.000	0.002	0.003	0.345
5101	5102	-4.519	-2.461	-4.519	-2.461	0.000	0.000	-0.355	-0.001
51102	5102	4.529	2.461	4.519	2.461	0.009	0.000	0.034	0.133
5	51102	4.026	2.665	4.019	2.405	0.008	0.259	0.031	2.998
5	51101	2.432	1.567	2.426	1.421	0.005	0.145	0.018	2.790
141101	14101	6.503	4.199	6.497	4.045	0.006	0.154	0.049	1.138
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.516	-4.010	0.000	0.000	-0.510	-0.001
141102	14102	6.521	4.165	6.516	4.010	0.006	0.154	0.049	1.130
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.001	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.518	4.431	6.512	4.182	0.006	0.248	0.049	1.797
14	141102	6.519	4.431	6.513	4.182	0.006	0.248	0.049	1.797
4	104	-6.211	-4.730	-6.239	-4.781	0.028	0.051	-0.049	-0.635
104	14	-9.094	-6.433	-9.117	-6.474	0.022	0.041	-0.069	-0.356
14	13	-22.209	-15.406	-22.487	-15.915	0.277	0.507	-0.167	-1.818
13	103	-25.461	-17.525	-26.298	-19.055	0.833	1.524	-0.188	-4.836
103	100	-35.478	-24.232	-35.568	-24.396	0.090	0.164	-0.249	-0.388
15	1510	2.848	1.911	2.828	1.609	0.020	0.301	0.021	5.239
209	20910	1.576	0.703	1.569	0.640	0.007	0.063	0.030	0.734
212	21210	1.365	0.784	1.359	0.730	0.006	0.055	0.028	0.784
9	902	3.139	1.397	3.138	1.394	0.001	0.003	0.021	0.064
205	20510	2.007	1.349	1.989	1.189	0.018	0.159	0.048	1.365
7	710	2.322	1.385	2.309	1.189	0.013	0.195	0.017	3.966
8110	810	5.989	3.228	5.976	3.228	0.013	0.000	0.040	0.154
5351	208	1.714	1.039	1.695	1.016	0.019	0.023	0.039	0.422
208	20810	1.691	1.006	1.679	0.899	0.012	0.106	0.039	1.065
206	20610	1.906	1.330	1.889	1.179	0.017	0.150	0.047	1.352
10	1010	3.274	2.237	3.248	1.849	0.026	0.387	0.024	5.893
401	209	1.581	0.734	1.581	0.734	0.000	0.000	0.030	0.001
104	15	2.855	1.956	2.855	1.956	0.000	0.000	0.022	0.000
103	12	9.181	5.728	9.177	5.724	0.003	0.004	0.063	0.043
12	1210	9.154	5.571	9.124	4.927	0.029	0.641	0.062	3.354
13	13110	2.965	2.213	2.951	1.869	0.013	0.342	0.022	5.718
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.951	1.869	2.938	1.669	0.013	0.199	0.022	3.436
3	310	2.960	1.993	2.938	1.669	0.021	0.322	0.022	5.414
1	110	2.319	1.352	2.309	1.189	0.011	0.162	0.016	3.381

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.116 МВт / 982.136 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.640 МВт / 942.926 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г

Втрати к.х. в трансформаторах: 0.533 МВт / 4.672 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.389 МВт / 1.679 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 6.351 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.511 МВт / 21.850 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-88.446	-59.237	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.110	-0.25
2	Тростянець	0.000	0.000	106.117	-1.06
3	Соколівка	0.000	0.000	104.096	-1.67
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.149	-1.94
5	Піщанка	0.000	0.000	101.629	-2.33
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.269	-2.40
7	Луги	0.000	0.000	102.115	-2.06
8	Чечельник	0.000	0.000	102.601	-1.86
9	Вершадь	-5.000	-3.000	103.760	-1.41
11	Глибочок	0.000	0.000	106.693	-0.87
10	Сумівка	0.000	0.000	105.331	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.625	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.520	-1.26
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.966	-1.71
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.671	-1.80
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.470	-1.87
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.212	-3.08
202	Ободівка	0.000	0.000	33.403	-3.57
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.944	-3.85
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.712	-4.05
207	Крикливець	0.000	0.000	32.962	-3.97
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.371	-5.69
203	Баланівка	0.000	0.000	37.127	-5.95
208	Чорномин	0.000	0.000	32.893	-4.43
401		0.000	0.000	37.511	-5.59
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.510	-5.59
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.161	-5.93
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.854	-6.12
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.872	-6.14
110		2.310	1.190	10.160	-2.68
21101		0.000	0.000	102.688	-3.18
2351		0.000	0.000	34.371	-3.15
2101		4.930	2.670	9.704	-4.26
21102		0.000	0.000	102.688	-3.18
2352		0.000	0.000	34.371	-3.15
2102		0.000	0.000	9.704	-4.26
310		2.940	1.670	9.545	-5.11
41101		0.000	0.000	101.344	-3.50
4101		4.830	2.600	9.627	-4.14
4351		0.000	0.000	33.918	-3.49
41102		0.000	0.000	101.338	-3.50
4352		0.000	0.000	33.918	-3.49
4102		0.000	0.000	9.627	-4.14

51101	0.000	0.000	99.434	-4.24
5351	0.000	0.000	33.249	-4.21
5101	4.720	2.800	9.482	-4.33
51102	0.000	0.000	99.266	-4.37
5352	0.000	0.000	33.249	-4.21
5102	0.000	0.000	9.483	-4.33
61101	0.000	0.000	99.662	-3.72
6351	0.000	0.000	33.365	-3.72
6101	13.650	8.460	9.438	-4.56
61102	0.000	0.000	99.662	-3.72
6352	0.000	0.000	33.365	-3.72
6102	0.000	0.000	9.438	-4.56
710	2.310	1.190	9.469	-4.85
8110	0.000	0.000	111.610	-5.64
835	0.000	0.000	37.186	-5.99
810	5.980	3.230	10.661	-5.60
91101	0.000	0.000	113.077	-5.46
9351	0.000	0.000	37.754	-5.39
9101	4.300	2.090	10.842	-4.98
91102	0.000	0.000	113.491	-5.01
9352	0.000	0.000	37.754	-5.39
9102	0.000	0.000	10.842	-4.98
1010	3.250	1.850	9.620	-4.85
111101	0.000	0.000	105.911	-1.85
11351	0.000	0.000	35.467	-1.87
11101	3.150	1.850	10.034	-2.65
111102	0.000	0.000	105.912	-1.86
11352	0.000	0.000	35.467	-1.87
11102	0.000	0.000	10.034	-2.65
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	100.993	-4.76
1310	2.940	1.670	9.415	-6.90
1335	0.000	0.000	33.811	-4.76
141101	0.000	0.000	102.484	-2.91
14101	13.020	8.060	9.715	-3.66
141102	0.000	0.000	102.484	-2.91
14102	0.000	0.000	9.715	-3.66
1510	2.830	1.610	9.518	-5.13
201101	1.680	0.960	10.628	-3.98
201102	0.000	0.000	10.628	-3.98
202101	1.570	0.810	10.414	-4.26
202102	0.000	0.000	10.414	-4.26
203101	1.150	0.620	11.560	-6.66
203102	0.000	0.000	11.560	-6.66
204101	2.620	1.490	11.635	-6.44
204102	0.000	0.000	11.635	-6.44
20510	1.990	1.190	10.025	-6.18
20610	1.890	1.180	9.956	-6.28
207101	1.260	0.640	10.231	-4.96
207102	0.000	0.000	10.231	-4.96
20810	1.680	0.900	10.086	-6.40
20910	1.570	0.640	11.626	-7.01
210101	1.260	0.640	11.570	-6.71
210102	0.000	0.000	11.570	-6.71
211101	1.470	0.910	11.426	-7.03
211102	0.000	0.000	11.426	-7.03
21210	1.360	0.730	11.409	-7.39
14271	0.000	0.000	24.506	-2.91
14272	0.000	0.000	24.506	-2.91
101	0.000	0.000	106.167	-1.05
102	0.000	0.000	106.082	-1.07
103	0.000	0.000	109.664	-0.10
104	0.000	0.000	103.671	-1.80
901	4.710	2.280	102.976	-1.66
903	-12.270	0.000	103.410	-1.42
902	3.140	1.700	103.706	-1.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.249	16.714	25.116	16.470	0.133	0.242	0.159	0.891
1	101	22.789	15.709	22.386	14.973	0.401	0.733	0.146	2.960
101	2	22.386	15.440	22.379	15.427	0.007	0.013	0.148	0.051
2	102	16.512	10.235	16.508	10.229	0.004	0.006	0.106	0.035
102	3	16.508	10.667	16.307	10.299	0.201	0.367	0.107	2.011
3	4	13.343	8.969	13.264	8.824	0.079	0.144	0.089	0.963
4	5	12.118	9.152	12.000	8.937	0.117	0.215	0.085	1.545

5	6	5.516	5.124	5.502	5.099	0.013	0.025	0.043	0.364
6	7	-8.228	-3.973	-8.273	-4.055	0.045	0.082	-0.052	-0.869
7	8	-10.600	-4.903	-10.633	-4.964	0.033	0.060	-0.066	-0.498
8	9	-7.677	-3.839	-7.733	-3.942	0.056	0.103	-0.048	-1.181
9	10	-21.372	-15.851	-21.613	-16.201	0.241	0.348	-0.148	-1.582
10	11	-24.891	-18.054	-25.130	-18.401	0.238	0.345	-0.168	-1.371
11	100	-27.427	-18.879	-27.980	-19.889	0.550	1.006	-0.180	-3.319
11	111101	0.876	0.343	0.876	0.326	0.001	0.018	0.005	0.826
111101	11351	-0.343	-0.411	-0.343	-0.411	0.000	0.000	-0.003	-0.027
11351	200	-0.887	-1.065	-0.887	-1.065	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.509	2.064	5.355	1.878	0.154	0.185	0.096	1.288
201	2351	-0.876	-1.837	-0.882	-1.844	0.006	0.007	-0.034	-0.156
21101	2351	0.442	0.916	0.442	0.916	0.001	0.000	0.006	0.020
2	21101	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.358
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.355
2	21102	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21102	2352	0.441	0.919	0.440	0.919	0.001	0.000	0.006	0.020
2352	2351	0.440	0.919	0.440	0.919	0.000	0.000	0.017	0.000
201	202	4.537	2.703	4.452	2.601	0.085	0.102	0.089	0.825
202	205	2.868	1.719	2.837	1.682	0.031	0.037	0.058	0.468
205	206	0.830	0.381	0.825	0.376	0.005	0.005	0.016	0.239
206	207	-1.081	-0.904	-1.088	-0.913	0.007	0.008	-0.025	-0.252
207	4351	-2.359	-1.575	-2.414	-1.641	0.055	0.066	-0.050	-0.972
41101	4351	0.621	0.411	0.621	0.411	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.049	1.260	2.046	1.182	0.003	0.077	0.013	1.935
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.762
4	41102	5.205	3.291	5.199	3.093	0.005	0.197	0.034	1.941
41102	4352	1.794	1.194	1.793	1.194	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.793	1.194	1.793	1.194	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.291
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.291
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
11351	11352	0.543	0.655	0.543	0.655	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.543	-0.655	-0.543	-0.655	0.000	0.000	-0.005	-0.026
11	111102	1.391	0.546	1.390	0.518	0.001	0.028	0.008	0.825
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.059
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.060
9	91101	5.236	3.087	5.218	2.599	0.018	0.486	0.034	4.672
91101	9351	6.528	2.885	6.507	2.885	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.647	-1.420	-1.647	-1.420	0.000	0.000	-0.033	-0.000
91102	9352	1.648	1.440	1.647	1.420	0.001	0.020	0.011	0.784
9	91102	7.282	4.441	7.264	3.826	0.018	0.612	0.047	4.238
91102	9102	5.616	2.386	5.608	2.386	0.008	0.000	0.031	0.129
9102	9101	5.608	2.386	5.608	2.386	0.000	0.000	0.324	0.000
91101	9101	-1.310	-0.286	-1.311	-0.297	0.001	0.012	-0.007	-0.359
9351	401	4.376	2.266	4.355	2.236	0.020	0.029	0.075	0.254
401	210	2.774	1.539	2.758	1.508	0.017	0.031	0.049	0.371
210	211	1.486	0.831	1.476	0.819	0.010	0.012	0.026	0.318
211	212	-0.007	-0.133	-0.007	-0.133	0.000	0.000	0.002	-0.016
212	835	-1.377	-0.894	-1.387	-0.906	0.009	0.011	-0.026	-0.323
8110	835	1.446	1.042	1.445	1.029	0.001	0.014	0.009	0.601
8	8110	7.453	4.963	7.432	4.270	0.021	0.690	0.050	4.806
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
835	203	0.059	0.195	0.058	0.195	0.000	0.000	0.003	0.056
203	204	-1.103	-0.419	-1.108	-0.426	0.005	0.008	-0.018	-0.260
204	9351	-3.750	-2.024	-3.778	-2.064	0.028	0.040	-0.066	-0.400
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.397
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.397
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.398
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.398
9	903	2.938	7.143	2.929	7.119	0.009	0.024	0.043	0.350
903	901	15.192	7.446	15.158	7.352	0.033	0.094	0.094	0.446

901	8	10.451	5.391	10.432	5.335	0.020	0.055	0.066	0.385
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.351	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.087
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.490	0.001
61101	6101	6.817	4.388	6.811	4.245	0.005	0.142	0.047	1.094
6	61101	6.832	4.599	6.826	4.369	0.005	0.229	0.047	1.728
6	61102	6.832	4.600	6.827	4.370	0.005	0.229	0.047	1.729
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.312	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.590	4.014	2.389	0.006	0.201	0.027	2.567
5	51101	2.426	1.517	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.383
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.993
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.454	-0.001
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.986
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.196	0.043	1.567
4	104	-6.149	-4.254	-6.170	-4.291	0.020	0.037	-0.042	-0.531
104	14	-9.022	-5.812	-9.039	-5.842	0.017	0.030	-0.060	-0.300
14	13	-22.140	-14.622	-22.355	-15.015	0.214	0.391	-0.147	-1.575
13	103	-25.325	-16.358	-25.967	-17.533	0.640	1.170	-0.165	-4.169
103	100	-35.147	-22.506	-35.217	-22.634	0.070	0.127	-0.219	-0.337
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.507
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.616
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.657
9	902	3.139	1.319	3.138	1.316	0.001	0.002	0.019	0.056
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.013	0.121	0.042	1.155
7	710	2.319	1.341	2.309	1.189	0.010	0.151	0.015	3.400
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.366
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.899
206	20610	1.901	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.142
10	1010	3.268	2.153	3.248	1.849	0.020	0.303	0.021	5.092
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.850
13110	1335	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.920
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.661
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.116 МВт / 982.136 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.640 МВт / 942.926 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.533 МВт / 4.672 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.389 МВт / 1.679 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 6.351 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.511 МВт / 21.850 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладихинська ТЕС	-88.446	-59.237	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.110	-0.25
2	Тростянець	0.000	0.000	106.117	-1.06
3	Соколівка	0.000	0.000	104.096	-1.67
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.149	-1.94
5	Піщанка	0.000	0.000	101.629	-2.33
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.269	-2.40
7	Луги	0.000	0.000	102.115	-2.06
8	Чечельник	0.000	0.000	102.601	-1.86
9	Вершадь	-5.000	-3.000	103.760	-1.41
11	Глибочок	0.000	0.000	106.693	-0.87
10	Сумівка	0.000	0.000	105.331	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.625	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.520	-1.26
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.966	-1.71
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.671	-1.80
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.470	-1.87
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.212	-3.08
202	Ободівка	0.000	0.000	33.403	-3.57
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.944	-3.85
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.712	-4.05
207	Крикливець	0.000	0.000	32.962	-3.97
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.371	-5.69
203	Баланівка	0.000	0.000	37.127	-5.95
208	Чорномин	0.000	0.000	32.893	-4.43
401		0.000	0.000	37.511	-5.59
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.510	-5.59
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.161	-5.93
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.854	-6.12
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.872	-6.14
110		2.310	1.190	10.160	-2.68
21101		0.000	0.000	102.688	-3.18
2351		0.000	0.000	34.371	-3.15
2101		4.930	2.670	9.704	-4.26
21102		0.000	0.000	102.688	-3.18
2352		0.000	0.000	34.371	-3.15
2102		0.000	0.000	9.704	-4.26
310		2.940	1.670	9.545	-5.11
41101		0.000	0.000	101.344	-3.50
4101		4.830	2.600	9.627	-4.14
4351		0.000	0.000	33.918	-3.49
41102		0.000	0.000	101.338	-3.50
4352		0.000	0.000	33.918	-3.49
4102		0.000	0.000	9.627	-4.14
51101		0.000	0.000	99.434	-4.24

5351	0.000	0.000	33.249	-4.21
5101	4.720	2.800	9.482	-4.33
51102	0.000	0.000	99.266	-4.37
5352	0.000	0.000	33.249	-4.21
5102	0.000	0.000	9.483	-4.33
61101	0.000	0.000	99.662	-3.72
6351	0.000	0.000	33.365	-3.72
6101	13.650	8.460	9.438	-4.56
61102	0.000	0.000	99.662	-3.72
6352	0.000	0.000	33.365	-3.72
6102	0.000	0.000	9.438	-4.56
710	2.310	1.190	9.469	-4.85
8110	0.000	0.000	111.610	-5.64
835	0.000	0.000	37.186	-5.99
810	5.980	3.230	10.661	-5.60
91101	0.000	0.000	113.077	-5.46
9351	0.000	0.000	37.754	-5.39
9101	4.300	2.090	10.842	-4.98
91102	0.000	0.000	113.491	-5.01
9352	0.000	0.000	37.754	-5.39
9102	0.000	0.000	10.842	-4.98
1010	3.250	1.850	9.620	-4.85
111101	0.000	0.000	105.911	-1.85
11351	0.000	0.000	35.467	-1.87
11101	3.150	1.850	10.034	-2.65
111102	0.000	0.000	105.912	-1.86
11352	0.000	0.000	35.467	-1.87
11102	0.000	0.000	10.034	-2.65
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	100.993	-4.76
1310	2.940	1.670	9.415	-6.90
1335	0.000	0.000	33.811	-4.76
141101	0.000	0.000	102.484	-2.91
14101	13.020	8.060	9.715	-3.66
141102	0.000	0.000	102.484	-2.91
14102	0.000	0.000	9.715	-3.66
1510	2.830	1.610	9.518	-5.13
201101	1.680	0.960	10.628	-3.98
201102	0.000	0.000	10.628	-3.98
202101	1.570	0.810	10.414	-4.26
202102	0.000	0.000	10.414	-4.26
203101	1.150	0.620	11.560	-6.66
203102	0.000	0.000	11.560	-6.66
204101	2.620	1.490	11.635	-6.44
204102	0.000	0.000	11.635	-6.44
20510	1.990	1.190	10.025	-6.18
20610	1.890	1.180	9.956	-6.28
207101	1.260	0.640	10.231	-4.96
207102	0.000	0.000	10.231	-4.96
20810	1.680	0.900	10.086	-6.40
20910	1.570	0.640	11.626	-7.01
210101	1.260	0.640	11.570	-6.71
210102	0.000	0.000	11.570	-6.71
211101	1.470	0.910	11.426	-7.03
211102	0.000	0.000	11.426	-7.03
21210	1.360	0.730	11.409	-7.39
14271	0.000	0.000	24.506	-2.91
14272	0.000	0.000	24.506	-2.91
101	0.000	0.000	106.167	-1.05
102	0.000	0.000	106.082	-1.07
103	0.000	0.000	109.664	-0.10
104	0.000	0.000	103.671	-1.80
901	4.710	2.280	102.976	-1.66
903	-12.270	0.000	103.410	-1.42
902	3.140	1.700	103.706	-1.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.249	16.714	25.116	16.470	0.133	0.242	0.159	0.891
1	101	22.789	15.709	22.386	14.973	0.401	0.733	0.146	2.960
101	2	22.386	15.440	22.379	15.427	0.007	0.013	0.148	0.051
2	102	16.512	10.235	16.508	10.229	0.004	0.006	0.106	0.035
102	3	16.508	10.667	16.307	10.299	0.201	0.367	0.107	2.011
3	4	13.343	8.969	13.264	8.824	0.079	0.144	0.089	0.963
4	5	12.118	9.152	12.000	8.937	0.117	0.215	0.085	1.545
5	6	5.516	5.124	5.502	5.099	0.013	0.025	0.043	0.364

6	7	-8.228	-3.973	-8.273	-4.055	0.045	0.082	-0.052	-0.869
7	8	-10.600	-4.903	-10.633	-4.964	0.033	0.060	-0.066	-0.498
8	9	-7.677	-3.839	-7.733	-3.942	0.056	0.103	-0.048	-1.181
9	10	-21.372	-15.851	-21.613	-16.201	0.241	0.348	-0.148	-1.582
10	11	-24.891	-18.054	-25.130	-18.401	0.238	0.345	-0.168	-1.371
11	100	-27.427	-18.879	-27.980	-19.889	0.550	1.006	-0.180	-3.319
11	111101	0.876	0.343	0.876	0.326	0.001	0.018	0.005	0.826
111101	11351	-0.343	-0.411	-0.343	-0.411	0.000	0.000	-0.003	-0.027
11351	200	-0.887	-1.065	-0.887	-1.065	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.509	2.064	5.355	1.878	0.154	0.185	0.096	1.288
201	2351	-0.876	-1.837	-0.882	-1.844	0.006	0.007	-0.034	-0.156
21101	2351	0.442	0.916	0.442	0.916	0.001	0.000	0.006	0.020
2	21101	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.358
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.355
2	21102	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21102	2352	0.441	0.919	0.440	0.919	0.001	0.000	0.006	0.020
2352	2351	0.440	0.919	0.440	0.919	0.000	0.000	0.017	0.000
201	202	4.537	2.703	4.452	2.601	0.085	0.102	0.089	0.825
202	205	2.868	1.719	2.837	1.682	0.031	0.037	0.058	0.468
205	206	0.830	0.381	0.825	0.376	0.005	0.005	0.016	0.239
206	207	-1.081	-0.904	-1.088	-0.913	0.007	0.008	-0.025	-0.252
207	4351	-2.359	-1.575	-2.414	-1.641	0.055	0.066	-0.050	-0.972
41101	4351	0.621	0.411	0.621	0.411	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.049	1.260	2.046	1.182	0.003	0.077	0.013	1.935
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.762
4	41102	5.205	3.291	5.199	3.093	0.005	0.197	0.034	1.941
41102	4352	1.794	1.194	1.793	1.194	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.793	1.194	1.793	1.194	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.291
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.291
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
11351	11352	0.543	0.655	0.543	0.655	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.543	-0.655	-0.543	-0.655	0.000	0.000	-0.005	-0.026
11	111102	1.391	0.546	1.390	0.518	0.001	0.028	0.008	0.825
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.059
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.060
9	91101	5.236	3.087	5.218	2.599	0.018	0.486	0.034	4.672
91101	9351	6.528	2.885	6.507	2.885	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.647	-1.420	-1.647	-1.420	0.000	0.000	-0.033	-0.000
91102	9352	1.648	1.440	1.647	1.420	0.001	0.020	0.011	0.784
9	91102	7.282	4.441	7.264	3.826	0.018	0.612	0.047	4.238
91102	9102	5.616	2.386	5.608	2.386	0.008	0.000	0.031	0.129
9102	9101	5.608	2.386	5.608	2.386	0.000	0.000	0.324	0.000
91101	9101	-1.310	-0.286	-1.311	-0.297	0.001	0.012	-0.007	-0.359
9351	401	4.376	2.266	4.355	2.236	0.020	0.029	0.075	0.254
401	210	2.774	1.539	2.758	1.508	0.017	0.031	0.049	0.371
210	211	1.486	0.831	1.476	0.819	0.010	0.012	0.026	0.318
211	212	-0.007	-0.133	-0.007	-0.133	0.000	0.000	0.002	-0.016
212	835	-1.377	-0.894	-1.387	-0.906	0.009	0.011	-0.026	-0.323
8110	835	1.446	1.042	1.445	1.029	0.001	0.014	0.009	0.601
8	8110	7.453	4.963	7.432	4.270	0.021	0.690	0.050	4.806
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
835	203	0.059	0.195	0.058	0.195	0.000	0.000	0.003	0.056
203	204	-1.103	-0.419	-1.108	-0.426	0.005	0.008	-0.018	-0.260
204	9351	-3.750	-2.024	-3.778	-2.064	0.028	0.040	-0.066	-0.400
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.397
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.397
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.398
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.398
9	903	2.938	7.143	2.929	7.119	0.009	0.024	0.043	0.350
903	901	15.192	7.446	15.158	7.352	0.033	0.094	0.094	0.446
901	8	10.451	5.391	10.432	5.335	0.020	0.055	0.066	0.385

61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.351	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.087
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.490	0.001
61101	6101	6.817	4.388	6.811	4.245	0.005	0.142	0.047	1.094
6	61101	6.832	4.599	6.826	4.369	0.005	0.229	0.047	1.728
6	61102	6.832	4.600	6.827	4.370	0.005	0.229	0.047	1.729
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.312	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.590	4.014	2.389	0.006	0.201	0.027	2.567
5	51101	2.426	1.517	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.383
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.993
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.454	-0.001
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.986
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.196	0.043	1.567
4	104	-6.149	-4.254	-6.170	-4.291	0.020	0.037	-0.042	-0.531
104	14	-9.022	-5.812	-9.039	-5.842	0.017	0.030	-0.060	-0.300
14	13	-22.140	-14.622	-22.355	-15.015	0.214	0.391	-0.147	-1.575
13	103	-25.325	-16.358	-25.967	-17.533	0.640	1.170	-0.165	-4.169
103	100	-35.147	-22.506	-35.217	-22.634	0.070	0.127	-0.219	-0.337
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.507
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.616
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.657
9	902	3.139	1.319	3.138	1.316	0.001	0.002	0.019	0.056
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.013	0.121	0.042	1.155
7	710	2.319	1.341	2.309	1.189	0.010	0.151	0.015	3.400
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.366
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.899
206	20610	1.901	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.142
10	1010	3.268	2.153	3.248	1.849	0.020	0.303	0.021	5.092
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.850
13110	1335	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.920
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.661
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 108.882 МВт / 953.804 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 104.500 МВт / 915.420 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.492 МВт / 15.083 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.492 МВт / 15.083 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.533 МВт / 4.672 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.389 МВт / 1.681 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.353 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.415 МВт / 21.435 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладихинська ТЕС	-85.212	-58.493	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.099	-0.24
2	Тростянець	0.000	0.000	106.064	-1.03
3	Соколівка	0.000	0.000	103.989	-1.61
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.011	-1.88
5	Піщанка	0.000	0.000	101.391	-2.22
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	100.988	-2.27
7	Луги	0.000	0.000	101.740	-1.88
8	Чечельник	0.000	0.000	102.184	-1.66
9	Бершадь	-5.000	-3.000	104.412	-1.22
11	Глибочок	0.000	0.000	107.008	-0.76
10	Сумівка	0.000	0.000	105.793	-0.98
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.621	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.453	-1.23
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.871	-1.66
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.564	-1.75
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.532	-1.82
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.229	-3.02
202	Ободівка	0.000	0.000	33.410	-3.51
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.944	-3.79
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.698	-3.99
207	Крикливець	0.000	0.000	32.938	-3.90
204	Бершадь-35	0.000	0.000	37.514	-5.48
203	Баланівка	0.000	0.000	37.222	-5.71
208	Чорномин	0.000	0.000	32.810	-4.33
401		0.000	0.000	37.663	-5.39
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.663	-5.39
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.291	-5.72
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.952	-5.88
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.942	-5.89
110		2.310	1.190	10.159	-2.67
21101		0.000	0.000	102.705	-3.12
2351		0.000	0.000	34.377	-3.09
2101		4.930	2.670	9.705	-4.20
21102		0.000	0.000	102.705	-3.12
2352		0.000	0.000	34.377	-3.09
2102		0.000	0.000	9.706	-4.20
310		2.940	1.670	9.534	-5.06
41101		0.000	0.000	101.222	-3.43
4101		4.830	2.600	9.615	-4.07
4351		0.000	0.000	33.877	-3.42
41102		0.000	0.000	101.216	-3.43
4352		0.000	0.000	33.877	-3.42
4102		0.000	0.000	9.615	-4.08
51101		0.000	0.000	99.191	-4.14
5351		0.000	0.000	33.168	-4.11

5101	4.720	2.800	9.459	-4.23
51102	0.000	0.000	99.022	-4.27
5352	0.000	0.000	33.168	-4.11
5102	0.000	0.000	9.459	-4.23
61101	0.000	0.000	99.376	-3.60
6351	0.000	0.000	33.269	-3.60
6101	13.650	8.460	9.410	-4.44
61102	0.000	0.000	99.376	-3.60
6352	0.000	0.000	33.269	-3.60
6102	0.000	0.000	9.411	-4.44
710	2.310	1.190	9.432	-4.69
8110	0.000	0.000	111.534	-5.40
835	0.000	0.000	37.221	-5.72
810	5.980	3.230	10.654	-5.36
91101	0.000	0.000	113.562	-5.27
9351	0.000	0.000	37.915	-5.20
9101	4.300	2.090	10.894	-4.78
91102	0.000	0.000	114.033	-4.81
9352	0.000	0.000	37.915	-5.20
9102	0.000	0.000	10.894	-4.79
1010	3.250	1.850	9.667	-4.68
111101	0.000	0.000	106.101	-1.80
11351	0.000	0.000	35.529	-1.82
11101	3.150	1.850	10.052	-2.59
111102	0.000	0.000	106.102	-1.80
11352	0.000	0.000	35.529	-1.82
11102	0.000	0.000	10.053	-2.59
1210	9.130	4.930	9.746	-2.52
13110	0.000	0.000	100.922	-4.73
1310	2.940	1.670	9.408	-6.88
1335	0.000	0.000	33.787	-4.73
141101	0.000	0.000	102.388	-2.86
14101	13.020	8.060	9.705	-3.62
141102	0.000	0.000	102.388	-2.86
14102	0.000	0.000	9.706	-3.62
1510	2.830	1.610	9.507	-5.09
201101	1.680	0.960	10.633	-3.92
201102	0.000	0.000	10.633	-3.92
202101	1.570	0.810	10.417	-4.20
202102	0.000	0.000	10.417	-4.20
203101	1.150	0.620	11.590	-6.42
203102	0.000	0.000	11.590	-6.42
204101	2.620	1.490	11.681	-6.22
204102	0.000	0.000	11.681	-6.22
20510	1.990	1.190	10.025	-6.12
20610	1.890	1.180	9.951	-6.22
207101	1.260	0.640	10.223	-4.90
207102	0.000	0.000	10.223	-4.90
20810	1.680	0.900	10.060	-6.31
20910	1.570	0.640	11.674	-6.80
210101	1.260	0.640	11.611	-6.49
210102	0.000	0.000	11.611	-6.49
211101	1.470	0.910	11.457	-6.79
211102	0.000	0.000	11.457	-6.79
21210	1.360	0.730	11.432	-7.14
14271	0.000	0.000	24.483	-2.86
14272	0.000	0.000	24.483	-2.86
101	0.000	0.000	106.115	-1.02
102	0.000	0.000	106.028	-1.04
103	0.000	0.000	109.660	-0.09
104	0.000	0.000	103.564	-1.75
901	4.710	2.280	102.216	-1.46
903	-12.270	0.000	102.369	-1.23

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.072	17.191	24.938	16.946	0.134	0.244	0.159	0.902
1	101	22.610	16.184	22.204	15.441	0.405	0.740	0.147	2.999
101	2	22.204	15.908	22.197	15.895	0.007	0.013	0.148	0.051
2	102	16.414	10.810	16.410	10.803	0.004	0.007	0.107	0.036
102	3	16.410	11.240	16.204	10.863	0.206	0.376	0.108	2.063
3	4	13.240	9.531	13.158	9.382	0.081	0.149	0.090	0.992
4	5	11.900	10.274	11.773	10.042	0.126	0.231	0.088	1.640
5	6	5.289	6.226	5.273	6.197	0.016	0.029	0.046	0.407
6	7	-8.457	-2.881	-8.500	-2.960	0.043	0.079	-0.051	-0.777
7	8	-10.827	-3.813	-10.859	-3.872	0.032	0.059	-0.065	-0.456

8	9	-10.682	-9.570	-10.841	-9.861	0.158	0.289	-0.081	-2.247
9	10	-18.533	-14.282	-18.717	-14.549	0.184	0.266	-0.129	-1.389
10	11	-21.995	-16.397	-22.183	-16.671	0.188	0.273	-0.149	-1.222
11	100	-24.604	-17.300	-25.052	-18.120	0.446	0.816	-0.162	-3.001
11	111101	0.924	0.403	0.923	0.383	0.001	0.020	0.005	0.951
111101	11351	-0.296	-0.354	-0.296	-0.354	0.000	0.000	-0.003	-0.023
11351	200	-0.764	-0.917	-0.764	-0.917	0.000	0.000	-0.019	-0.003
200	201	5.632	2.212	5.470	2.016	0.162	0.195	0.098	1.332
201	2351	-0.793	-1.744	-0.799	-1.751	0.005	0.007	-0.032	-0.146
21101	2351	0.400	0.869	0.400	0.869	0.000	0.000	0.005	0.018
2	21101	2.874	2.448	2.867	2.268	0.007	0.180	0.021	3.494
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.356
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.353
2	21102	2.874	2.448	2.868	2.268	0.007	0.180	0.021	3.494
21102	2352	0.399	0.873	0.399	0.873	0.000	0.000	0.005	0.018
2352	2351	0.399	0.873	0.399	0.873	0.000	0.000	0.016	0.000
201	202	4.569	2.749	4.483	2.645	0.086	0.104	0.090	0.834
202	205	2.899	1.763	2.867	1.724	0.032	0.038	0.059	0.475
205	206	0.859	0.424	0.854	0.418	0.005	0.006	0.017	0.254
206	207	-1.052	-0.863	-1.059	-0.870	0.006	0.008	-0.024	-0.243
207	4351	-2.329	-1.533	-2.382	-1.597	0.053	0.064	-0.049	-0.954
41101	4351	0.612	0.398	0.612	0.398	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.040	1.247	2.037	1.170	0.003	0.076	0.013	1.915
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.762
4	41102	5.182	3.257	5.177	3.061	0.005	0.195	0.034	1.921
41102	4352	1.771	1.162	1.771	1.162	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.771	1.162	1.771	1.162	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.290
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.425
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.425
11351	11352	0.468	0.564	0.468	0.564	0.000	0.000	0.012	0.000
111102	11352	-0.468	-0.564	-0.468	-0.564	0.000	0.000	-0.004	-0.022
11	111102	1.467	0.641	1.466	0.609	0.001	0.032	0.009	0.950
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.056
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.057
9	91101	5.297	3.272	5.278	2.766	0.019	0.504	0.034	4.876
91101	9351	6.626	3.128	6.604	3.128	0.022	0.000	0.037	0.294
9351	9352	-1.677	-1.552	-1.677	-1.552	0.000	0.000	-0.035	-0.000
91102	9352	1.678	1.573	1.677	1.552	0.001	0.022	0.012	0.842
9	91102	7.352	4.670	7.333	4.037	0.019	0.630	0.048	4.393
91102	9102	5.655	2.463	5.647	2.463	0.008	0.000	0.031	0.129
9102	9101	5.647	2.463	5.647	2.463	0.000	0.000	0.326	0.000
91101	9101	-1.349	-0.362	-1.349	-0.374	0.001	0.012	-0.007	-0.414
9351	401	4.438	2.444	4.416	2.413	0.021	0.031	0.077	0.263
401	210	2.836	1.716	2.817	1.682	0.018	0.033	0.051	0.392
210	211	1.546	1.005	1.534	0.991	0.011	0.013	0.028	0.348
211	212	0.051	0.039	0.051	0.039	0.000	0.000	0.001	0.010
212	835	-1.319	-0.722	-1.327	-0.731	0.008	0.009	-0.023	-0.289
8110	835	1.323	0.671	1.323	0.661	0.000	0.009	0.008	0.412
8	8110	7.329	4.547	7.309	3.899	0.019	0.645	0.049	4.426
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.389
835	203	-0.004	0.002	-0.004	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.001
203	204	-1.166	-0.611	-1.172	-0.621	0.007	0.010	-0.020	-0.305
204	9351	-3.814	-2.218	-3.843	-2.261	0.030	0.043	-0.068	-0.417
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.394
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.393
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.556
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.556
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.395
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.395
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.352	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.087
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.491	0.001

61101	6101	6.817	4.389	6.811	4.245	0.005	0.143	0.047	1.095
6	61101	6.832	4.601	6.826	4.370	0.005	0.230	0.047	1.729
6	61102	6.833	4.602	6.827	4.371	0.005	0.230	0.047	1.729
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.070
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.222	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.313	-0.000
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.119
5	51102	4.020	2.591	4.014	2.389	0.006	0.202	0.027	2.568
5	51101	2.426	1.518	2.422	1.405	0.004	0.113	0.016	2.383
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.986
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.454	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.993
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.197	0.043	1.567
14	141101	6.515	4.347	6.510	4.150	0.005	0.197	0.043	1.567
4	104	-6.006	-4.772	-6.027	-4.812	0.021	0.039	-0.043	-0.560
104	14	-8.880	-6.333	-8.897	-6.365	0.017	0.031	-0.061	-0.312
14	13	-21.998	-15.146	-22.216	-15.545	0.217	0.397	-0.148	-1.601
13	103	-25.186	-16.889	-25.837	-18.080	0.648	1.185	-0.166	-4.231
103	100	-35.017	-23.053	-35.088	-23.182	0.070	0.129	-0.220	-0.340
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.507
10	1010	3.268	2.150	3.248	1.849	0.020	0.300	0.021	5.048
208	20810	1.688	0.981	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.900
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
8	901	-7.529	1.899	-7.537	1.875	0.009	0.024	-0.044	-0.042
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.653
901	903	-12.244	-0.091	-12.262	-0.142	0.018	0.050	-0.069	-0.163
7	710	2.319	1.342	2.309	1.189	0.010	0.152	0.015	3.401
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.994	0.014	0.017	0.034	0.366
209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.610
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.138
206	20610	1.902	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.141
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.013	0.121	0.042	1.154
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.851
13110	1335	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.920
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.661
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 108.765 МВт / 952.780 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 104.500 МВт / 915.420 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.376 МВт / 14.581 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.376 МВт / 14.581 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.536 МВт / 4.691 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.387 МВт / 1.670 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 6.362 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.298 МВт / 20.943 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладижинська ТЕС	-85.095	-57.877	110.000	0.00

1	Лукашівка	0.000	0.000	109.126	-0.24
2	Тростянець	0.000	0.000	106.190	-1.04
3	Соколівка	0.000	0.000	104.214	-1.62
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.291	-1.88
5	Піщанка	0.000	0.000	101.851	-2.23
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.527	-2.28
7	Луги	0.000	0.000	102.448	-1.91
8	Чечельник	0.000	0.000	102.968	-1.69
9	Вершадь	-5.000	-3.000	104.166	-1.23
11	Глибочок	0.000	0.000	106.890	-0.77
10	Сумівка	0.000	0.000	105.619	-0.99
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.629	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.592	-1.24
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.065	-1.67
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.782	-1.75
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.526	-1.80
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.254	-3.02
202	Ободівка	0.000	0.000	33.446	-3.51
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.989	-3.79
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.759	-3.99
207	Крикливець	0.000	0.000	33.009	-3.91
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.531	-5.47
203	Баланівка	0.000	0.000	37.285	-5.73
208	Чорномин	0.000	0.000	32.970	-4.32
401		0.000	0.000	37.671	-5.38
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.671	-5.38
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.322	-5.72
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.014	-5.90
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.030	-5.92
110		2.310	1.190	10.162	-2.67
21101		0.000	0.000	102.792	-3.12
2351		0.000	0.000	34.406	-3.09
2101		4.930	2.670	9.714	-4.20
21102		0.000	0.000	102.792	-3.12
2352		0.000	0.000	34.406	-3.09
2102		0.000	0.000	9.714	-4.20
310		2.940	1.670	9.556	-5.05
41101		0.000	0.000	101.487	-3.44
4101		4.830	2.600	9.640	-4.08
4351		0.000	0.000	33.965	-3.43
41102		0.000	0.000	101.481	-3.44
4352		0.000	0.000	33.965	-3.43
4102		0.000	0.000	9.641	-4.08
51101		0.000	0.000	99.662	-4.14
5351		0.000	0.000	33.326	-4.10
5101		4.720	2.800	9.504	-4.22
51102		0.000	0.000	99.494	-4.26
5352		0.000	0.000	33.326	-4.10
5102		0.000	0.000	9.505	-4.22
61101		0.000	0.000	99.925	-3.60
6351		0.000	0.000	33.453	-3.60
6101		13.650	8.460	9.463	-4.43
61102		0.000	0.000	99.925	-3.60
6352		0.000	0.000	33.453	-3.60
6102		0.000	0.000	9.464	-4.43
710		2.310	1.190	9.502	-4.68
8110		0.000	0.000	112.064	-5.43
835		0.000	0.000	37.341	-5.77
810		5.980	3.230	10.705	-5.39
91101		0.000	0.000	113.554	-5.25
9351		0.000	0.000	37.914	-5.18
9101		4.300	2.090	10.887	-4.77
91102		0.000	0.000	113.967	-4.80
9352		0.000	0.000	37.914	-5.18
9102		0.000	0.000	10.888	-4.77
1010		3.250	1.850	9.649	-4.70
111101		0.000	0.000	106.081	-1.78
11351		0.000	0.000	35.523	-1.80
11101		3.150	1.850	10.051	-2.57
111102		0.000	0.000	106.081	-1.78
11352		0.000	0.000	35.523	-1.80
11102		0.000	0.000	10.051	-2.57
1210		9.130	4.930	9.747	-2.52
13110		0.000	0.000	101.069	-4.73
1310		2.940	1.670	9.423	-6.86
1335		0.000	0.000	33.836	-4.73
141101		0.000	0.000	102.585	-2.87
14101		13.020	8.060	9.724	-3.61
141102		0.000	0.000	102.585	-2.87
14102		0.000	0.000	9.725	-3.62

1510	2.830	1.610	9.529	-5.08
201101	1.680	0.960	10.641	-3.91
201102	0.000	0.000	10.641	-3.91
202101	1.570	0.810	10.428	-4.20
202102	0.000	0.000	10.428	-4.20
203101	1.150	0.620	11.610	-6.43
203102	0.000	0.000	11.610	-6.43
204101	2.620	1.490	11.686	-6.21
204102	0.000	0.000	11.686	-6.21
20510	1.990	1.190	10.040	-6.11
20610	1.890	1.180	9.971	-6.21
207101	1.260	0.640	10.246	-4.90
207102	0.000	0.000	10.246	-4.90
20810	1.680	0.900	10.111	-6.28
20910	1.570	0.640	11.677	-6.78
210101	1.260	0.640	11.621	-6.49
210102	0.000	0.000	11.621	-6.49
211101	1.470	0.910	11.477	-6.80
211102	0.000	0.000	11.477	-6.80
21210	1.360	0.730	11.460	-7.17
14271	0.000	0.000	24.530	-2.87
14272	0.000	0.000	24.530	-2.87
101	0.000	0.000	106.239	-1.02
102	0.000	0.000	106.156	-1.05
103	0.000	0.000	109.668	-0.09
104	0.000	0.000	103.783	-1.75
901	4.710	2.280	103.356	-1.49
903	-12.270	0.000	103.802	-1.24

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	24.731	16.444	24.603	16.210	0.128	0.233	0.156	0.875
1	101	22.276	15.449	21.889	14.743	0.384	0.703	0.143	2.902
101	2	21.889	15.211	21.883	15.199	0.007	0.012	0.145	0.050
2	102	16.086	10.048	16.083	10.042	0.003	0.006	0.103	0.034
102	3	16.083	10.481	15.891	10.130	0.191	0.349	0.104	1.966
3	4	12.927	8.802	12.852	8.665	0.074	0.136	0.086	0.938
4	5	11.248	8.808	11.144	8.618	0.104	0.190	0.080	1.461
5	6	4.660	4.808	4.649	4.789	0.011	0.019	0.038	0.328
6	7	-9.081	-4.279	-9.135	-4.377	0.054	0.098	-0.057	-0.945
7	8	-11.462	-5.222	-11.501	-5.292	0.038	0.070	-0.071	-0.532
8	9	-8.057	-3.935	-8.118	-4.047	0.061	0.111	-0.050	-1.220
9	10	-19.109	-15.229	-19.311	-15.522	0.201	0.292	-0.135	-1.461
10	11	-22.588	-17.372	-22.793	-17.668	0.204	0.295	-0.156	-1.277
11	100	-25.159	-18.179	-25.638	-19.053	0.476	0.871	-0.167	-3.119
11	111101	0.903	0.357	0.902	0.338	0.001	0.019	0.005	0.852
111101	11351	-0.317	-0.399	-0.317	-0.399	0.000	0.000	-0.003	-0.025
11351	200	-0.818	-1.034	-0.818	-1.034	0.000	0.000	-0.021	-0.003
200	201	5.578	2.095	5.420	1.905	0.157	0.189	0.097	1.302
201	2351	-0.806	-1.804	-0.812	-1.811	0.006	0.007	-0.033	-0.150
21101	2351	0.407	0.899	0.407	0.899	0.000	0.000	0.006	0.018
2	21101	2.881	2.480	2.874	2.298	0.007	0.182	0.021	3.533
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.355
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.352
2	21102	2.881	2.480	2.874	2.298	0.007	0.182	0.021	3.533
21102	2352	0.406	0.903	0.405	0.903	0.000	0.000	0.006	0.018
2352	2351	0.405	0.903	0.405	0.903	0.000	0.000	0.017	0.000
201	202	4.533	2.698	4.448	2.596	0.084	0.101	0.089	0.823
202	205	2.864	1.714	2.833	1.677	0.031	0.037	0.058	0.466
205	206	0.826	0.377	0.821	0.371	0.004	0.005	0.016	0.237
206	207	-1.085	-0.908	-1.092	-0.917	0.007	0.008	-0.025	-0.253
207	4351	-2.363	-1.579	-2.418	-1.645	0.055	0.066	-0.050	-0.972
41101	4351	0.622	0.412	0.622	0.412	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.050	1.260	2.047	1.183	0.003	0.077	0.013	1.931
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.751	0.001	0.021	0.009	0.769
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.760
4	41102	5.207	3.293	5.202	3.096	0.005	0.197	0.034	1.936
41102	4352	1.796	1.197	1.796	1.197	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.796	1.197	1.796	1.197	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000

202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.290
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.425
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.425
11351	11352	0.501	0.635	0.501	0.635	0.000	0.000	0.013	0.000
111102	11352	-0.501	-0.635	-0.501	-0.635	0.000	0.000	-0.004	-0.024
11	111102	1.434	0.567	1.432	0.537	0.001	0.029	0.008	0.851
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.055
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.057
9	91101	5.245	3.089	5.227	2.603	0.018	0.484	0.034	4.634
91101	9351	6.542	2.890	6.521	2.890	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.653	-1.424	-1.653	-1.424	0.000	0.000	-0.033	-0.000
91102	9352	1.654	1.444	1.653	1.424	0.001	0.020	0.011	0.781
9	91102	7.293	4.443	7.275	3.831	0.018	0.609	0.047	4.203
91102	9102	5.621	2.387	5.613	2.387	0.008	0.000	0.031	0.129
9102	9101	5.613	2.387	5.613	2.387	0.000	0.000	0.323	0.000
91101	9101	-1.315	-0.287	-1.315	-0.299	0.001	0.012	-0.007	-0.355
9351	401	4.386	2.270	4.365	2.241	0.020	0.029	0.075	0.253
401	210	2.784	1.544	2.768	1.513	0.017	0.031	0.049	0.370
210	211	1.496	0.836	1.486	0.824	0.010	0.012	0.026	0.318
211	212	0.003	-0.128	0.003	-0.128	0.000	0.000	0.002	-0.014
212	835	-1.367	-0.889	-1.377	-0.900	0.009	0.011	-0.025	-0.319
8110	835	1.425	1.030	1.424	1.017	0.001	0.013	0.009	0.589
8	8110	7.432	4.941	7.411	4.258	0.020	0.681	0.050	4.750
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.388
835	203	0.048	0.189	0.048	0.189	0.000	0.000	0.003	0.053
203	204	-1.114	-0.424	-1.119	-0.432	0.005	0.008	-0.018	-0.261
204	9351	-3.761	-2.029	-3.788	-2.070	0.028	0.040	-0.066	-0.399
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.393
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.074	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.393
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.555
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.394
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.394
9	903	3.409	7.354	3.400	7.327	0.009	0.027	0.045	0.365
903	901	15.662	7.657	15.627	7.558	0.035	0.099	0.097	0.456
901	8	10.920	5.599	10.899	5.539	0.021	0.060	0.068	0.399
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.351	6.831	4.209	0.005	0.141	0.047	1.081
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.489	0.001
61101	6101	6.817	4.387	6.811	4.245	0.005	0.141	0.047	1.088
6	61101	6.832	4.597	6.826	4.369	0.005	0.228	0.047	1.719
6	61102	6.832	4.598	6.827	4.369	0.005	0.228	0.047	1.719
51102	5352	-0.511	-0.067	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.070
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.059	2.218	1.059	0.003	0.000	0.014	0.114
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.307
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.312	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.589	4.014	2.388	0.006	0.200	0.027	2.555
5	51101	2.426	1.516	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.371
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.121	0.043	0.984
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.453	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.121	0.043	0.991
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.516	4.346	6.511	4.149	0.005	0.196	0.043	1.564
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.564
4	104	-5.695	-4.070	-5.713	-4.102	0.018	0.032	-0.039	-0.499
104	14	-8.565	-5.621	-8.581	-5.649	0.015	0.028	-0.057	-0.287
14	13	-21.682	-14.428	-21.888	-14.806	0.206	0.376	-0.144	-1.546
13	103	-24.858	-16.147	-25.479	-17.282	0.618	1.130	-0.162	-4.100
103	100	-34.658	-22.254	-34.726	-22.379	0.068	0.124	-0.216	-0.332
7	710	2.319	1.340	2.309	1.189	0.010	0.150	0.015	3.375
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
10	1010	3.268	2.152	3.248	1.849	0.020	0.301	0.021	5.059
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.652
5351	208	1.707	1.010	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.364
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.080	0.034	0.895
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.113	0.040	1.139

209	20910	1.574	0.687	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.610
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.152
104	15	2.853	1.900	2.853	1.900	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.844	2.828	1.609	0.016	0.234	0.019	4.496
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.089	2.948	1.823	0.010	0.265	0.020	4.842
13110	1310	2.948	1.823	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.915
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	310	2.955	1.921	2.938	1.669	0.017	0.251	0.019	4.650
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.116 МВт / 982.136 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 107.640 МВт / 942.926 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.588 МВт / 15.498 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.533 МВт / 4.672 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.389 МВт / 1.679 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 6.351 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.511 МВт / 21.850 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-88.446	-59.237	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.110	-0.25
2	Тростянець	0.000	0.000	106.117	-1.06
3	Соколівка	0.000	0.000	104.096	-1.67
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.149	-1.94
5	Піщанка	0.000	0.000	101.629	-2.33
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.269	-2.40
7	Луги	0.000	0.000	102.115	-2.06
8	Чечельник	0.000	0.000	102.601	-1.86
9	Вершадь	-5.000	-3.000	103.760	-1.41
11	Глибочок	0.000	0.000	106.693	-0.87
10	Сумівка	0.000	0.000	105.331	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.625	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.520	-1.26
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.966	-1.71
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.671	-1.80
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.470	-1.87
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.212	-3.08
202	Ободівка	0.000	0.000	33.403	-3.57
205	Цибулівка	0.000	0.000	32.944	-3.85
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.712	-4.05
207	Крикливець	0.000	0.000	32.962	-3.97
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.371	-5.69
203	Баланівка	0.000	0.000	37.127	-5.95
208	Чорномин	0.000	0.000	32.893	-4.43
401		0.000	0.000	37.511	-5.59
209	Молокозавод	0.000	0.000	37.510	-5.59
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.161	-5.93
211	Ольгопіль	0.000	0.000	36.854	-6.12
212	Стратіївка	0.000	0.000	36.872	-6.14
110		2.310	1.190	10.160	-2.68
21101		0.000	0.000	102.688	-3.18
2351		0.000	0.000	34.371	-3.15
2101		4.930	2.670	9.704	-4.26
21102		0.000	0.000	102.688	-3.18
2352		0.000	0.000	34.371	-3.15

2102	0.000	0.000	9.704	-4.26
310	2.940	1.670	9.545	-5.11
41101	0.000	0.000	101.344	-3.50
4101	4.830	2.600	9.627	-4.14
4351	0.000	0.000	33.918	-3.49
41102	0.000	0.000	101.338	-3.50
4352	0.000	0.000	33.918	-3.49
4102	0.000	0.000	9.627	-4.14
51101	0.000	0.000	99.434	-4.24
5351	0.000	0.000	33.249	-4.21
5101	4.720	2.800	9.482	-4.33
51102	0.000	0.000	99.266	-4.37
5352	0.000	0.000	33.249	-4.21
5102	0.000	0.000	9.483	-4.33
61101	0.000	0.000	99.662	-3.72
6351	0.000	0.000	33.365	-3.72
6101	13.650	8.460	9.438	-4.56
61102	0.000	0.000	99.662	-3.72
6352	0.000	0.000	33.365	-3.72
6102	0.000	0.000	9.438	-4.56
710	2.310	1.190	9.469	-4.85
8110	0.000	0.000	111.610	-5.64
835	0.000	0.000	37.186	-5.99
810	5.980	3.230	10.661	-5.60
91101	0.000	0.000	113.077	-5.46
9351	0.000	0.000	37.754	-5.39
9101	4.300	2.090	10.842	-4.98
91102	0.000	0.000	113.491	-5.01
9352	0.000	0.000	37.754	-5.39
9102	0.000	0.000	10.842	-4.98
1010	3.250	1.850	9.620	-4.85
111101	0.000	0.000	105.911	-1.85
11351	0.000	0.000	35.467	-1.87
11101	3.150	1.850	10.034	-2.65
111102	0.000	0.000	105.912	-1.86
11352	0.000	0.000	35.467	-1.87
11102	0.000	0.000	10.034	-2.65
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	100.993	-4.76
1310	2.940	1.670	9.415	-6.90
1335	0.000	0.000	33.811	-4.76
141101	0.000	0.000	102.484	-2.91
14101	13.020	8.060	9.715	-3.66
141102	0.000	0.000	102.484	-2.91
14102	0.000	0.000	9.715	-3.66
1510	2.830	1.610	9.518	-5.13
201101	1.680	0.960	10.628	-3.98
201102	0.000	0.000	10.628	-3.98
202101	1.570	0.810	10.414	-4.26
202102	0.000	0.000	10.414	-4.26
203101	1.150	0.620	11.560	-6.66
203102	0.000	0.000	11.560	-6.66
204101	2.620	1.490	11.635	-6.44
204102	0.000	0.000	11.635	-6.44
20510	1.990	1.190	10.025	-6.18
20610	1.890	1.180	9.956	-6.28
207101	1.260	0.640	10.231	-4.96
207102	0.000	0.000	10.231	-4.96
20810	1.680	0.900	10.086	-6.40
20910	1.570	0.640	11.626	-7.01
210101	1.260	0.640	11.570	-6.71
210102	0.000	0.000	11.570	-6.71
211101	1.470	0.910	11.426	-7.03
211102	0.000	0.000	11.426	-7.03
21210	1.360	0.730	11.409	-7.39
14271	0.000	0.000	24.506	-2.91
14272	0.000	0.000	24.506	-2.91
101	0.000	0.000	106.167	-1.05
102	0.000	0.000	106.082	-1.07
103	0.000	0.000	109.664	-0.10
104	0.000	0.000	103.671	-1.80
901	4.710	2.280	102.976	-1.66
903	-12.270	0.000	103.410	-1.42
902	3.140	1.700	103.706	-1.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

|N початку| N кінця | Rp,МВт|Qп,МВАр| Pк,МВт|Qк,МВАр| dP,МВт|dQ,МВАр| I,кА | dU,кВ |

100	1	25.249	16.714	25.116	16.470	0.133	0.242	0.159	0.891
1	101	22.789	15.709	22.386	14.973	0.401	0.733	0.146	2.960
101	2	22.386	15.440	22.379	15.427	0.007	0.013	0.148	0.051
2	102	16.512	10.235	16.508	10.229	0.004	0.006	0.106	0.035
102	3	16.508	10.667	16.307	10.299	0.201	0.367	0.107	2.011
3	4	13.343	8.969	13.264	8.824	0.079	0.144	0.089	0.963
4	5	12.118	9.152	12.000	8.937	0.117	0.215	0.085	1.545
5	6	5.516	5.124	5.502	5.099	0.013	0.025	0.043	0.364
6	7	-8.228	-3.973	-8.273	-4.055	0.045	0.082	-0.052	-0.869
7	8	-10.600	-4.903	-10.633	-4.964	0.033	0.060	-0.066	-0.498
8	9	-7.677	-3.839	-7.733	-3.942	0.056	0.103	-0.048	-1.181
9	10	-21.372	-15.851	-21.613	-16.201	0.241	0.348	-0.148	-1.582
10	11	-24.891	-18.054	-25.130	-18.401	0.238	0.345	-0.168	-1.371
11	100	-27.427	-18.879	-27.980	-19.889	0.550	1.006	-0.180	-3.319
11	111101	0.876	0.343	0.876	0.326	0.001	0.018	0.005	0.826
111101	11351	-0.343	-0.411	-0.343	-0.411	0.000	0.000	-0.003	-0.027
11351	200	-0.887	-1.065	-0.887	-1.065	0.000	0.000	-0.023	-0.003
200	201	5.509	2.064	5.355	1.878	0.154	0.185	0.096	1.288
201	2351	-0.876	-1.837	-0.882	-1.844	0.006	0.007	-0.034	-0.156
21101	2351	0.442	0.916	0.442	0.916	0.001	0.000	0.006	0.020
2	21101	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.358
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.355
2	21102	2.916	2.501	2.909	2.315	0.007	0.186	0.021	3.568
21102	2352	0.441	0.919	0.440	0.919	0.001	0.000	0.006	0.020
2352	2351	0.440	0.919	0.440	0.919	0.000	0.000	0.017	0.000
201	202	4.537	2.703	4.452	2.601	0.085	0.102	0.089	0.825
202	205	2.868	1.719	2.837	1.682	0.031	0.037	0.058	0.468
205	206	0.830	0.381	0.825	0.376	0.005	0.005	0.016	0.239
206	207	-1.081	-0.904	-1.088	-0.913	0.007	0.008	-0.025	-0.252
207	4351	-2.359	-1.575	-2.414	-1.641	0.055	0.066	-0.050	-0.972
41101	4351	0.621	0.411	0.621	0.411	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.049	1.260	2.046	1.182	0.003	0.077	0.013	1.935
41101	4101	1.425	0.772	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.232	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.051	0.022	0.762
4	41102	5.205	3.291	5.199	3.093	0.005	0.197	0.034	1.941
41102	4352	1.794	1.194	1.793	1.194	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.793	1.194	1.793	1.194	0.000	0.000	0.037	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.450
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.291
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.291
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.426
11351	11352	0.543	0.655	0.543	0.655	0.000	0.000	0.014	0.000
111102	11352	-0.543	-0.655	-0.543	-0.655	0.000	0.000	-0.005	-0.026
11	111102	1.391	0.546	1.390	0.518	0.001	0.028	0.008	0.825
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.059
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.060
9	91101	5.236	3.087	5.218	2.599	0.018	0.486	0.034	4.672
91101	9351	6.528	2.885	6.507	2.885	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.647	-1.420	-1.647	-1.420	0.000	0.000	-0.033	-0.000
91102	9352	1.648	1.440	1.647	1.420	0.001	0.020	0.011	0.784
9	91102	7.282	4.441	7.264	3.826	0.018	0.612	0.047	4.238
91102	9102	5.616	2.386	5.608	2.386	0.008	0.000	0.031	0.129
9102	9101	5.608	2.386	5.608	2.386	0.000	0.000	0.324	0.000
91101	9101	-1.310	-0.286	-1.311	-0.297	0.001	0.012	-0.007	-0.359
9351	401	4.376	2.266	4.355	2.236	0.020	0.029	0.075	0.254
401	210	2.774	1.539	2.758	1.508	0.017	0.031	0.049	0.371
210	211	1.486	0.831	1.476	0.819	0.010	0.012	0.026	0.318
211	212	-0.007	-0.133	-0.007	-0.133	0.000	0.000	0.002	-0.016
212	835	-1.377	-0.894	-1.387	-0.906	0.009	0.011	-0.026	-0.323
8110	835	1.446	1.042	1.445	1.029	0.001	0.014	0.009	0.601
8	8110	7.453	4.963	7.432	4.270	0.021	0.690	0.050	4.806
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.391
835	203	0.059	0.195	0.058	0.195	0.000	0.000	0.003	0.056
203	204	-1.103	-0.419	-1.108	-0.426	0.005	0.008	-0.018	-0.260
204	9351	-3.750	-2.024	-3.778	-2.064	0.028	0.040	-0.066	-0.400
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.397
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.397

211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.560
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.398
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.398
9	903	2.938	7.143	2.929	7.119	0.009	0.024	0.043	0.350
903	901	15.192	7.446	15.158	7.352	0.033	0.094	0.094	0.446
901	8	10.451	5.391	10.432	5.335	0.020	0.055	0.066	0.385
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	-0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.351	6.831	4.209	0.005	0.142	0.047	1.087
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.490	0.001
61101	6101	6.817	4.388	6.811	4.245	0.005	0.142	0.047	1.094
6	61101	6.832	4.599	6.826	4.369	0.005	0.229	0.047	1.728
6	61102	6.832	4.600	6.827	4.370	0.005	0.229	0.047	1.729
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.060	2.218	1.060	0.003	0.000	0.014	0.114
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.308
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.312	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.590	4.014	2.389	0.006	0.201	0.027	2.567
5	51101	2.426	1.517	2.422	1.404	0.004	0.112	0.016	2.383
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.043	0.993
14101	14102	-6.515	-4.010	-6.515	-4.010	0.000	0.000	-0.454	-0.001
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.122	0.043	0.986
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14272	14271	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14	141101	6.515	4.346	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141102	6.516	4.347	6.511	4.150	0.005	0.196	0.043	1.567
4	104	-6.149	-4.254	-6.170	-4.291	0.020	0.037	-0.042	-0.531
104	14	-9.022	-5.812	-9.039	-5.842	0.017	0.030	-0.060	-0.300
14	13	-22.140	-14.622	-22.355	-15.015	0.214	0.391	-0.147	-1.575
13	103	-25.325	-16.358	-25.967	-17.533	0.640	1.170	-0.165	-4.169
103	100	-35.147	-22.506	-35.217	-22.634	0.070	0.127	-0.219	-0.337
15	1510	2.844	1.845	2.828	1.609	0.016	0.235	0.019	4.507
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.616
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.041	0.024	0.657
9	902	3.139	1.319	3.138	1.316	0.001	0.002	0.019	0.056
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.013	0.121	0.042	1.155
7	710	2.319	1.341	2.309	1.189	0.010	0.151	0.015	3.400
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
5351	208	1.707	1.011	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.366
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.081	0.034	0.899
206	20610	1.901	1.293	1.889	1.179	0.013	0.113	0.041	1.142
10	1010	3.268	2.153	3.248	1.849	0.020	0.303	0.021	5.092
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
104	15	2.853	1.901	2.853	1.901	0.000	0.000	0.019	0.000
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.090	2.948	1.824	0.010	0.265	0.020	4.850
13110	1335	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.920
3	310	2.955	1.922	2.938	1.669	0.017	0.252	0.020	4.661
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження засобів захисту від удару блискавки.

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

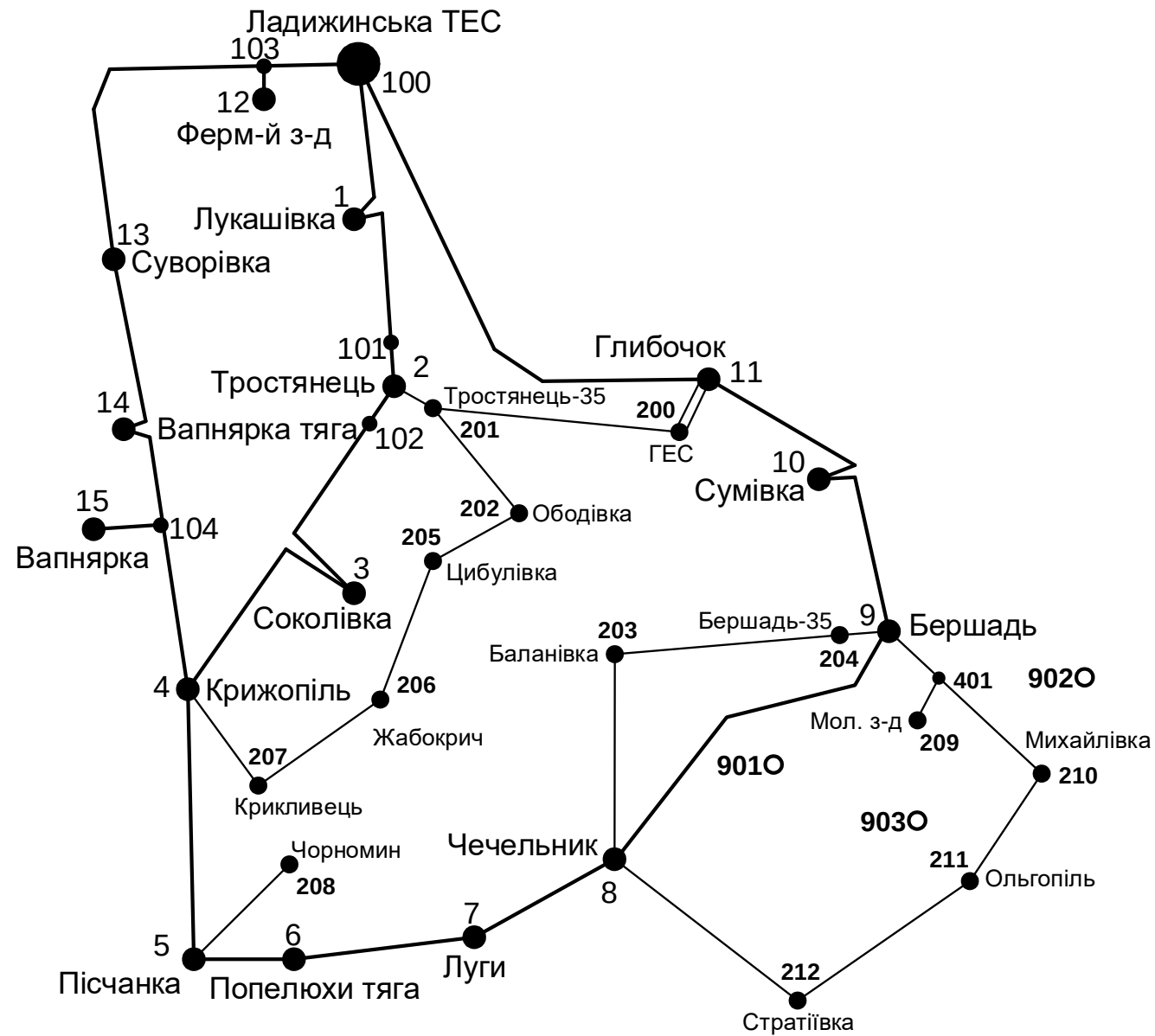
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей засобів захисту від удару блискавки;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує електричні мережі.

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

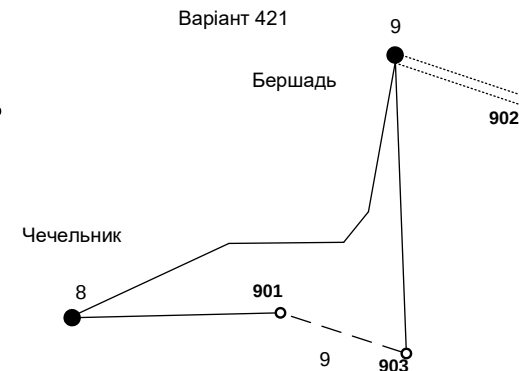
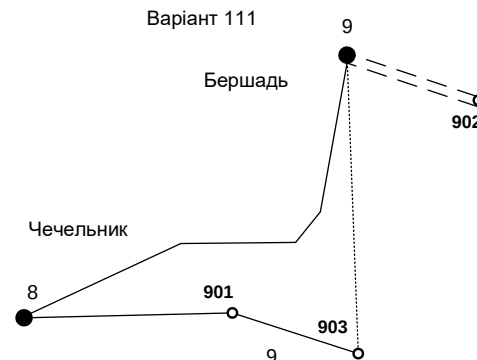
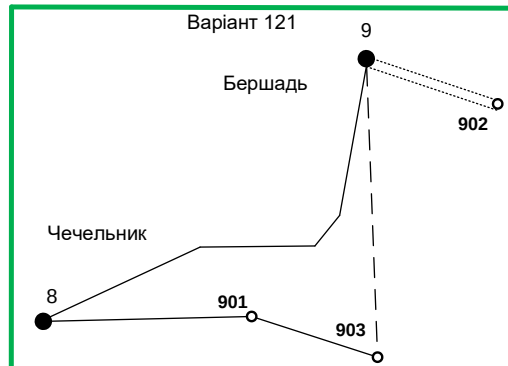
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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

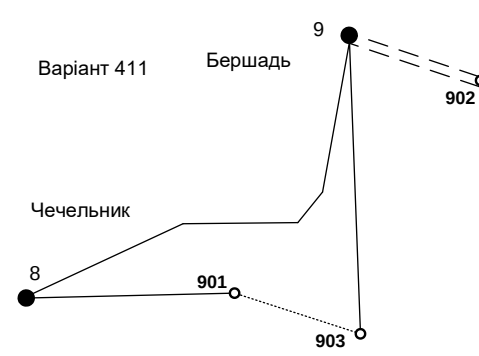
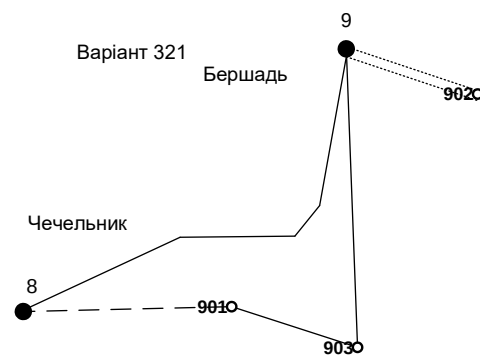
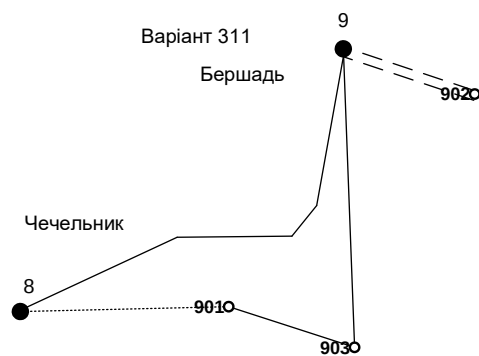
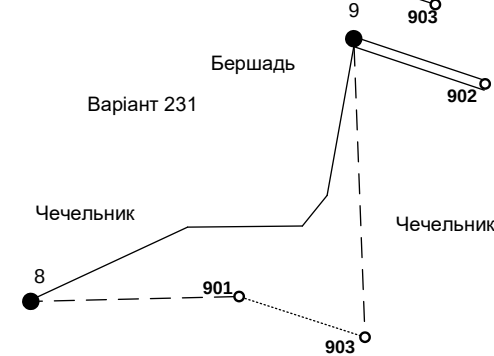
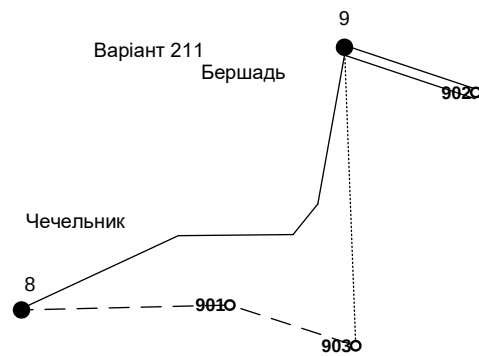
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



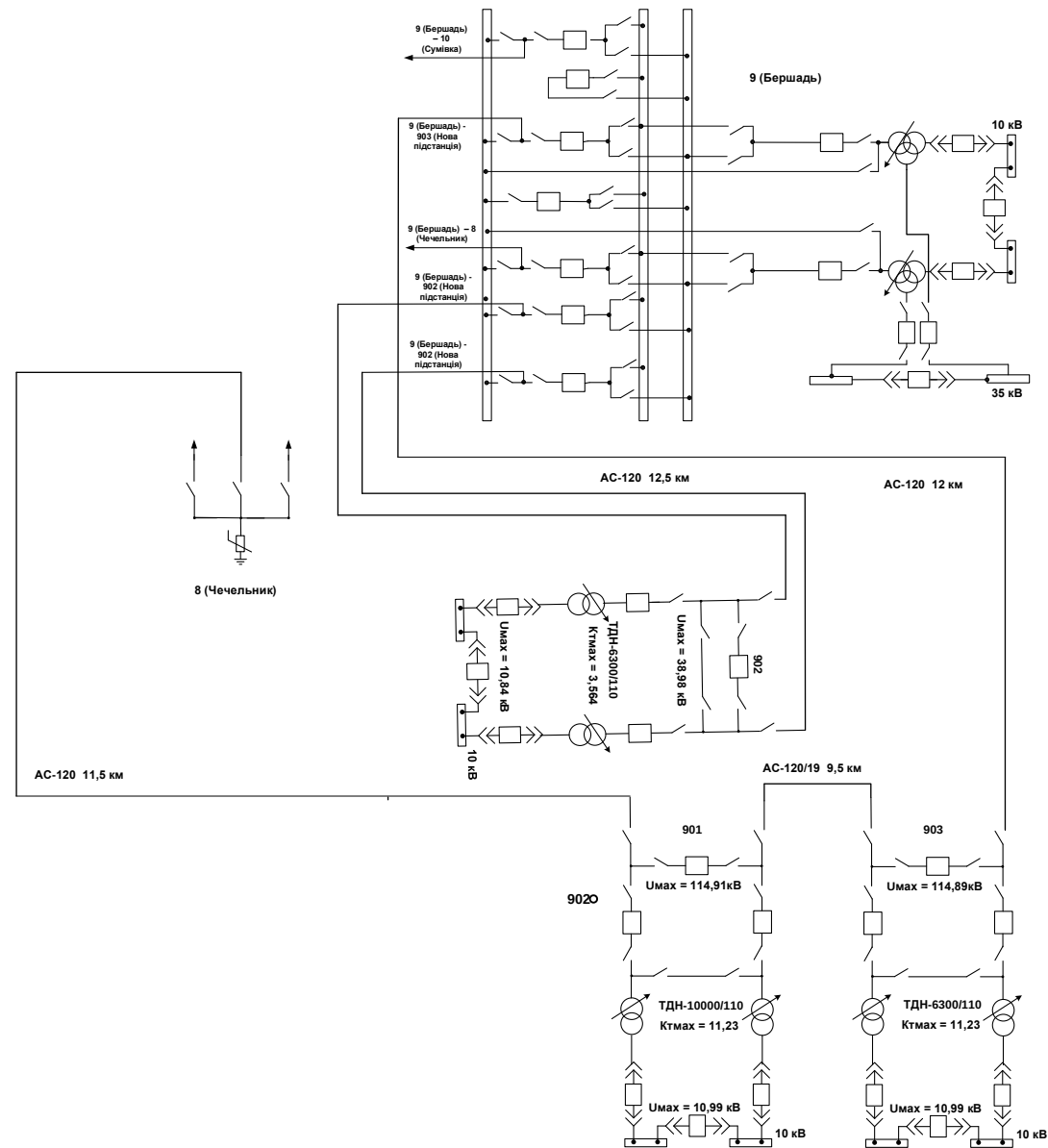
ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



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



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	22,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	127 120
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	213 594,067
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	10,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,51
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,22
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	982,14
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	21,85

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей застосування систем блискавкозахисту»

Виконав: Кушер О. В.

Керівник: доцент каф. ЕСС
Нетребський В. В.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження засобів захисту від удару блискавки.

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 засобів захисту від удару блискавки;
- вирішено питання організації безпеки праці персоналу, що обслуговує електричні мережі.

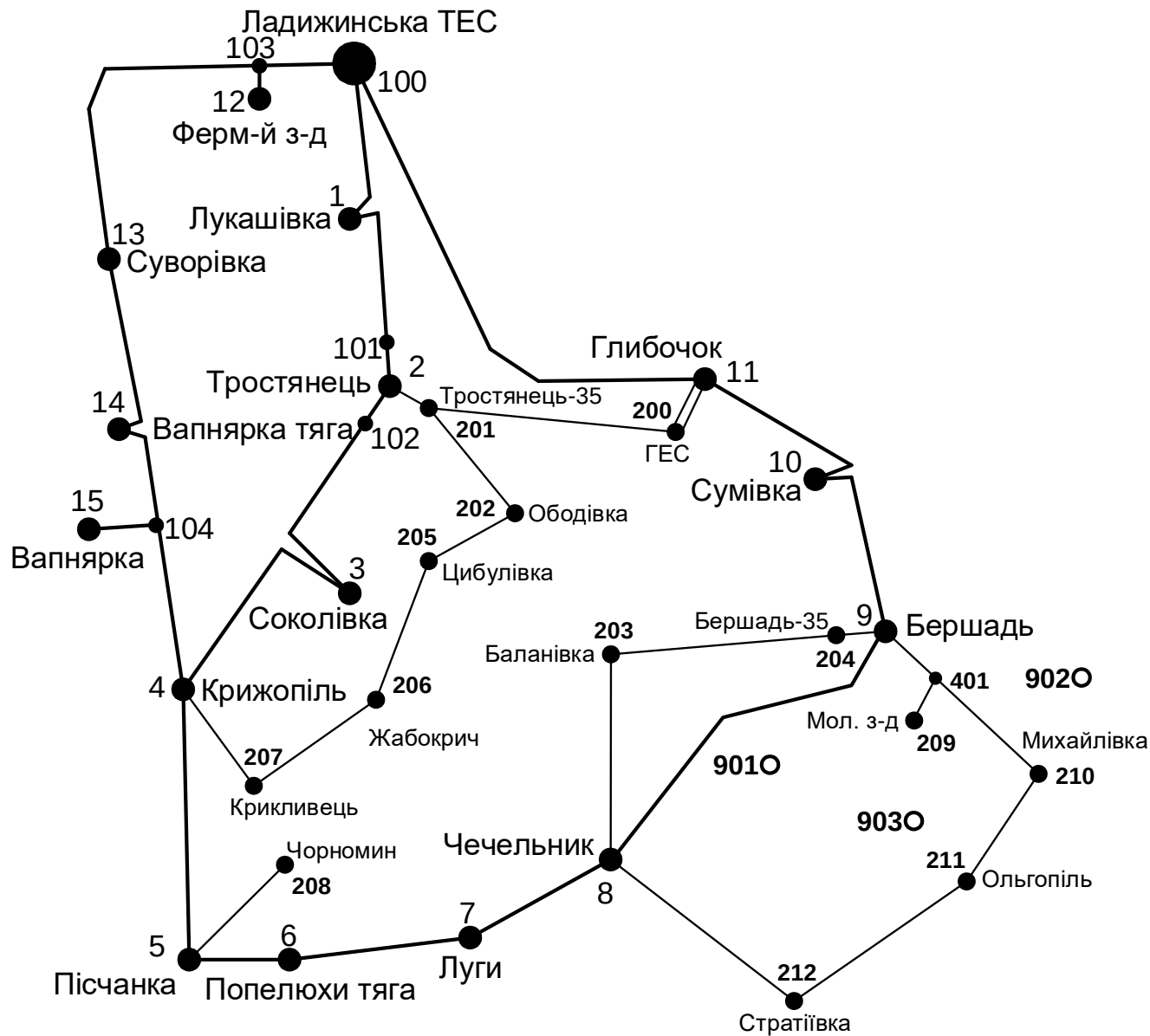
Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

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».

Граф існуючого фрагменту мережі

3



Параметри існуючої електричної схеми

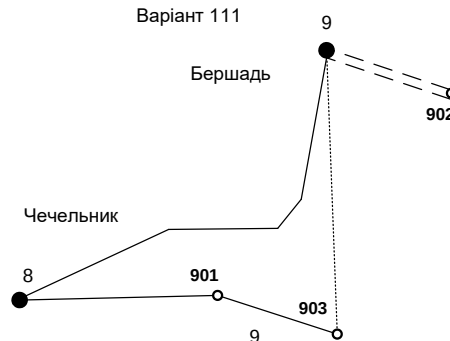
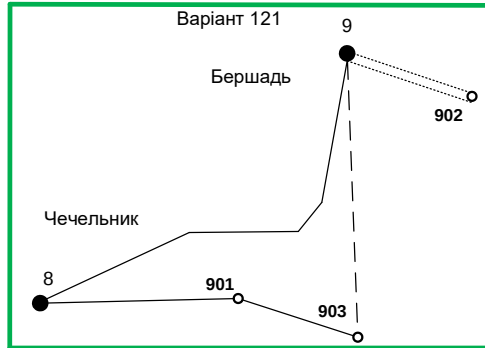
Таблиця – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

Таблиця – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

Варіанти розвитку схеми



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

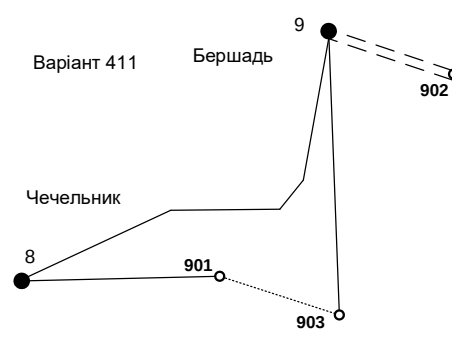
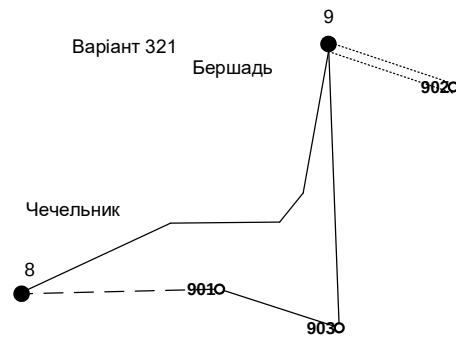
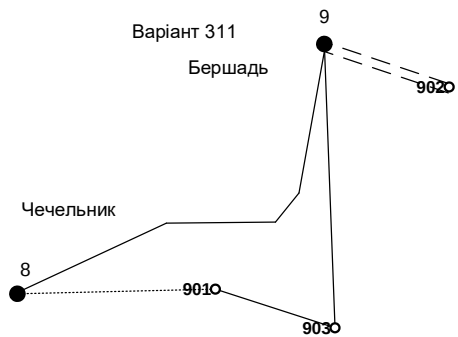
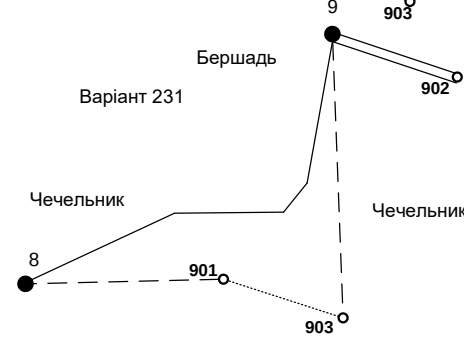
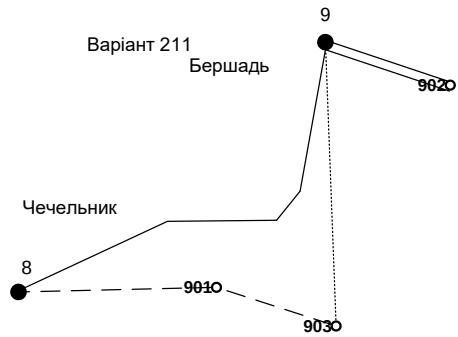
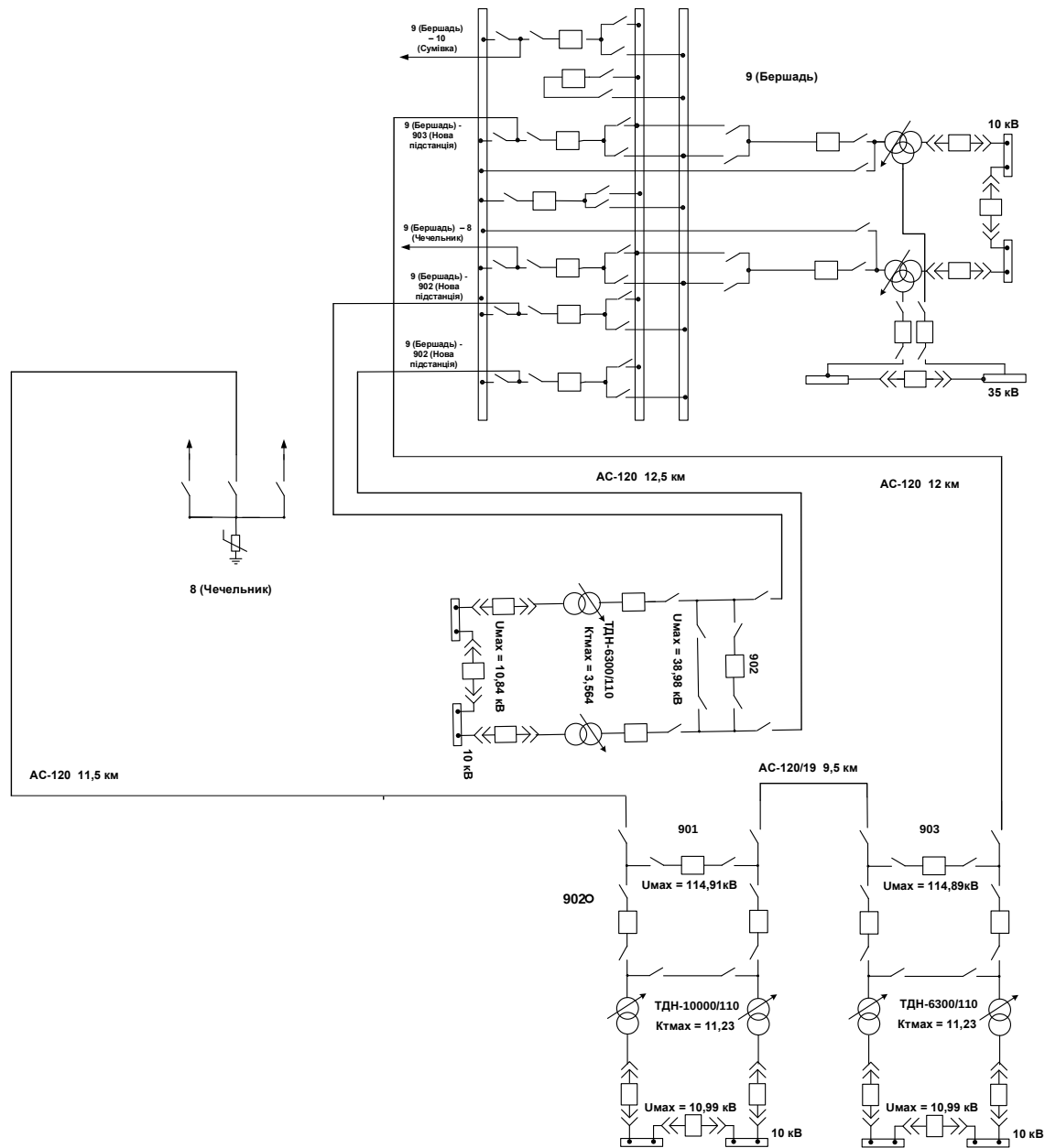


Схема оптимального варіанту

6



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	22,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	127 120
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	213 594,067
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	10,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,51
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,22
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	982,14
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	21,85

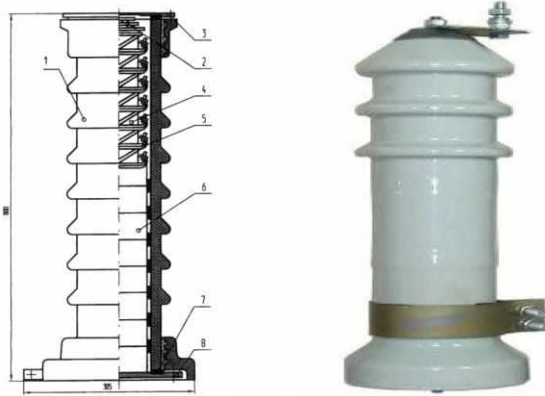
Грозозахисний трос



ОПН (обмежувач перенапруг нелінійний)



Вентильний розрядник



1- армована фарфорова покрівка; 2- пружина; 3-кришка; 4- блок іскрового проміжку; 5- шунтуючий резистор; 6- робочий резистор; 7- прокладка; 8- диск.

Ізолятор-розрядник з мультикамерною системою (ІРМК)



Розрядник довго-іскровий (РДІ)



Порівняльна таблиця блискавкозахисного обладнання

Засоби	Функція	Вартість	Старі лінії	Нові лінії	Ефект	Обслуговування
Грозозахисний трос	Перехоплення прямого розряду блискавки, зменшення індукованої перенапруги	Висока	Важко	Легко	Середній	Нема
ОПН	Поглинання енергії блискавки і обмеження грозового перенапруження	Висока	Важко	Легко	Високий	Досить часто
ОПН із захисним тросом	Поглинання енергії блискавки і обмеження грозового перенапруження, зменшення кількості пошкоджень розрядників	Дуже висока	Важко	Легко	Дуже високий	Часто
РДІ	Збільшення шляху розряду, усунення горіння дуги	Низька	Легко	Легко	Висока	Практично нема
Часткове збільшення товщини ізоляції	Збільшення шляху розряду, усунення горіння дуги	Висока	Дуже важко	Важко	Середній	Нема
ІРМК	Усунення горіння дуги всередині камер	Низька	Легко	Легко	Висока	Практично нема
Ізоляційна система з каскадним з'єднанням елементів	Скорочення ушкоджень головної лінії за рахунок наявності місць зі слабкою ізоляцією	Середня	Неможливо	Можливо	Висока	Середні
Ізолятори з іскровими проміжками	Сприяння можливості горіння дуги і недопущення пошкодження проводу	Висока	Важко	Легко	Висока	Нема
Посилений захищений провід	Збільшення дугостійкості проводу	Висока	Неможливо	Легко	Середній	Нечасті
Часткова зачистка ізоляції і установка затиску	Сприяння можливості горіння дуги і недопущення пошкодження проводу	Низька	Важко	Важко	Високий	Практично нема