

MR-5772

621.31
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом засобів та
методів регулювання напруги»**

Виконала: студентка 2-го курсу магістерського
рівня, групи ЕСМ-22мз спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр і назва програми підготовки, спеціальності)

Московчук І.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Матвієнко С.В.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 2024 р.

Опонент:

Доктор ЕССЕМ доктор к.т.н. Курієва М.В.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 2024 р.

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 2024 р.

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.

«15» 05 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Московчук Ірині Анатолівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом засобів та методів регулювання напруги»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

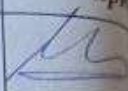
2. Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року

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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 47 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Аналіз засобів та методів регулювання напруги. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Граф існуючого фрагменту мережі. 3. Варіанти розвитку мережі. 4. Основні техніко-економічні показники. 5. Методи регулювання напруги в електричних мережах. 6. Регулювання напруги в трансформаторах і автотрансформаторах (ПБЗ). 7. Регулювання напруги в трансформаторах і автотрансформаторах (РПН). 8. Резисторні РПН. 9. Обслуговування регулювальних пристроїв. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

6. Консультанти розділів роботи

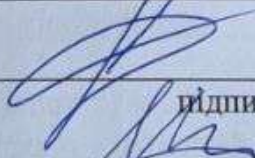
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С.В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС	 16.01.24	 28.05.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.01.24	20.01.24
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.01.24	10.02.24
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.02.24	01.03.24
4.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.03.24	22.03.24
5.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.03.24	15.04.24
6.	Оцінювання балансу потужностей	16.04.24	25.04.24
7.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.04.24	01.05.24
8.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.05.24	12.05.24
9.	Аналіз засобів та методів регулювання напруги	13.05.24	21.05.24
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	22.05.24	24.05.24
11.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.05.24	28.05.24

Студент


підпис

Московчук І.

Керівник


підпис

Матвієнко С.

АНОТАЦІЯ

Московчук Ірина Анатоліївна «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом засобів та методів регулювання напруги». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 100 с. / На укр. мові. Бібліогр.: 25 назв; рис.: 19; табл. 33.

В роботі проведено моделювання розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі. та розраховано максимальні режими навантаження.

Проведено аналіз засобів та методів регулювання напруги.

Ключові слова: електрична мережа, регулювання напруги, навантаження.

ABSTRACT

Moskovchuk Iryna "Development of a fragment of the electrical network with an analysis of voltage regulation methods and means." Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU - 2024. 100 p. / In Ukrainian speech Bibliography: 25 titles; Fig.: 19; table 33.

In the work, modeling of the development of the 110/35/10 kV electric network was carried out. The optimal scheme was obtained by the simplex method.

The resulting network passed a certain check according to the following operational parameters: voltages at nodes, currents and powers in network sections, etc. According to the results, the expediency of using voltage regulation devices to maintain the working voltage level in the maximum, emergency mode was assessed. and the maximum load modes are calculated.

A study an analysis of voltage regulation methods and means

Key words: electric network, voltage regulation, load.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	34
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	37
6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.2. Регулювання напруги у електромережі	44
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
9 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	67

9.1 Методи регулювання напруги в електричних мережах	67
9.2 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів	69
9.3 Розрахунок рівнів напруг і коефіцієнтів трансформації трансформаторів з метою регулювання напруги на нових підстанціях.....	77
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	78
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	78
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	83
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій...	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
ДОДАТКИ.....	102

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АТ – автотрансформатор;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗП – заземлювальний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ЛР – лінійний регулятор;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
РЗіА – релейний захист і автоматика;
СК – синхронний компенсатор;
СШ – система шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
УПК – установка поздовжньої компенсації.

ВСТУП

Актуальність теми. Основу енергетичної безпеки країни складає ефективне та надійне функціонування паливно-енергетичного комплексу. При цьому об'єднана енергетична система (ОЕС) України утворює єдиний технологічний комплекс джерел і споживачів енергії та гарантує постачання, транзит і експорт електричної енергії. Проте існує низка проблем, що чинять негативний вплив на тенденції розвитку електроенергетики та послаблюють енергетичну безпеку держави. Однією серед технічних проблем є зношеність значної частини енергогенеруючих потужностей та мереж постачання енергії, відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ліній електропередач і підстанцій напругою 110 кВ і вище [1-3]. На підставі Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [4] було розроблено заходи щодо покращення системи передачі, виконання яких дозволить покращити енергетичну безпеку країни та підвищити енергоефективність національного виробництва.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по областях країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, а недостатній рівень надійності електропостачання обумовлений недостатнім фінансуванням мережевого будівництва [2]. Значна частина підстанцій енергосистем виконана на обладнанні та за схемами середини минулого століття, що не завжди відповідає сучасним вимогам ПУЕ та має негативний вплив на надійність електропостачання споживачів.

Проведені дослідження під час розробки плану розвитку системи передачі підтверджують доцільність і необхідність розбудови системи передачі, будівництва нових підстанцій та ліній електропередачі,

реконструкції наявних енергооб'єктів із збільшенням їх потужності та пропускної здатності [2].

Для підтримання належного стану електричних мереж напругою 0,4-110 кВ, забезпечення їх надійної роботи, безпечної експлуатації потрібно збільшувати обсяги робіт з реконструкції цих електромереж з максимально можливим використанням проводів, опор, обладнання та матеріалів об'єктів, що реконструюються, та демонтованих недіючих об'єктів, проте придатних для подальшого використання [5].

Одним із способів підтримання оптимальних параметрів нормального режиму ЕЕС, а саме належних рівнів напруг у вузлах електричних мереж, є використання засобів та методів регулювання напруги.

Таким чином, на сьогодні особливо актуальною є задача підвищення ефективності проектування. Проектування розвитку та реконструкції електричних мереж повинні виконуватись особливо ретельно, з використанням технічно грамотних сучасних підходів до проектування.

Дану магістерську кваліфікаційну роботу присвячено питанню проектування електричної мережі з аналізом засобів та методів регулювання напруги.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з аналізом засобів та методів регулювання напруги.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- проаналізувати існуючі методи проектування електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку усталених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;

- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження методів регулювання напруги;
- вибір засобів регулювання напруги на спроектованих нових підстанціях;
- проаналізувати умови праці оперативно-ремонтного персоналу підстанції при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок підстанцій;
- розробити організаційні й технічні рішення з охорони праці під час обслуговування електричних мереж.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності застосуванні різних методів і засобів регулювання напруги в електричних мережах.

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

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 $a' = -1654,5$, $b' = 0,8667$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8667T - 1654,5$$

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

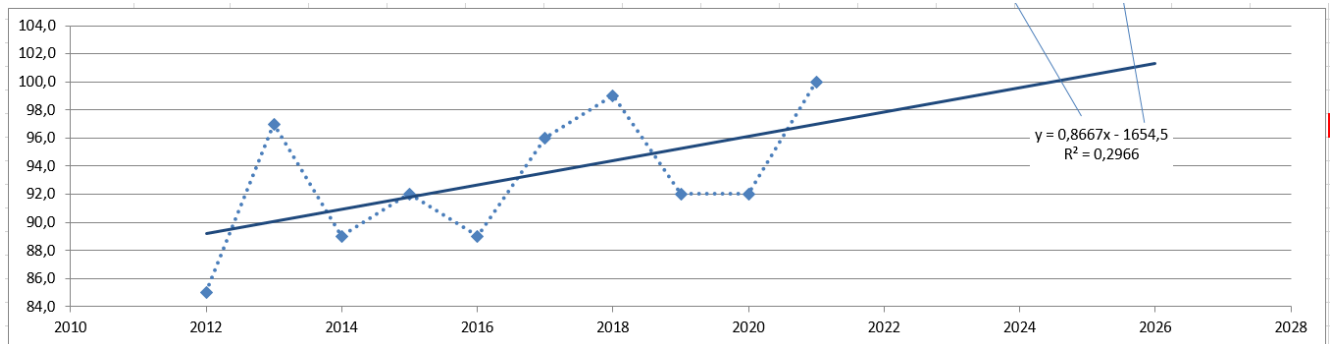


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 101,4 %, що на 1,4 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток A2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в лініях електропередач – 1.52 МВт;
- в трансформаторах – 0.81 МВт з них холостого ходу 0.51 МВт та навантажувальні 0.30 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	201-1	6-7	13-209	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	120	95	185	185
Розрах. струм, А	123	36	97	11

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	6	14	15	204
Напруга вузла,кВ	104,96	108,47	108,5	105,04

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 № 6 - Хмільник з рівнем напруги 104,96 кВ; вузол № 204 з рівнем напруги 105,04 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,47 кВ; вузол № 15 – Калинівка з рівнем напруги 108,5 кВ.

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

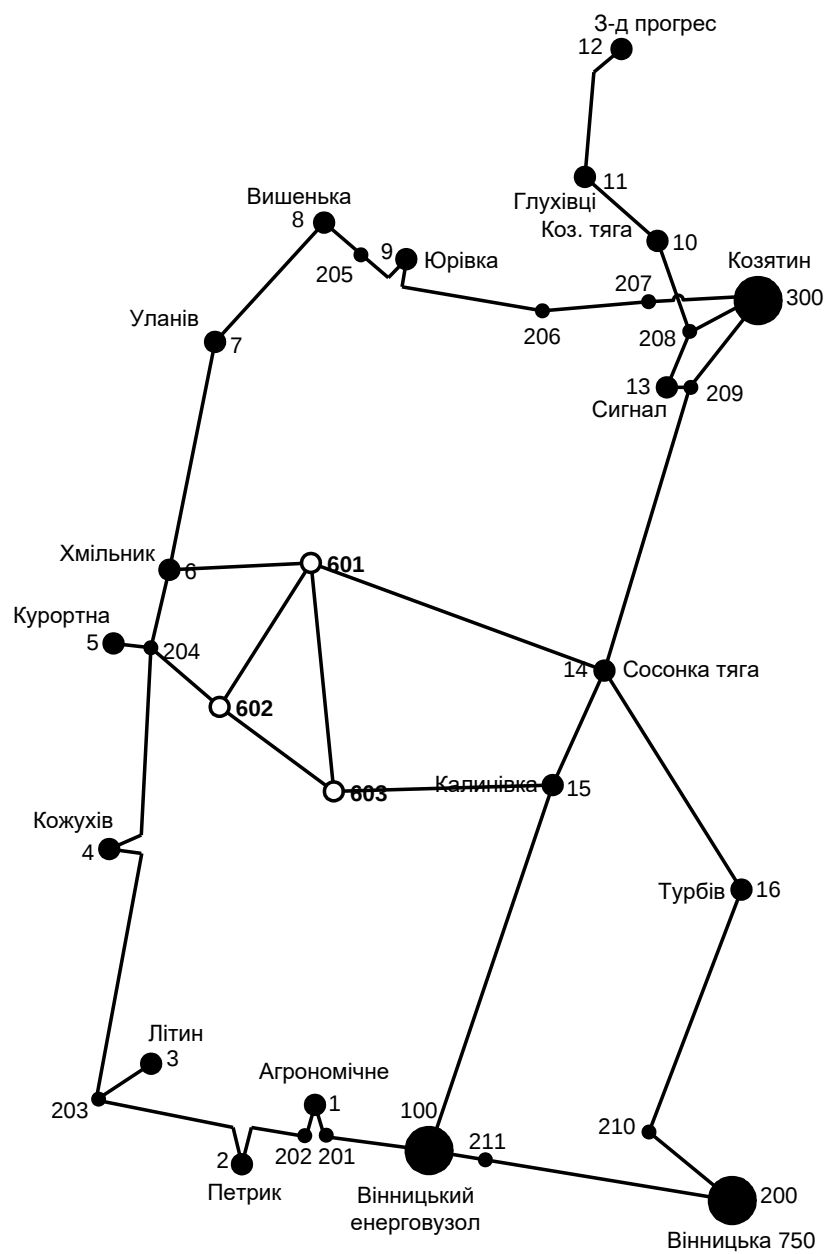


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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, щл враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5200$

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-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
6	601	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,441	5784,2
14	601	3,5	24,5	110	1573,680	0,131	12337,7	3,153	12652,9
204	602	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,901	3615,1
15	603	2,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,162	8676,3
601	602	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,711	6868,7
602	603	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,351	5422,7
601	603	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,252	9037,8

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
6-601	1,6	12,1	5851,1	5775,1	5943,9	5640,1	17,439	5851,1	5808,9	5893,3
14-601	3,5	12,1	12799,2	12633,1	13002,3	12337,7	38,148	12799,2	12706,9	12891,6
204-602	1	12,1	3656,9	3609,4	3715,0	3525,0	10,899	3656,9	3630,6	3683,3
15-603	2,4	12,1	8776,6	8662,7	8915,9	8460,1	26,159	8776,6	8713,3	8839,9
601-602	1,9	12,1	6948,2	6858,0	7058,4	6697,6	20,709	6948,2	6898,0	6998,3
602-603	1,5	12,1	5485,4	5414,2	5572,4	5287,6	16,349	5485,4	5445,8	5525,0
601-603	2,5	12,1	9142,3	9023,6	9287,4	8812,6	27,249	9142,3	9076,4	9208,3

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	Довжина, 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
6-601	1,6	12,1	5851,1	5811,0	5895,4	483,6	5851,1	5266,0	6436,2
14-601	3,5	12,1	12799,2	12711,5	12896,2	1057,8	12799,2	11519,3	14079,2
204-602	1	12,1	3656,9	3631,9	3684,6	302,2	3656,9	3291,2	4022,6
15-603	2,4	12,1	8776,6	8716,5	8843,1	725,3	8776,6	7899,0	9654,3
601-602	1,9	12,1	6948,2	6900,6	7000,8	574,2	6948,2	6253,3	7643,0
602-603	1,5	12,1	5485,4	5447,8	5526,9	453,3	5485,4	4936,9	6033,9
601-603	2,5	12,1	9142,3	9079,7	9211,6	755,6	9142,3	8228,1	10056,6

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

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

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

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

[illegible]

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
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	15,62
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	6,39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1061,9	667,1	637,2	242,8	428,3	594,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		17769,756
Потужності ЛЕП	0	9,742085	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	0,000	#####	0,000	8460,104	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27495,339
Змінні складові витрат	0,000	299,221	0,000	1389,315	244,074	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1932,610
Дисконтовані витрати, тис. грн																29427,949

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
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	15,62
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	6,39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1989,9	2024,3	239,7	1337,7	1098,9	1098,9	867,6	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0		14622,880
Потужності ЛЕП	0	0	24,85138	0	0	2,840158	6,390355	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	6697,583	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15510,191
Змінні складові витрат	0,000	0,000	556,316	0,000	0,000	13,806	55,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	625,299
Дисконтовані витрати, тис. грн																16135,491

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	15,62
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	6,39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0,00
Коефіцієнти цільової функції	925,4	2024,3	164,2	1388,1	1098,9	2363,0	836,1	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0		11585,960
Потужності ЛЕП	2,840158	0	22,01122	0	0	0	6,390355	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	5640,070	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	14452,678
Змінні складові витрат	11,626	0,000	436,424	0,000	0,000	0,000	55,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	503,228
Дисконтовані витрати, тис. грн																14955,906

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (друга ітерація)

У таблиці на рис. 2.3 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

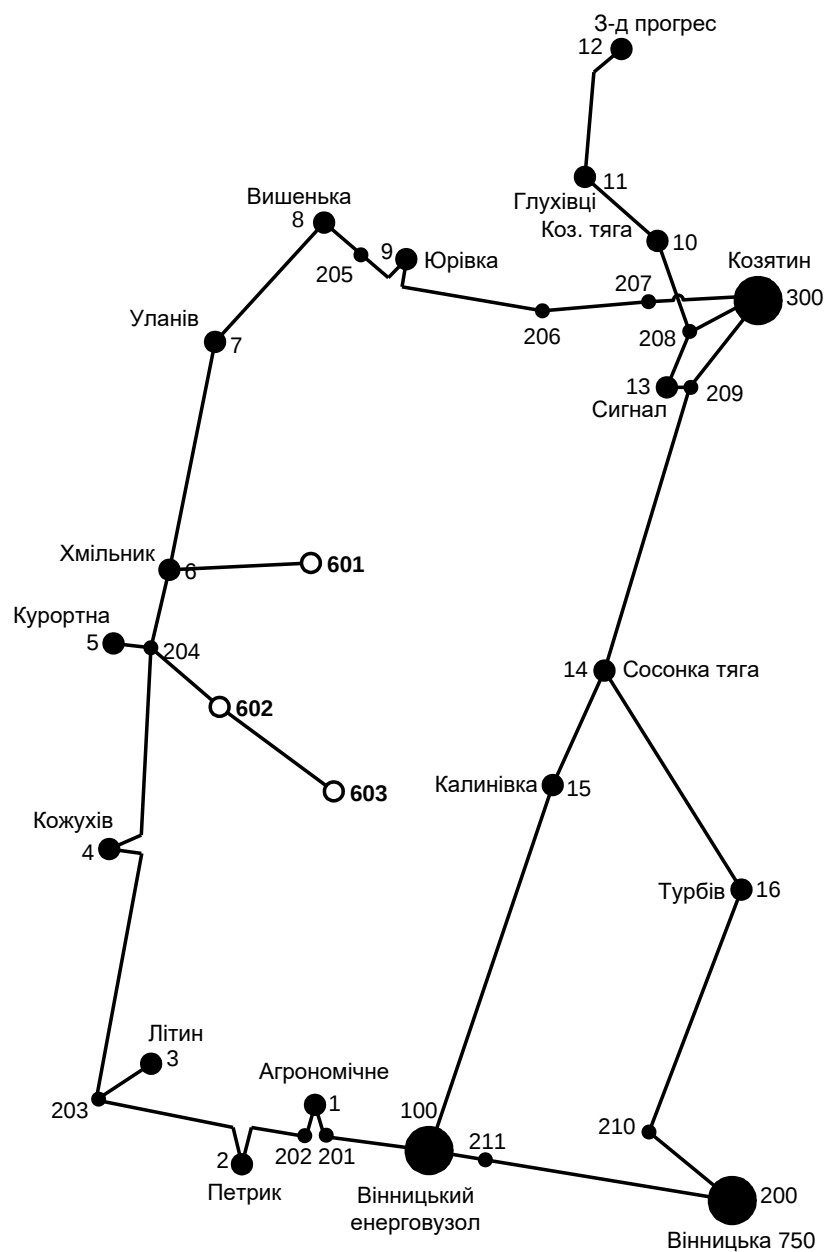


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 601-603 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

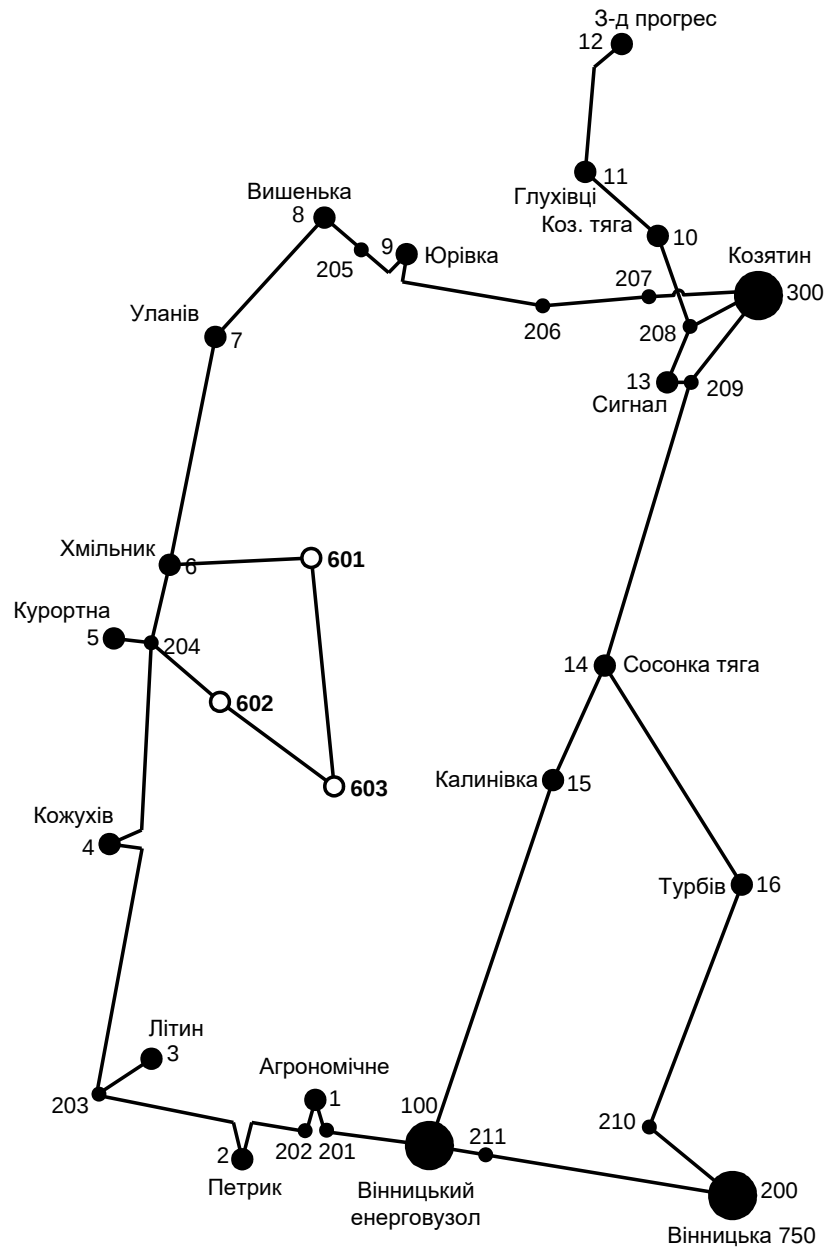


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 601-603 довжиною 17,5 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 601, 602, 603). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 6 та 206 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: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 601, 602, 603. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного 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 6-601, 204-602 та 602-603. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-601} + \Delta L_{204-602} + \Delta L_{602-603} = 11,2 + 7 + 10,5 = 28,7 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 601-603. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	B _t	Вартість
1	1	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50935,28	42446,07	42446,07
		204-602	7	22		12642,42			
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	2	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50650,26	42208,55	42208,55
		601-603	17,5	6,1		30902,36			
	3	204-602	7	22	17,5	12642,42	31187,38	25989,48	25989,48
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	4	6-601	11,2	2,8	18,2	19747,9	32390,32	26991,94	26991,94
		204-602	7	22		12642,42			

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	B _t	Вартість
2	11	601-603	17,5	6,1	17,5	30902,36	30902,36	17883,31	60329,37
	21	204-602	7	22	17,5	12642,42	31187,38	21657,9	63866,45
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	31	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50650,26	35173,79	61163,27
		601-603	17,5	6,1		30902,36			
	41	602-603	10,5	6,4	28	18544,96	49447,31	34338,41	61330,35
		601-603	17,5	6,1		30902,36			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

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

Для варіанту 11 приєднання нових підстанцій 601, 602, 603 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.

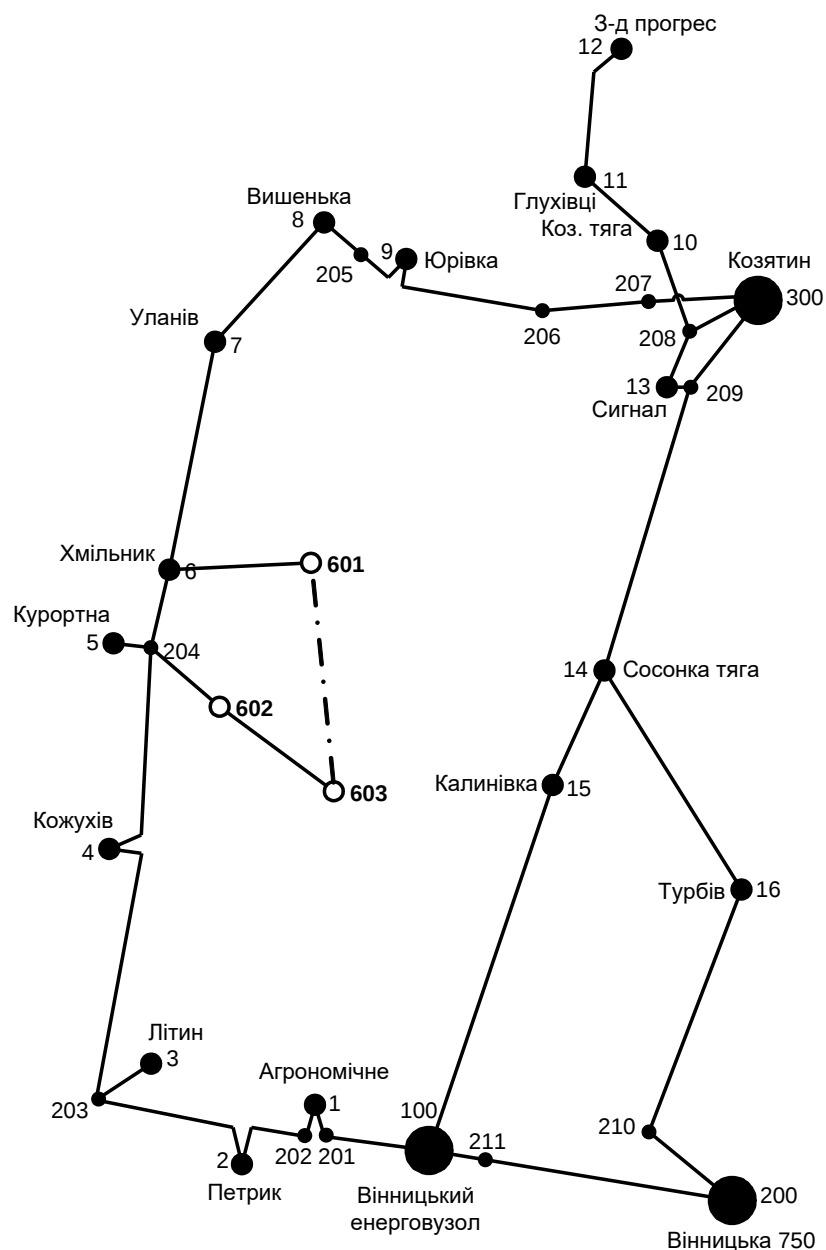


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр } 6-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{0,913}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 5,032 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 602-204} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,212}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39,748 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 601-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,115}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 11,658 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр } 602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,082}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 50,054 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (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 6-601;

2й – розрив лінії 602-204;

3й – розрив лінії 6-601 та відсутня генерація на СЕС (602);

4й – розрив лінії 602-204 та відсутня генерація на СЕС (602);

5й – розрив лінії 601-603;

6й – розрив лінії 602-603.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
6-601	0	34.9	0	55.1	17.2	55.7	88.6	390	5.1	АС-120/19
602-204	35.1	0	55.2	0	51.1	88.6			39.7	АС-120/19
601-603	16.9	50.9	16.9	38.3	0	39			11.6	АС-120/19
602-603	55.8	88.6	55.7	0.9	39.1	0			50.1	АС-120/19

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

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

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

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{2.8}{1.4 \cdot 0.89} = 2.247 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 602, 603 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

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

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється 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:

$$K_{з1.па} = \frac{2.525}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.401 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{15.876}{(2-1) \cdot 16} = 0.992 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{7.079}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.124 \leq 1.4$$

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.

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 601, 602, 603 будем 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).

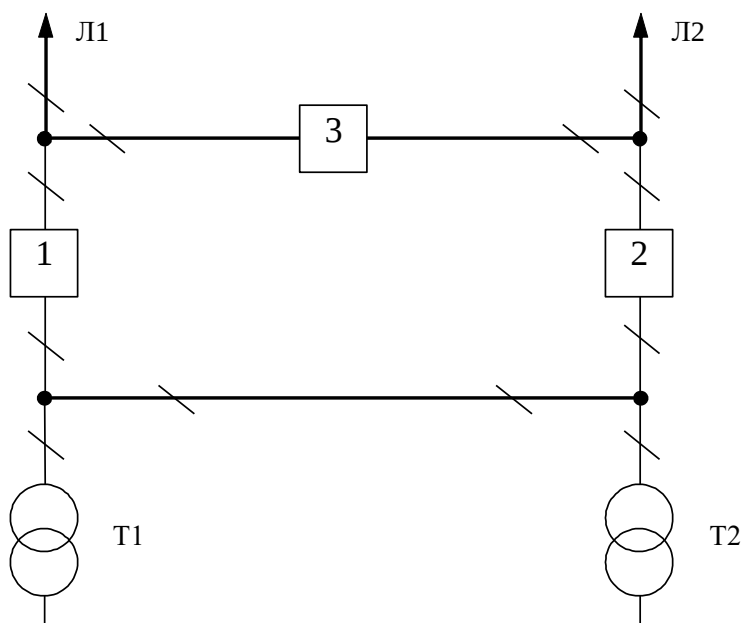


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 601, 602, 603

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 Хмільник (вузол 6). Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС Хмільник (вузол 6) тип існуючої схеми нас влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

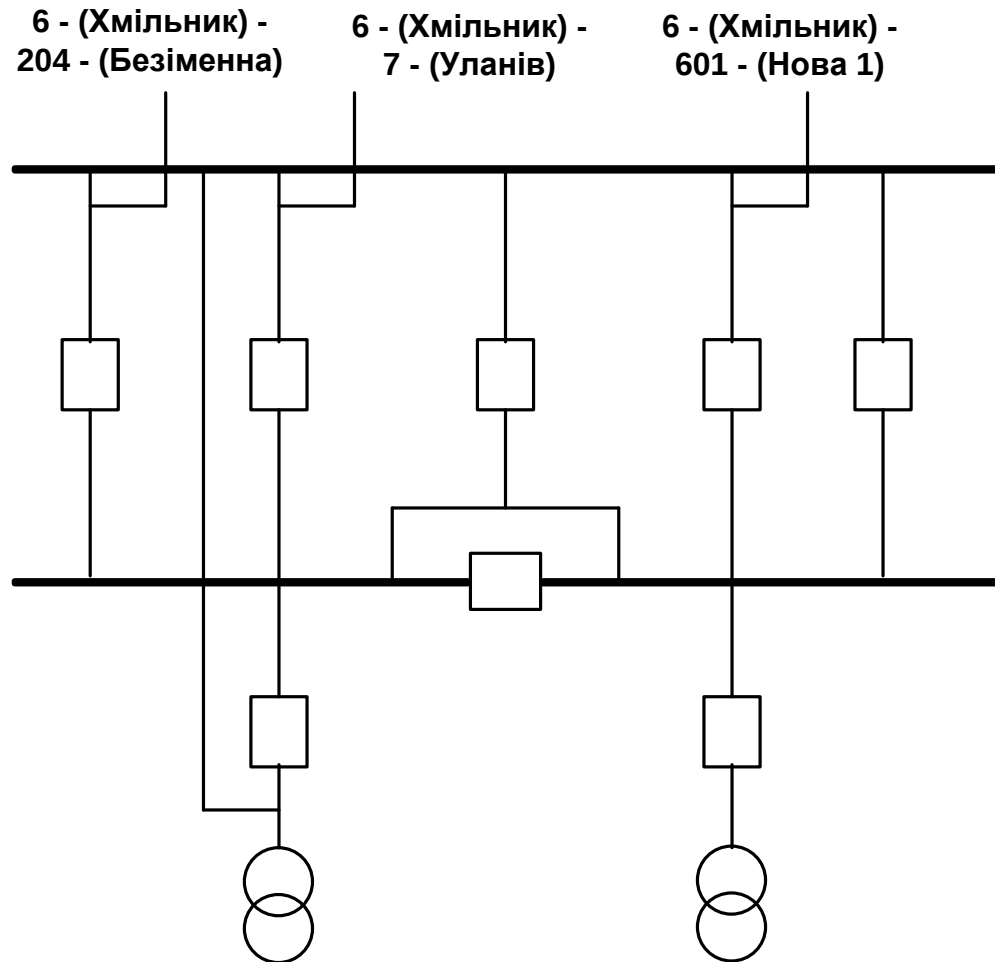


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 6, що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Кожухів-Уланів» (див. нормальну схему) [3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Кожухів-Уланів» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 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 вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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, Л3) - 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 ($З_0 = 437$ грн./кВт·год.);

$$М_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot З_0 \quad (5.5)$$

$$М_{зб} = 1731,4 \cdot 437 = 756621,8 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$W_{рік} = 5200 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рік} \quad (5.7)$$

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	756621,8

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.

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 601, 602, 603 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 9,1 + 0,05 \cdot 9,1 = 8,645 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 8,645 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,645 \cdot 0,34 = 2,939 \text{ (МВАр)}.$$

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 - 6-601

$$Q_{\text{ЛЕП6-601}} = 105,80^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,2) = 0,357 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,357 + 0,558 + 0,337 + 0,224 = 1,476 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 4,66 = 4,427 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 4,427 = 0,443 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 4,427 + 0,443 - 2,939 - 1,476 = 0,455 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 4,427 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 0,455 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 600 КВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 601.

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 напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А 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 післяаварійний 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.

7.2. 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
601	100,44	95,07	105,77
602	100,77	95,42	106,08
603	100,53	95,16	105,85

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
601	7,87	6,63	9,27
602	8,47	7,44	8,71
603	7,79	6,49	9,01

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

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

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

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} . \quad (7.3)$$

• 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:

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

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 701.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((2,84) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,46) \cdot (220,4 / 2))}{105,77} = 1,719 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{105,77 + 1,719}{10,5} = 10,237$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601d} = 10,237$, що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН}701\text{д}} = \frac{105,77 + 1,719}{10,237} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	1,719	10,237	10,5	10	10,298	0,09
602	1,92	10,286	10,5	10	10,298	0,096
603	3,851	10,448	10,5	9	10,455	0,093

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603 (додаток Д). При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

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;

$K_{ЛЕП}$ – 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:

- будівництво ліній електропередач: Хмільник (вузол 6) – 601, Безіменна (вузол 204) – 602 та 602 – 603;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602 та 603;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Хмільник (вузол 6).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 601-603;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Кожухів - Уланів».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.4.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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

Продовження табл. 8.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			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 трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	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
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	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
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Таблиця 8.3 – Вартість реконструкції підстанції Хмільник (вузол 6):

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

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 153 005,405 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.5.

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Кожухів - Уланів» (вузол 6):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 27,3 = 33\,215,476 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 17,5 = 20\,253,339 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 153\,005,405 + 33\,215,476 = 186\,220,881 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 586,23 + 20\,253,339 = 20\,839,569 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ЛП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{Л1} = (33\,215,476 \cdot 0,3)/100 = 99,646 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (20\,253,339 \cdot 0,3)/100 = 60,76 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (153\,005,405 \cdot 3)/100 = 4696,389 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

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: 6-601, 204-602, 602-603 П/ст: 601, 602, 603	-290	-	2,03
2	ЛЕП:601-603,	-320	-	2,01

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 99,646 + 4696,389 + 2,03 \cdot 1,65 = 4693,158 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 60,76 + 17,587 + 2,01 \cdot 1,65 = 81,663 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 31,2 \cdot 5200 = 162240 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 6.1 \cdot 5200 = 31720 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 162240 - 4693,158 = 27430,362 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 31720 - 81,663 = 6198,897 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,16$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,16 = 6,2 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	37,3
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5200
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	193 960
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	207 060,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,2
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	2,01
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,16
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	559,74
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	6,50

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 6,2 років підтверджують ефективність.

9 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

9.1 Методи регулювання напруги в електричних мережах

Навантаження споживачів безперервно змінюються протягом доби і сезонів. Це зумовлює зміну втрат потужності й напруги в електромережах, і, внаслідок цього, зміну напруги у споживачів.

Згідно ГОСТ 13109-97 [9] відхилення напруги характеризується показником, який встановлюється відхиленням напруги, для якого встановлені такі норми:

- нормально допустимі і гранично допустимі значення встановлюваного відхилення напруги ΔU на виводах приймачів електричної енергії рівні відповідно $\pm 5\%$ і $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі;

- нормально допустимі та гранично допустимі значення, які встановлюються відхилення напруги в точці загального приєднання споживачів електричної енергії до електричної мережі напругою 0,38 кВ і вище мають бути встановлені в договорах про використання електричної енергії між енергозберігаючою організацією та споживачем з урахуванням необхідності виконання норм стандартів на виводах приймачів електричної енергії.

Визначення вказаних нормальних допустимих і гранично допустимих значень проводять у відповідності з нормативними документами, затвердженими в установленому порядку [21].

Під регулюванням напруги розуміють зміну рівня напруги в характерних точках мережі за допомогою спеціальних технічних засобів.

Існують такі методи регулювання напруги [8-10, 12]:

- на електричних станціях – генераторами, в яких збільшення струму збудження викликає зростання магнітного потоку, збільшення ЕРС і напруги на шинах генератора U_G . Зменшення струму збудження призведе до зниження напруги на виводах генератора. Для плавного регулювання напруги в колі

генератора використовують автоматичне регулювання збудження (АРЗ), яке дозволяє підтримувати постійне значення напруги U_G ;

- зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів на підстанціях;
- перерозподілом потоків активної і реактивної потужності;
- зміною параметрів мережі з застосуванням установок поздовжньої компенсації (УПК). Зменшити реактивний опір лінії (індуктивний) можна, включивши в неї УПК, яка має ємнісний опір X_C . В результаті сумарний опір ЛЕП зменшується;
- вольтододатковими трансформаторами (рисунок 9.1).

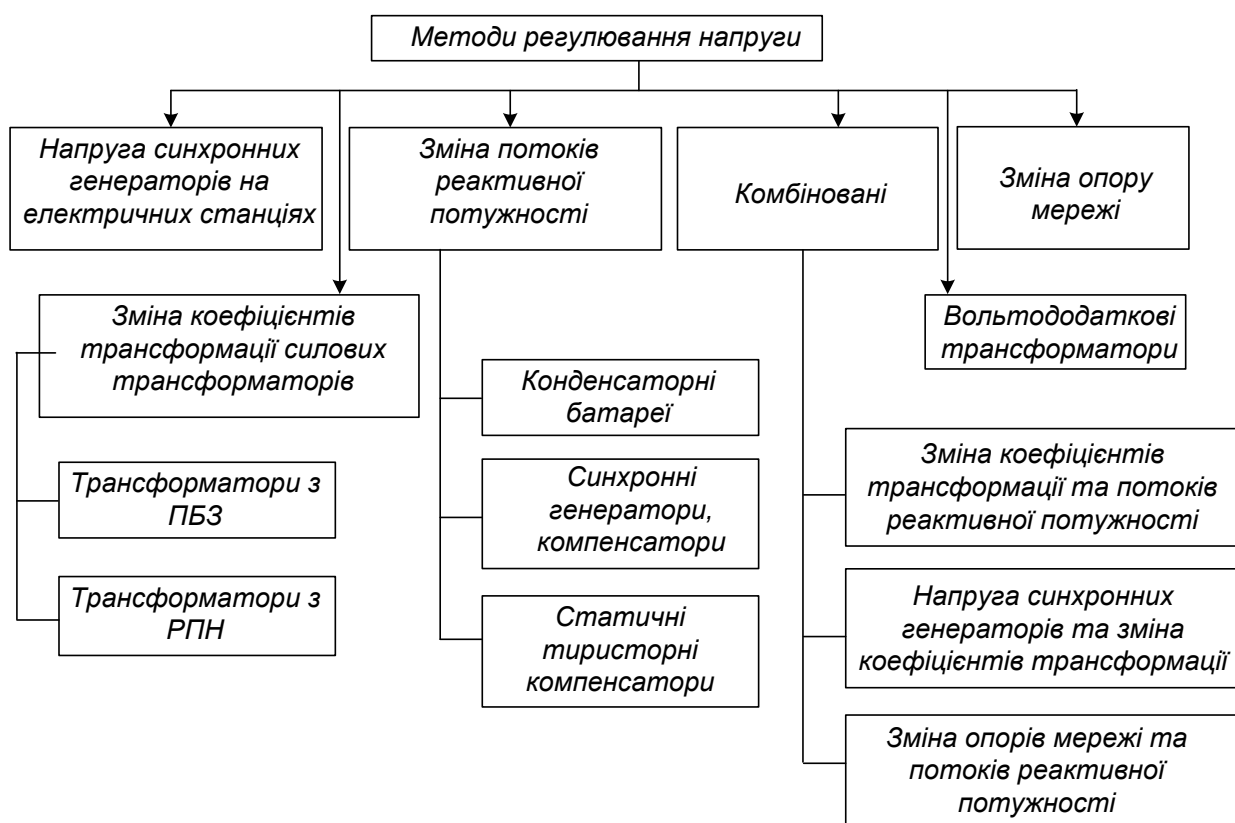


Рисунок 9.1 – Методи регулювання напруги в електроенергетичній системі

Далі в роботі розглянемо детальніше спосіб регулювання напруги за допомогою силових трансформаторів та автотрансформаторів.

9.2 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів

Для нормальної роботи споживачів необхідно підтримувати певний рівень напруги на шинах підстанцій. У електричних мережах передбачається ряд способів регулювання напруги.

Одним з основних є зміни коефіцієнта трансформації трансформаторів.

$$U_2 = n \cdot U_1 = \frac{w_2}{w_1} \cdot U_1.$$

Тобто змінюючи число витків w_2 або w_1 можна впливати на величину вторинної напруги U_2 . З цією метою обмотки трансформаторів забезпечують додатковими відгалуженнями.

За конструктивним виконанням розрізняють трансформатори

- 1) з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (трансформатори з РПН);
- 2) з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (трансформатори з ПБЗ);
- 3) трансформатори з підмагнічуванням.

Як правило, регулювальні відгалуження виконуються на боці високої напруги ВН трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому спрощується перемикаючий пристрій.

Трансформатори з РПН. Регулювання під навантаженням (РНП) дозволяє перемикати обмотки трансформатора без розриву кола. Пристрої РПН передбачають регулювання напруги в межах від ± 10 до $\pm 16\%$ рівнями приблизно по 1,5%. Регулювальні рівні виконуються на стороні ВН в трансформаторах і в нейтралі автотрансформаторів [18, 19].

На рис. 9.2, а зображена принципова схема трансформатора з РПН. Обмотка високої напруги ВН даного трансформатора складається з двох частин – регульованої та нерегульованої. На регульованій частині є ряд відгалужень до

нерухомих контактів 1, 4. Відгалуження 1, 2 відповідають частині витків, які ввімкнуті узгоджено з витками основної обмотки (напрямок струму вказаний на рис. 9.2, а стрілками). При вмиканні відгалужень 1, 2 коефіцієнт трансформації збільшується. Відгалуження 3, 4 відповідають частині витків, які з'єднані зустрічно по відношенню до витків основної обмотки. Їх вмикання зменшує коефіцієнт трансформації, оскільки компенсує дію частини витків основної обмотки. Основним виводом обмотки ВН трансформатора є точка 0. Число витків, діючих узгоджено і зустрічно з витками основної обмотки, може бути неоднаковим. На регульованій частині обмотки є перемикаючий пристрій, який складається з рухомих контактів *a* і *б*, контакторів *K1* і *K2* та реактора *P*. Середина обмотки реактора з'єднана з нерегульованою частиною обмотки трансформатора. У нормальному режимі струм навантаження обмотки ВН розподіляється рівно між половинами обмотки реактора. Тому магнітний потік малий і втрати напруги в реакторі також малі.

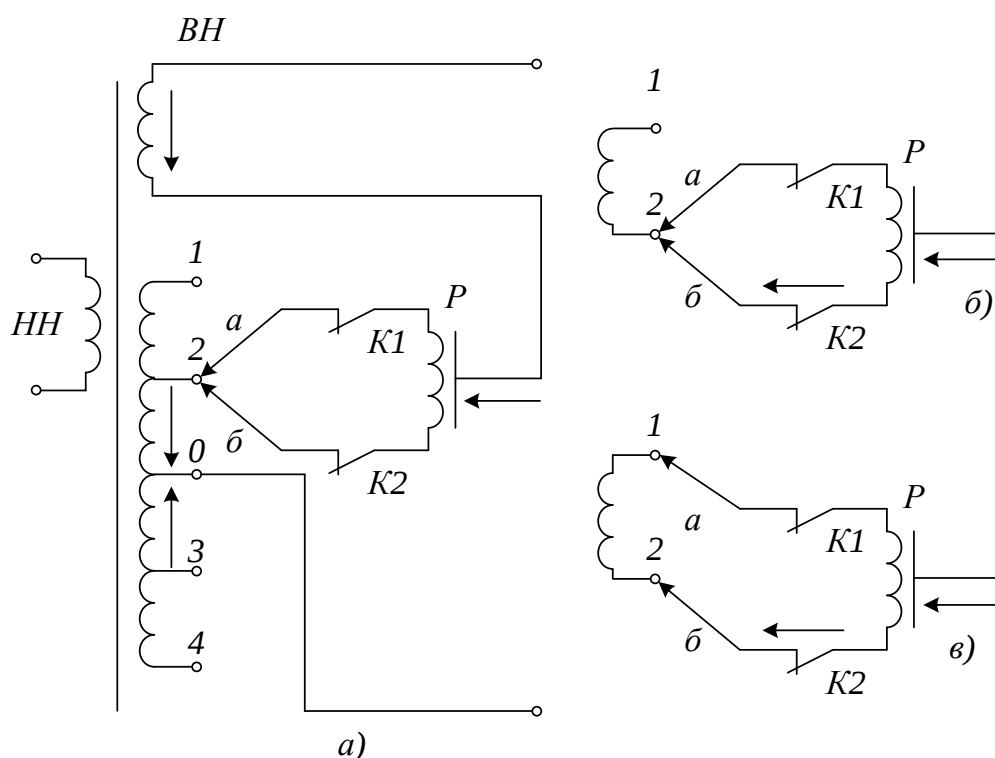


Рисунок 9.2 – Трансформатор з РПН

а – схема обмоток трансформатора з РПН; б, в – схема перемикаючих пристроїв РПН з реактором (перемикання відгалужень)

Нехай необхідно перемкнути пристрій з відгалуження 2 на відгалуження 1. Для цього відключають контактор $K1$ (рис. 9.2, б), переводять рухомий контакт a на контакт відгалуження 1 і знову вмикають контактор $K1$ (рис. 9.2, в). Таким чином секція 1, 2 обмотки виявляється замкненою на обмотку реактора P . Значна індуктивність реактора обмежує зрівнювальний струм, який виникає внаслідок наявності напруги на секції 1, 2 обмотки. Після цього вимикають контактор $K2$, переводять рухомий контакт b на контакт відгалуження 1 і вмикають контактор $K2$.

Більш досконалими є пристрої системи РПН з резисторами. Вони відносяться до швидкодіючих пристроїв. Принципова схема перемикаючого пристрою РПН з резисторами наведена на рис. 9.3.

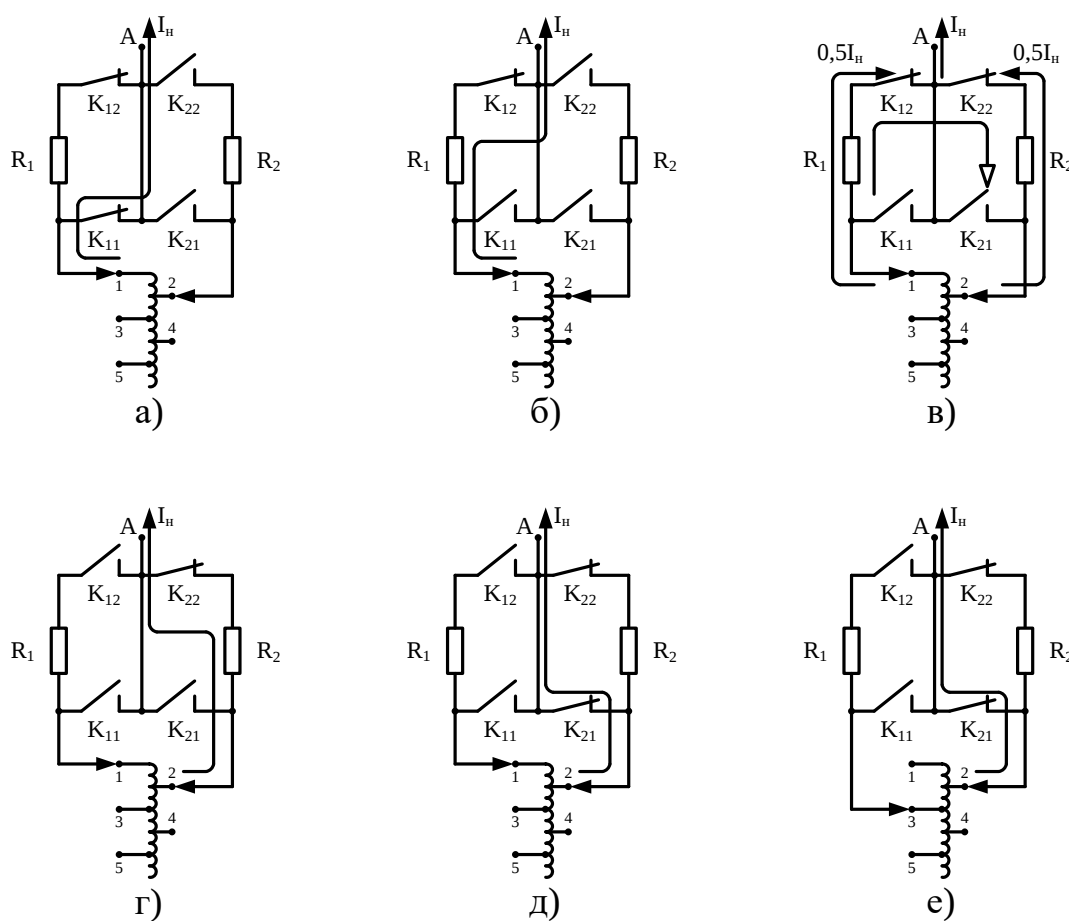


Рисунок 9.3 – Схема роботи перемикаючого пристрою РПН на резисторах

Розглянемо, як працює схема. У початковому стані (рис. 9.3, а) рухомі контакти вибирача B_1 і B_2 встановлені на його нерухомі контакти, з'єднані відповідно з виводами 1 і 2 регулювальної обмотки, замкнуті контактні вузли непарної половини контактора (K_1 і K_2). Через контакти K_1 і K_2 протікає струм навантаження I_n , а парна вітка струмом не обтікається [12].

Перемикання починається з розмикання контактів K_{11} . Ці контакти вимикають струм I_n . Після згасання електричної дуги (рис. 9.3, б) цей струм I_n протікає через контакти вибирача B_1 , резистор R_1 і контакти контактора K_{12} . Напруга між розімкненими контактами K_{11} рівна спаду напруги на резисторі R_1 .

Далі замикаються контакти K_{22} парної вітки контактора і встановлюється положення моста (рис. 9.3, в). При цьому струм навантаження розподіляється порівну між вітками, крім того, в них тепер протікає циркулюючий струм. У колі $B_1-R_1-K_{12}$ він геометрично складається з половиною струму навантаження, а в колі $B_2-R_2-K_{12}$ – віднімається.

Тепер розмикаються контакти K_{12} . Після згасання дуги (рис. 9.3, г) струм навантаження протікає через контакти вибирача B_2 , резистор R_2 і контакти контактора K_{22} . Між розімкненими контактами K_{12} прикладена напруга, рівна геометричній сумі напруги ступеня і спаду напруги на резисторі R_2 , в колі не змінюються, а напруга між контактами K_2 стає рівною геометричній різниці напруги ступеня і напруги на реакторі.

Після цього замикаються контакти контактора K_{21} і шунтують резистор R_2 (рис. 9.3, д). Таким чином, процес перемикання з відгалуження 1 на відгалуження 2 завершився без перемикання вибирача.

Контакт B_1 вибирача переходить (природно, без струму) на вивід 3 (рис. 9.3, е) лише спочатку процесу перемикання з відгалуження 2 на відгалуження 4 [23].

Дія перемикаючих пристроїв РПН з резистором багато в чому схожа з роботою РПН з реактором. Відмінність полягає в тому, що в нормальному режимі роботи резистори зашунтовані або відключені і струм по ним не проходить, а в процесі комутації струм проходить протягом сотих часток секунди.

Резистори не розраховані на тривалу роботу під струмом, тому перемикання контактів відбувається швидко під дією потужних пружин. Резистори мають невеликі розміри і є, як правило, конструктивною частиною контактора.

Пристрої РПН наводяться в дію дистанційно зі щита управління і автоматично від пристроїв регулювання напруги. Передбачено перемикання приводного механізму за допомогою кнопки, розташованої в шафі приводу (місцеве управління), а також за допомогою рукоятки. Перемикання РПН рукояткою під напругою не рекомендується виконувати оперативному персоналу.

Один цикл роботи РПН різних типів відбувається за час від 3 до 10 с. За допомогою РПН можна змінювати відгалуження і коефіцієнти трансформації під навантаженням протягом доби.

Недоліками трансформаторів з РПН є їх висока вартість і обмежена кількість перемикачів, що знижує якість регулювання.

Регулювання напруги в автотрансформаторах має деяку особливість. Якщо відгалуження виконати в нейтральній точці (рис. 9.4, а), то це дозволяє полегшити ізоляцію перемикаючого пристрою і розрахувати його на менший струм, оскільки в загальній обмотці автотрансформатора проходить різниця струмів. Таке регулювання називається зв'язаним, тобто під час перемикання відгалужень одночасно змінюється кількість витків ВН і СН. Це призводить до різких змін індукції в осерді і коливань напруги на обмотці НН.

Незалежне регулювання в автотрансформаторі можна здійснити за допомогою регулювальної обмотки на лінійному виводі середньої напруги (рис. 9.4, б). В цьому випадку перемикаючий пристрій повинен бути розрахований на повний номінальний струм, а його ізоляція – на повну напругу середньої обмотки. Отже вартість пристрою збільшується.

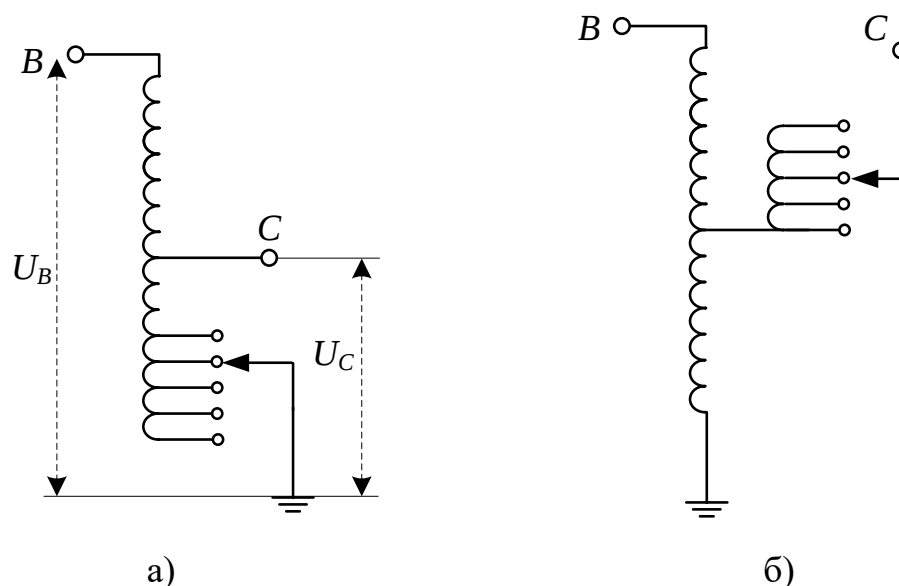


Рисунок 9.4 – Схеми обмоток автотрансформатора з відгалуженнями для регулювання обмоток: а) відгалуження на загальній обмотці; б) регулювання на лінійному виводі середньої напруги

Ураховуючи те що процеси генерації і споживання реактивної енергії збігаються в часі, баланс реактивної потужності за умови стабільної частоти струму досягається зміною спаду напруги. У ті моменти часу, коли реактивна потужність джерел живлення недостатня для покриття реактивної потужності споживачів при заданій напрузі, відбувається спад напруги до тих значень, доки не наступить баланс реактивних потужностей.

Якщо ж співвідношення реактивних потужностей джерел і приймачів у певний момент часу зміниться на протилежне, відбувається підвищення напруги на таку величину, щоб баланс реактивних потужностей зберігався. Таке явище називається регулюючим ефектом навантаження на напругу. Як показує досвід експлуатації електроенергетичних систем, регулюючий ефект проявляється лише за умови, що зниження напруги не досягне деякого критичного значення $U_{кр}$, яке для промислових електропостачальних систем дорівнює 75-85% номінального значення напруги $U_{ном}$.

Зниження напруги до значень менших від $U_{кр}$ може призвести до явища, що називається лавиною напруги, під час якого відбувається затяжний перехідний

процес дисбалансу як в окремих вузлах, так і в усій електроенергетичній системі. Для запобігання лавини напруг і можливої зупинки роботи використовують спеціальні заходи: створення резервів реактивної потужності на електростанціях, відключення окремих споживачів, форсування збудження генераторів та ін.

Трансформатори з ПБЗ. Пристрій ПБЗ дозволяє регулювати напругу в межах $\pm 5\%$. Трансформатори малої потужності мають два додаткові відгалуження, трансформатори середніх і великих потужностей передбачають чотири відгалуження $\pm 2 \times 2,5\%$. Перемикання здійснюється за допомогою барабанного перемикання. Рукоятка знаходиться на кришці трансформатора.

На сьогодні трансформатори з ПБЗ виготовляють з основним та чотирма додатковими відгалуженнями. Основне відгалуження має напругу, рівну номінальній напрузі мережі, до якої приєднується даний трансформатор (6, 10, 20 кВ). При основному відгалуженні коефіцієнт трансформації трансформатора називають номінальним. При використанні чотирьох додаткових відгалужень коефіцієнт трансформації відрізняється від номінального відповідно на $+5\%$, $+2,5\%$, $-2,5\%$ і -5% .

Для того, щоб здійснити перемикання регульовального відгалуження, необхідно відключити трансформатор від мережі. Такі перемикання виконуються рідко, практично лише при сезонній зміні навантажень. Тому в режимі найбільших і найменших навантажень впродовж доби (наприклад, вдень і вночі) трансформатор з ПБЗ працює на одному регульовальному відгалуженні і відповідно з одним і тим же коефіцієнтом трансформації.

На рисунку 9.5 показані найбільш характерні схеми виконання обмоток з відгалуженнями [13]. Схема рис. 9.5, а застосовується у випадку багат шарової циліндричної обмотки, і відгалуження розташовуються у верхньому шарі циліндричної обмотки. В схемі рис. 9.5, б обмотки виконуються з двох частин, намотаних у різні сторони, щоб ЕРС і МРС обмоток склалися, а не віднімалися.

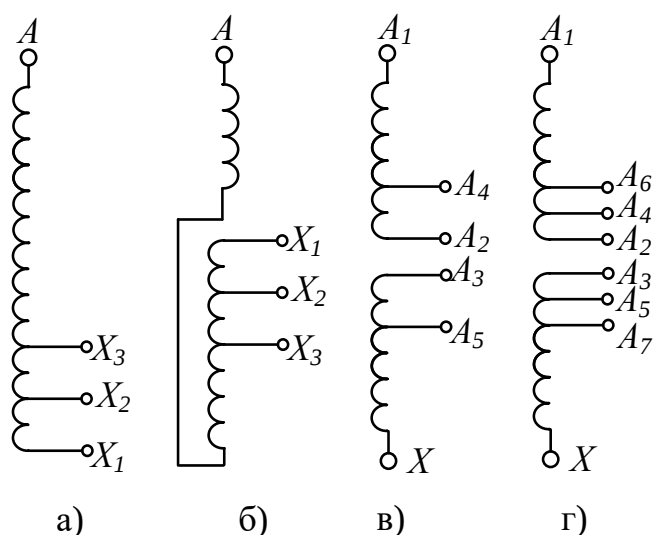


Рисунок 9.5 – Принципові схеми обмоток трансформаторів з відгалуженнями (трансформатори з пристроями ПБЗ)

В схемах рис. 9.5, а і б застосовується загальний перемикач для трьох фаз (рис. 9.5, а), а в схемах рис. 9.5, в і г кожна фаза має свій перемикач (рис. 9.6, б), тому в цьому випадку між відгалуженнями різних фаз існує напруга $U \approx 0,5 \cdot U_{ном}$. Перемикачі розташовуються всередині бака трансформатора, а кінці осей перемикачів виводяться на кришку бака [15].

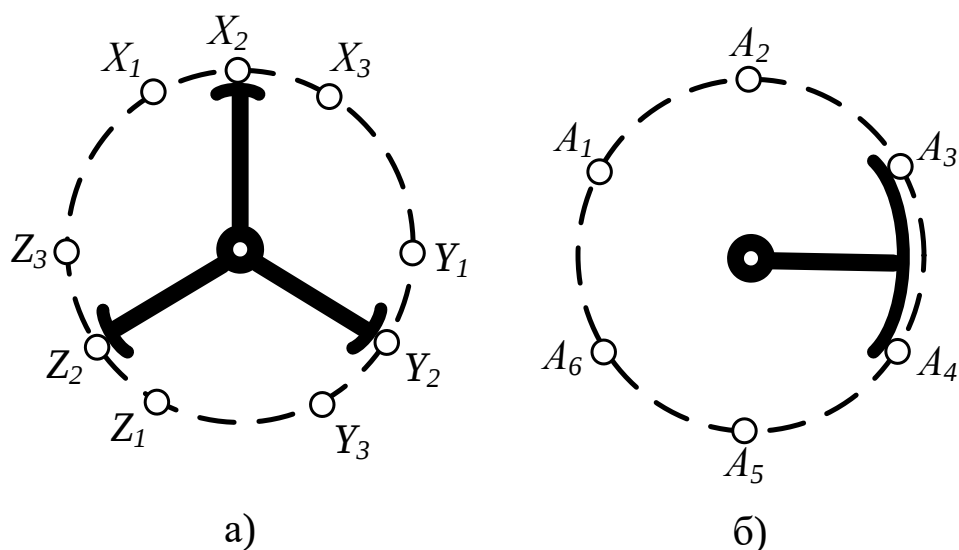


Рисунок 9.6 – Схеми перемикачів для регулювання напруги

9.3 Розрахунок рівнів напруг і коефіцієнтів трансформації трансформаторів з метою регулювання напруги на нових підстанціях

Регулювання напруги на шинах підстанцій проводиться з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів. Рівень напруги у цьому випадку має становити $(0,95-1,05) \cdot U_n$, тобто 9,5–10,5 кВ для номінальної напруги 10 кВ. Забезпечення допустимого рівня напруги у кожному вузлі на шинах споживачів проводиться у такий спосіб.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U'_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв} \cdot X_T}{n \cdot U_{ВН}}. \quad (3.1)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходимо з умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{НН.б} = (1-1,05) \cdot U_n$:

$$K_{ТБ} = \frac{U_{ВН} - \Delta U_T}{U_{НН.б}}. \quad (3.2)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного з характерних режимів розглянуто у розділі 7 цієї роботи.

В роботі дослідження виконувались за допомогою програмного комплексу розрахунку втрат потужності і електроенергії в електричних мережах «Втрати-110», розробленого на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ для трьох режимів – максимальних, мінімальних режимів навантажень та післяаварійного[17].

Результати розрахунків відповідних режимів наведено в додатках Д та Е.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування електричних мереж. Під час обслуговування електричних мереж електротехнічний персонал попадає під вплив різноманітних небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Отже, згідно [14, 15], під час проектування, будівництва та реконструкції будинків і споруд на працівників впливають такі шкідливі та небезпечні виробничі фактори: фізичні, хімічні та трудового процесу. Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо). Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил). Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

10.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Роботи на ПЛ і в РУ, які перебувають під робочою напругою, слід проводити за трьома схемами:

- "провід - людина - ізоляція - земля", коли працівник, який виконує роботу, перебуває під потенціалом струмовідних частин і ізольований від землі;

- "провід - ізоляція - людина - земля", коли працівник, який виконує роботу, ізольований від струмовідних частин;

- "провід - ізоляція - людина - ізоляція - земля", коли працівник, який виконує роботу, ізолюваний від проводу і від землі.

До робіт під робочою напругою слід допускати працівників, які пройшли спеціальне навчання методам безпечного виконання робіт з перевіркою знань і записом у посвідченні про надання права на виконання таких робіт.

Для усунення можливих причин ураження струмом працівників, які виконують роботу під потенціалом проводу, необхідно дотримуватись таких трьох умов:

- надійне ізолювання працівника від землі;
- застосування екрануючого комплекту одягу;
- вирівнювання потенціалів екрануючого комплекту одягу, робочої площадки та проводу.

Перед початком піднімання ізолювального пристрою з працівником до проводу (шини) екрануючий комплект одягу необхідно з'єднати з металевою робочою площиною ізолювального пристрою. Перед дотиком працівника до проводу необхідно виконати вирівнювання потенціалів площадки ізолювального пристрою і проводу, для чого гнучкий мідний провідник перерізом не менше 4 мм², попередньо приєднаний до робочої площадки, накладається за допомогою спеціальної ізолювальної штанги на провід. Відстань між працівником, який виконує роботу з ізолювального пристрою, тобто з пристрою, що перебуває під потенціалом проводу, та заземленими частинами лінії під час роботи не повинна бути менша за зазначену в нормативних документах. Конкретні види робіт, що виконуються під потенціалом проводу, слід проводити за технологічними картами і спеціальними інструкціями.

Роботи під напругою з ізоляцією людини від проводу необхідно проводити із застосуванням електрозахисних засобів для відповідної напруги.

Члени бригади, які мають право виконувати роботи під потенціалом проводу (з безпосереднім дотиком до струмовідних частин), повинні мати групу IV, а решта членів бригади – групу III.

Забороняється доторкатись до ізоляторів та арматури ізолювальних підвісок, що мають інший, ніж провід, потенціал, а також передавати або отримувати інструмент і пристосування працівникам, які не перебувають на тій самій робочій площадці, - у разі виконання робіт з площадки ізолювального пристрою, що перебуває під потенціалом проводу. У разі необхідності передати інструмент робоча площадка повинна бути від'єднана від проводу, спущена на безпечну відстань, після чого її знову піднімають та з'єднують з проводом.

Перед початком проведення робіт на ізолювальних підвісках необхідно перевірити вимірювальною штангою електричну міцність підвісних ізоляторів і наявність всіх шплінтів та замків в арматурі. У разі наявності випускаючих затискачів слід заклинити їх на опорі, на якій проводиться робота, і на сусідніх опорах, якщо це вимагається за рельєфом траси.

Роботи на ізолювальній підвісці по її перечіпленню, замінюванню окремих ізоляторів, арматури, що проводяться монтерами, які перебувають на ізолювальних пристроях або траверсах, допускається виконувати за умови, що справні ізолятори у підвісці становлять не менше 70 %, а на ПЛ 750 кВ - за наявності не більше п'яти дефектних ізоляторів в одній підвісці.

Перечіплювати з траверс ізолювальні підвіски на ПЛ 330 кВ і вище, встановлювати та відчіплювати від траверси необхідні пристосування слід в діелектричних рукавичках та в екрануючому комплекті одягу. Дозволяється на ПЛ 35 кВ доторкатись до шапки першого ізолятора при двох справних ізоляторах в ізолювальній підвісці, а на ПЛ 110 кВ та вище - до шапок першого та другого ізоляторів. Відраховувати ізолятори слід від траверси.

Встановлення трубчастих розрядників на ПЛ 35,110 кВ під напругою допускається за умови застосування ізолювальних підвісних габаритників, які виключають можливість наближення зовнішнього електрода розрядника до проводу на відстань, меншу за задану. Забороняється перебувати в зоні можливого вихлопу газів у разі наближення зовнішнього електрода розрядника до проводу або відведення електрода під час знімання розрядника. Наближати або

відводити зовнішній електрод розрядника слід за допомогою ізолювальної штанги.

Забороняється наближатись до ізолюваного від опори блискавкозахисного троса на відстань менше 1 м. У разі застосування троса в схемі плавлення ожеледі допустиму відстань наближення до троса слід визначати залежно від напруги плавлення.

Забороняється працювати на ПЛ і ПЛЗ, що перебувають під напругою, під час туману, дощу, снігопаду; в темний час доби, а також під час вітру, який ускладнює проведення робіт на опорі.

10.1.3 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

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

перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

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

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

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [16], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі

необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1. Мікроклімат

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

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [17]. Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на постійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	16-27	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	15-21	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [7]: в холодну пору року використання калорифера; в літню пору застосування вентиляторів обдуву; провітрювання приміщення.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими

забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та цемент, їх ГДК [18] наведено в таблиці 10.2.

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

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4
Цемент	6		4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [19]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – малої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г» (таблиця 10.3).

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [20] (таблиця 10.4).

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

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

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху.

Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

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

10.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 10.5.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

10.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кГ/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт);

При регіональному навантаженні(для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60 000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30 000;

Статичне навантаження (кГ/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

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

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій — це підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та інших заходів, спрямованих на регулювання безпеки, проведення дослідження рівнів ризику, завчасне реагування на загрозу виникнення надзвичайної ситуації на основі даних моніторингу (спостережень), експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій із метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію або пом'якшення її можливих наслідків. З метою своєчасного захисту населення і територій від НС техногенного та природного характеру, запобігання та реагування на них відповідними центральними та місцевими органами виконавчої влади здійснюється: створення і підтримання в постійній готовності

загальнодержавної і територіальних систем спостереження і контролю з включенням до них існуючих сил і засобів контролю; організація, збирання, опрацювання і передавання інформації про стан довкілля, забруднення харчових продуктів, продовольчої сировини, фуражу, води з радіоактивними, хімічними речовинами, мікроорганізмами та іншими біологічними агентами. Укриттю в захисних спорудах, у разі необхідності, підлягає населення відповідно до його належності до груп (працююча зміна, населення, яке проживає в небезпечних зонах). Наявний фонд захисних споруд використовується для господарських, культурних і побутових потреб населення. В умовах неповного забезпечення захисними спорудами в містах і інших населених пунктах, що мають об'єкти підвищеної небезпеки, основним засобом захисту населення є евакуація і розміщення його в зонах, які є безпечними для проживання людей і тварин. Евакуація проводиться із зон можливого катастрофічного затоплення, можливого небезпечного радіоактивного забруднення, хімічного ураження, в районах виникнення стихійного лиха, аварій і катастроф (якщо виникає безпосередня загроза життю і здоров'ю людей). Залежно від обстановки, яка склалася на час НС техногенного та природного характеру, може бути проведено загальну або часткову евакуацію населення тимчасового або безповоротного характеру.

10.3.1 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах впливу іонізуючого випромінювання

Техногенними джерелами іонізуючого випромінювання є підприємства ядерно-паливного циклу, прискорювачі заряджених часток, рентгенівські установки та інше. У природі існують стійкі і нестійкі хімічні елементи. Нестійкі елементи розпадаються на ядра атомів інших елементів [21]. Процес спонтанного перетворення ядер атомів нестійких елементів називається радіоактивним розпадом. Цей самовільний розпад неможливо прискорити, сповільнити або зупинити. Розпад ядер супроводжується випромінюванням компонентами якого є альфа- (α), бета- (β), гамма- (γ) випромінювання та нейтрони. Основною властивістю іонізуючого випромінювання є його всепроникаюча здатність. Під

час роботи з радіоактивними елементами значення має не їх маса, а кількість ядер, що розпадаються за секунду. Час, протягом якого кількість ядер внаслідок самочинних перетворень зменшується вдвічі, називається періодом напіврозпаду. Період напіврозпаду для різних ізотопів коливається від долі секунди до багатьох мільярдів років. При випромінюванні радіоактивних речовин середовище (об'єкт) поглинає відповідну кількість енергії, тому зміни, що будуть в ньому відбуватися, залежать від кількості поглинутої їм енергії та маси. Позасистемна одиниця поглинутої дози – рад. На організм людини різні види іонізуючого випромінювання навіть при однаковій поглинутій дозі будуть чинити різну біологічну дію. Тому для дослідження ступеня опромінення людини необхідно знати не лише поглинуту дозу, а й вид випромінювання. Для оцінки біологічної дії радіації на організм людини вводиться поняття еквівалентної дози, що визначається як добуток поглинутої дози на коефіцієнт якості даного випромінювання. Організм людини не може відчувати навіть згубної дози переопромінення, без спеціальних приладів не може дізнатися про наявний рівень радіації.

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині.

Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В якості критерію оцінки безпеки даної фрагменту електричної мережі можна використовувати граничне значення рівня радіації

В таблиці 10.6 для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця 10.6 – Граничні значення експозиційних доз

№	Блоки ЕМ	Елементна база ЕМ	$P_{зв}$, Р/год	$P_{гр}$, Р/год
1	Блок живлення	Мікросхема КР 531 ЛР11	10^4	10^3
2	Блок керування	Транзистори КТ-814	10^3	
		Діоди Д220А	10^3	
		Конденсатори СП5-30-25	10^7	
		Резистори ПЕВР100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМН-6300 110/10	10^7	
		Тиристори Т171-320-12	10^5	
		Дросель ВЛМ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 1 ми визначили, що самим вразливим елементом системи з мінімальною дозою є транзистори та діоди, а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить його стійкість. Тоді:

$$P_{зв} = 10^3 \text{ Р/с.}$$

В якості критерію стійкості роботи РЕА використовується граничне значення рівня іонізуючих випромінювань:

$$P_{гр} = K_{над} * P_{зв} * K_{посл}, \quad (10.1)$$

де $P_{зв}$ - рівень радіації незворотних змін пристрою в цілому;

$K_{над}$ - коефіцієнт надійності ($K_{над} = 0,9 \div 0,95$);

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення.

$$P_{гр} = 0,95 * 10^3 * 2 = 7,6 \text{ Р/с.}$$

З наведеної таблиці слідує, що мінімальні значення граничних рівнів радіації елементів, при яких в елементній базі можливі необоротні зміни мають інтегральні мікросхеми великої ступені інтеграції та мікропроцесори – $P_{зв} = 10^3$, $k_{посл} = 2$.

Визначаємо допустимий час роботи фрагменту електричних мереж:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2, \quad (10.2)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 7,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 7,6} \right)^2 = 17313 (\text{год})$$

Таким чином, допустимий час роботи фрагменту електричних мереж складатиме 17313 годин при максимальному рівні радіації 7,6 Р/с.

10.3.2 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс як вражаючий фактор здатний розповсюджуватися на десятки й сотні кілометрів по лініях електропередачі, зв'язку, трубопроводах. Він може впливати на об'єкти енергетики там, де ударна хвиля, світлове випромінювання, проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори. Особливо піддаються впливу ЕМІ радіоелектронна апаратура, системи автоматичного регулювання, технологічні захисти, виконані на напівпровідникових та інтегральних схемах, що працюють на малих струмах і напругах, чутливі до впливу зовнішніх електричних і магнітних полів. ЕМІ пробиває ізоляцію, випалює елементи електронних схем, викликає коротке замикання, стирає магнітний запис ЕОМ [23].

Напруженість електромагнітного поля всередині залізобетонних будівель і споруд об'єктів енергетики може бути недостатня для того, щоб вивести з ладу апаратуру, але такі поля можуть викликати тимчасове порушення роботи автоматичних електронних пристроїв, засобів високоякісного зв'язку, ЕОМ та ін.

Таким чином, ЕМІ ядерного вибуху ефективно вражає електротехнічні і радіотехнічні пристрої, тому при вирішенні завдань підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики у воєнний час необхідно правильно оцінити ймовірність пошкодження наявних електротехнічних та електронних систем у результаті

впливу ЕМІ, знайти шляхи і способи боротьби з наслідками такого впливу і захисту від проникнення імпульсів електромагнітної енергії по внутрішньому ланцюгу апаратури.

Ідеальним захистом від ЕМІ стало б повне укриття приміщення, в якому розміщена радіоелектронна апаратура, металевим екраном. В той же час ясно, що практично забезпечити такий захист у ряді випадків неможливо, оскільки для роботи апаратури часто вимагається забезпечити її електричний зв'язок із зовнішніми пристроями.

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Дані про елементи підстанції наведені в таблиці 10.7.

Таблиця 10.7 – Розрахункові дані про елементи електричної мережі.

Елемент електричної мережі	$U_{ж}, В$	$l_{г}, м$	$N, \%$
Вимикач	14	0,4	11
Вимірювальний трансформатор	48	0,26	16
Силовий трансформатор	26	0,32	16

Визначаємо допустиму напругу:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N;$$

$$U_{д1} = 14 + \frac{14}{100} \cdot 11 = 15,54(В);$$

$$U_{д2} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 16 = 55,68(В);$$

$$U_{д3} = 26 + \frac{26}{100} \cdot 16 = 30,16(В).$$

В якості показника безпеки елементів системи до дії електромагнітного імпульсу використовується коефіцієнт безпеки, який визначається відношенням гранично допустимої напруги U_d до наведеної, тобто створеної ЕМП в даних умовах U_E , який вимірюється у децибелах:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_d}{U_E} [\text{дБ}].$$

Для нормальної роботи елементів необхідно, щоб виконувалась умова:

$$K_B \geq 40(\text{дБ}).$$

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях для кожного елементу:

$$U_{\Gamma} = \frac{U_d}{10^{\frac{K}{20}}} (\text{В});$$

$$U_{\Gamma 1} = \frac{15,54}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,1554(\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma 2} = \frac{55,68}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,5568(\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma 3} = \frac{30,02}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,3002(\text{В}).$$

Напруженість електричного поля для вертикальної складової знаходимо за формулою:

$$E_B = \frac{U_1}{l_{\Gamma}};$$

$$E_{\Gamma 1} = \frac{0,1554}{0,4} = 0,3885(\text{В} / \text{м});$$

$$E_{Г2} = \frac{0,5568}{0,26} = 2,14(B / м);$$

$$E_{Г3} = \frac{0,3002}{0,32} = 0,92(B / м);$$

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, $K_{\delta} < 40(\text{дБ})$ то апаратура буде не стійка в роботі і потрібно проводити екранування. Використаємо захисний екран зі сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для процесорного блоку. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 2.

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{бном}} - K_{\text{бмін}} = 40 - 13,41 = 26,59 (\text{дБ}),$$

$$t = \frac{A_{\text{екр}1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{26,59}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,042 \quad (\text{см}),$$

де $k = 5,2$ (для сталі);

$f = 15000$ (Гц).

Таблиця 10.8 – дані розрахунку захисного екрану по різним блокам.

№	Елемент електричної мережі	$A_{\text{екр}}$, (дБ)	t , (см)
1	Блок розподільчих пристроїв	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	Панель управління	25,597	0,04
4	МПК	30,702	0,048
5	Система автоматики	42,499	0,067
6	Блок прийому і передачі	39,133	0,061
7	Релейний захист	41,855	0,066
8	Диференціальний та максимальний струмовий захист підстанцій та РП	32,64	0,051

Для підвищення стійкості роботи фрагменту електричних мереж від ЕМІ необхідно: встановити захисний екран зі сталі з товщиною стінок 0,07 (см), на входах та виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряних ліній електропередач і умовах дії ЕМІ.

Пропозиції по підвищенню стійкості:

- кабелі живлення електродвигунів на 380 В помістити в металеві труби, на вводах до двигунів встановити розрядники;
- розвідну мережу керування і кабелі введення інформації від датчиків прокласти в сталених заземлених трубах;
- пристрій введення, ЕОМ, блок керування розмістити в металевих пасивних екранах з коефіцієнтом безпеки понад 40 дБ;
- на вводах ЕОМ, блоку керування встановити швидкодіючі комутаційні пристрої.

З попередніх розрахунків випливає, що для безпечної роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу, необхідно щоб граничне значення рівня радіації в умовах експлуатації не перевищувало $P_{cp} = 7,6 \text{ P/c}$, а вертикальна складова напруженості електричного поля $E_B = 388,5 (B/m)$.

В результаті дослідження було проведено розрахунки та розроблено заходи по підвищенню безпеки роботи фрагменту електричної мережі в розглянутих умовах.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 603) та СЕС (вузол 602). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою 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.

Щодо надійності, то для ПС Хмільник (вузол 6) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601, 602, 603) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо ПС Безіменна (вузол 204), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,01 МВт при сумарній активній потужності генерації 107,64 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 207 060,45 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.16)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6.2 років.

В роботі виконано аналіз методів та засобів регулювання напруги в електричних системах.

У розділі охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях магістерської роботи розглядалися заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування електричних мереж. Оскільки, під час обслуговування електричних мереж електротехнічний персонал попадає під вплив різноманітних небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
- 10.ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
- 11.Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. Вінниця: Універсум. Вінниця, 2008. 171 Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
- 12.Державний комітет України з енергозбереження. Способи регулювання напруги в електричних мережах. Режим доступу: http://acelektro.com.ua/text.php?news_id=30.

13. Галяс О.С., Гармідер А.Л., Кушер О.В., Московчук І.А. Застосування принципу Гамільтона для оптимізації режимів роботи електричних систем / Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, Вінниця, 2024. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21595/17853>
14. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
15. 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->.
16. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
17. 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.
18. 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>.
19. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
20. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
21. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
22. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku->

ta-infravzuku-nor4878.html.

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

24. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

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

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом засобів та методів регулювання напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichек

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 _____ Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи	_____	<u>Московчук І.А.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Керівник роботи	_____	<u>Матвієнко С.В.</u>
	(підпис)	(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
ЗАСОБІВ ТА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ
08-21.МКР.015.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
_____ Матвієнко С.В.

Студентка групи ЕСМ-22мз
_____ Московчук І.А.

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 засобів та методів регулювання напруги.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз засобів та методів регулювання напруги;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.01.24	16.01.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.01.24	20.01.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.01.24	10.02.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.02.24	01.03.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.03.24	22.03.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.03.24	15.04.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.04.24	25.04.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.04.24	01.05.24	
9.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.05.24	12.05.24	
10.	Аналіз засобів та методів регулювання напруги	13.05.24	21.05.24	
11.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	22.05.24	24.05.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.05.24	28.05.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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 кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5200.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.722 МВт / 513.355 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВт / 501.540 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.510 МВт / 2.653 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВт / 0.762 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.807 МВт / 3.415 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.324 МВт / 7.303 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВт	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-38.510	-17.382	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	ЛІТИН	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	КОЗЯТИН	-60.212	-31.874	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20
100102		0.000	0.000	10.127	-3.12
10011		5.040	2.590	10.130	-2.57
100112		0.000	0.000	10.130	-2.58
10012		6.650	3.770	9.929	-3.92

20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
300	208	22.547	12.091	22.479	11.940	0.068	0.150	0.134	0.564
208	13	-6.781	-3.639	-6.781	-3.639	0.000	0.000	-0.041	-0.001
13	209	-15.863	-9.297	-15.863	-9.297	0.000	0.000	-0.097	-0.001
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003

14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.482
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.930	4.717	2.538	0.022	0.390	0.031	4.361
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
2	203	13.629	6.585	13.549	6.469	0.080	0.116	0.082	0.873
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.201	3.328	1.889	0.021	0.311	0.022	5.136
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.928
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.596	0.047	4.085
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.198	0.017	3.945
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	5.002

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.778 МВт / 560.445 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.353 МВт / 3.470 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.353 МВт / 3.470 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.464 МВт / 2.415 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.328 МВт / 0.841 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.792 МВт / 3.256 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.146 МВт / 6.726 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг вузол	-34.543	-17.607	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	103.829	-0.23
1	Агрономічне	0.000	0.000	103.598	-0.29
202	202	0.000	0.000	103.413	-0.33
2	Петрик	0.000	0.000	102.184	-0.56
203	203	0.000	0.000	101.435	-0.73
3	Літин	0.000	0.000	101.425	-0.73
4	Кожухів	0.000	0.000	100.814	-0.81
204	204	0.000	0.000	100.690	-0.82
5	Курортна	0.000	0.000	100.641	-0.83
6	Хмільник	0.000	0.000	100.474	-0.93
7	Уланів	0.000	0.000	101.003	-0.94
8	Вишенька	0.000	0.000	101.752	-0.83
205	205	0.000	0.000	102.261	-0.73
9	Юрівка	0.000	0.000	102.543	-0.65
206	206	0.000	0.000	103.889	-0.35
207	207	0.000	0.000	104.850	-0.06
300	Козятин	-57.615	-32.290	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.403	-0.25
10	Козятин тяга	0.000	0.000	103.075	-0.80
11	Глухівці	0.000	0.000	102.708	-0.95
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	102.220	-1.13
13	Сигнал	0.000	0.000	104.405	-0.25
209	209	0.000	0.000	104.405	-0.25
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	103.374	-0.68
15	Калинівка	0.000	0.000	103.413	-0.67
211	211	0.000	0.000	104.961	-0.02
200	200	0.000	0.000	104.497	-0.25
210	210	0.000	0.000	104.310	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	103.604	-0.58
1001		3.430	1.660	9.482	-4.37
1002		3.540	1.810	9.302	-4.91
2003		0.000	0.000	33.193	-2.62
1003		3.970	2.250	9.356	-3.75
1004		2.680	1.450	9.272	-4.15
1005		4.720	2.540	9.219	-4.59
2006		0.000	0.000	32.315	-4.80
1006		7.300	3.730	9.213	-4.74
1007		2.790	1.430	9.292	-4.41
1008		3.330	1.890	9.247	-4.94
2009		0.000	0.000	34.184	-1.07

1009	3.430	1.860	9.738	-1.35
20010	0.000	0.000	24.286	-2.42
10010	17.170	7.820	9.626	-3.43
10032	0.000	0.000	9.356	-3.75
200102	0.000	0.000	24.286	-2.42
100102	0.000	0.000	9.627	-3.43
10011	5.040	2.590	9.629	-2.83
100112	0.000	0.000	9.629	-2.84
10012	6.650	3.770	9.416	-4.33
20013	0.000	0.000	34.154	-2.42
10013	9.010	4.860	9.719	-2.66
200132	0.000	0.000	34.154	-2.42
100132	0.000	0.000	9.719	-2.67
20014	0.000	0.000	24.290	-2.45
10014	11.800	6.050	9.707	-2.42
200142	0.000	0.000	24.290	-2.45
100142	0.000	0.000	9.708	-2.42
20015	0.000	0.000	34.247	-1.77
10015	6.870	3.330	9.741	-2.18
200152	0.000	0.000	34.247	-1.77
100152	0.000	0.000	9.741	-2.18
20016	0.000	0.000	34.225	-1.78
10016	4.720	2.540	9.744	-2.05
200162	0.000	0.000	34.225	-1.78
100162	0.000	0.000	9.745	-2.05
3003	0.000	0.000	99.147	-2.62
6006	0.000	0.000	96.526	-4.80
9009	0.000	0.000	102.108	-1.07
100010	0.000	0.000	101.563	-2.42
1000102	0.000	0.000	101.563	-2.42
130013	0.000	0.000	101.776	-2.71
1300132	0.000	0.000	102.263	-2.13
140014	0.000	0.000	101.578	-2.44
1400142	0.000	0.000	101.585	-2.45
150015	0.000	0.000	101.967	-2.21
1500152	0.000	0.000	102.319	-1.78
160016	0.000	0.000	102.283	-1.80
1600162	0.000	0.000	101.990	-2.08
601	2.840	1.460	100.443	-0.94
602	-15.620	-3.910	100.773	-0.72
603	6.390	3.270	100.525	-0.88

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.512	0.990	1.509	0.918	0.003	0.071	0.010	2.374
3003	1003	1.509	0.918	1.506	0.876	0.003	0.041	0.010	1.434
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.174	-0.000
3	10032	2.474	1.555	2.462	1.372	0.012	0.182	0.017	3.805
100	201	17.096	10.172	16.946	9.991	0.150	0.180	0.109	1.172
201	1	16.946	10.213	16.918	10.173	0.027	0.040	0.110	0.232
1	202	13.460	8.213	13.443	8.188	0.017	0.025	0.088	0.186
202	2	13.443	8.459	13.316	8.306	0.126	0.152	0.089	1.232
203	4	5.687	4.232	5.659	4.197	0.028	0.034	0.040	0.623
4	204	2.958	2.796	2.954	2.792	0.003	0.004	0.023	0.124
204	6	5.367	0.804	5.357	0.792	0.010	0.012	0.031	0.219
6	7	-2.797	-3.620	-2.813	-3.638	0.015	0.018	-0.026	-0.528
7	8	-5.625	-4.739	-5.657	-4.785	0.032	0.046	-0.042	-0.751
8	205	-9.016	-6.618	-9.050	-6.667	0.033	0.048	-0.063	-0.511
205	9	-9.050	-6.428	-9.066	-6.458	0.016	0.030	-0.063	-0.284
9	206	-12.541	-8.284	-12.662	-8.459	0.120	0.174	-0.084	-1.351
206	207	-12.662	-7.898	-12.738	-8.037	0.076	0.138	-0.083	-0.963
207	300	-12.738	-7.726	-12.749	-7.749	0.011	0.024	-0.082	-0.150
6	601	0.798	0.487	0.798	0.487	0.000	0.000	0.005	0.032
601	603	-2.040	-0.560	-2.042	-0.563	0.001	0.003	-0.012	-0.085
603	602	-8.427	-3.428	-8.439	-3.460	0.011	0.032	-0.052	-0.252
602	204	7.171	0.701	7.167	0.688	0.005	0.013	0.041	0.085
16	160016	1.621	0.919	1.619	0.873	0.002	0.046	0.010	1.366

160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.006	0.053
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.019	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.257
16	1600162	3.108	1.785	3.105	1.676	0.003	0.108	0.020	1.676
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.026	0.108
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.273	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.422
14	140014	5.907	3.266	5.900	3.029	0.007	0.236	0.038	1.881
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.912	3.254	5.906	3.017	0.007	0.236	0.038	1.874
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.038	0.087
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.393	0.001
140014	10014	5.897	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.038	0.087
100	211	9.031	2.873	9.028	2.868	0.002	0.004	0.052	0.039
211	200	9.028	3.126	9.001	3.076	0.027	0.050	0.052	0.465
200	210	9.001	3.388	8.989	3.371	0.012	0.017	0.053	0.188
210	16	8.989	3.725	8.944	3.660	0.044	0.064	0.054	0.710
16	14	4.175	1.199	4.168	1.189	0.007	0.010	0.024	0.232
14	209	-6.319	-3.389	-6.355	-3.471	0.037	0.082	-0.040	-1.038
209	300	-22.230	-12.034	-22.304	-12.199	0.074	0.164	-0.140	-0.596
1300132	200132	1.006	0.417	1.006	0.411	0.000	0.006	0.006	0.265
200132	20013	1.006	0.411	1.006	0.411	0.000	0.000	0.018	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.006	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.265
130013	10013	6.106	3.086	6.094	3.086	0.012	0.000	0.039	0.159
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.202	-0.000
1300132	100132	2.912	1.810	2.911	1.771	0.002	0.039	0.019	0.686
13	1300132	3.923	2.404	3.918	2.227	0.005	0.176	0.025	2.211
13	130013	5.110	2.972	5.101	2.681	0.009	0.290	0.033	2.742
10	100010	8.594	4.401	8.587	4.096	0.007	0.304	0.054	1.592
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.595	4.401	8.588	4.096	0.007	0.304	0.054	1.592
1000102	100102	8.596	4.074	8.589	3.885	0.007	0.188	0.054	1.007
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.564	0.001
100010	10010	8.579	4.119	8.571	3.930	0.007	0.188	0.054	1.016
11	100112	2.525	1.403	2.519	1.293	0.006	0.109	0.016	2.142
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.169	0.000
11	10011	2.524	1.405	2.518	1.295	0.006	0.109	0.016	2.144
209	13	15.874	9.371	15.874	9.371	0.000	0.000	0.102	0.001
13	208	6.795	3.694	6.795	3.694	0.000	0.000	0.043	0.001
208	300	-22.487	-12.174	-22.562	-12.341	0.075	0.167	-0.141	-0.598
14	15	-1.412	-1.410	-1.412	-1.411	0.000	0.001	-0.011	-0.039
15	100	-8.340	-4.396	-8.416	-4.563	0.075	0.166	-0.053	-1.594
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.557	0.001	0.013	-0.009	-0.357
20015	200152	-1.517	-0.557	-1.517	-0.557	0.000	0.000	-0.027	-0.000
1500152	200152	1.517	0.557	1.517	0.557	0.000	0.000	0.009	0.022
1500152	100152	2.200	1.322	2.200	1.300	0.001	0.022	0.014	0.499
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.151	0.000
150015	10015	4.673	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.029	0.122
15	150015	3.160	1.591	3.157	1.484	0.003	0.106	0.020	1.514
15	1500152	3.720	1.971	3.718	1.879	0.002	0.092	0.023	1.136
1	1001	3.449	1.984	3.428	1.659	0.022	0.324	0.022	4.748
9	9009	3.429	1.914	3.429	1.881	0.001	0.033	0.022	0.446
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	11	11.804	6.777	11.780	6.723	0.025	0.054	0.076	0.371
11	12	6.706	4.156	6.688	4.115	0.018	0.041	0.044	0.493
12	10012	6.672	4.291	6.646	3.768	0.026	0.521	0.045	4.040
8	1008	3.351	2.234	3.328	1.889	0.023	0.344	0.023	5.426
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.020	0.000	0.049	0.196
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.306
6	6006	7.335	4.386	7.315	3.728	0.020	0.656	0.049	4.275
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	203	9.745	6.508	9.692	6.432	0.052	0.076	0.066	0.753
4	1004	2.693	1.667	2.678	1.449	0.014	0.217	0.018	4.118
204	5	4.754	3.021	4.752	3.019	0.002	0.002	0.032	0.050
7	1007	2.804	1.658	2.788	1.429	0.015	0.228	0.019	4.125
208	10	29.281	16.175	29.062	15.688	0.218	0.484	0.185	1.338
5	1005	4.741	2.968	4.717	2.538	0.024	0.427	0.032	4.550

3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.652	4.004	2.652	0.000	0.000	0.027	0.010
2	1002	3.562	2.177	3.538	1.809	0.024	0.367	0.024	5.282

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.952 МВт / 561.352 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.533 МВт / 3.930 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.533 МВт / 3.930 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 2.179 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.367 МВт / 0.942 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.786 МВт / 3.121 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.319 МВт / 7.051 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-34.642	-18.464	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	98.738	-0.24
1	Агрономічне	0.000	0.000	98.489	-0.30
202	202	0.000	0.000	98.288	-0.35
2	Петрик	0.000	0.000	96.963	-0.59
203	203	0.000	0.000	96.151	-0.77
3	Літин	0.000	0.000	96.140	-0.77
4	Кожухів	0.000	0.000	95.475	-0.85
204	204	0.000	0.000	95.339	-0.86
5	Курортна	0.000	0.000	95.286	-0.87
6	Хмільник	0.000	0.000	95.109	-0.98
7	Уланів	0.000	0.000	95.679	-1.00
8	Вишенька	0.000	0.000	96.490	-0.88
205	205	0.000	0.000	97.039	-0.78
9	Юрівка	0.000	0.000	97.346	-0.70
206	206	0.000	0.000	98.795	-0.38
207	207	0.000	0.000	99.836	-0.06
300	Козятин	-57.691	-33.335	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.365	-0.27
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.955	-0.88
11	Глухівці	0.000	0.000	97.564	-1.05
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	97.045	-1.25
13	Сигнал	0.000	0.000	99.367	-0.27
209	209	0.000	0.000	99.368	-0.27
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	98.271	-0.75
15	Калинівка	0.000	0.000	98.312	-0.74
211	211	0.000	0.000	99.959	-0.02
200	200	0.000	0.000	99.462	-0.27
210	210	0.000	0.000	99.263	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	98.514	-0.63
1001		3.430	1.660	8.966	-4.85
1002		3.540	1.810	8.771	-5.45
2003		0.000	0.000	31.373	-2.89
1003		3.970	2.250	8.828	-4.15
1004		2.680	1.450	8.737	-4.60
1005		4.720	2.540	8.679	-5.09
2006		0.000	0.000	30.427	-5.33
1006		7.300	3.730	8.672	-5.26
1007		2.790	1.430	8.759	-4.89
1008		3.330	1.890	8.710	-5.49
2009		0.000	0.000	32.436	-1.16
1009		3.430	1.860	9.237	-1.48
20010		0.000	0.000	23.039	-2.67
10010		17.170	7.820	9.122	-3.80
10032		0.000	0.000	8.829	-4.15
200102		0.000	0.000	23.039	-2.67
100102		0.000	0.000	9.123	-3.80

10011	5.040	2.590	9.126	-3.14
100112	0.000	0.000	9.126	-3.14
10012	6.650	3.770	8.898	-4.81
20013	0.000	0.000	32.421	-2.68
10013	9.010	4.860	9.222	-2.95
200132	0.000	0.000	32.421	-2.68
100132	0.000	0.000	9.222	-2.95
20014	0.000	0.000	23.045	-2.70
10014	11.800	6.050	9.209	-2.67
200142	0.000	0.000	23.045	-2.70
100142	0.000	0.000	9.209	-2.68
20015	0.000	0.000	32.518	-1.95
10015	6.870	3.330	9.245	-2.41
200152	0.000	0.000	32.518	-1.95
100152	0.000	0.000	9.245	-2.41
20016	0.000	0.000	32.495	-1.97
10016	4.720	2.540	9.248	-2.26
200162	0.000	0.000	32.495	-1.97
100162	0.000	0.000	9.249	-2.27
3003	0.000	0.000	93.711	-2.89
6006	0.000	0.000	90.885	-5.33
9009	0.000	0.000	96.887	-1.16
100010	0.000	0.000	96.349	-2.67
1000102	0.000	0.000	96.349	-2.67
130013	0.000	0.000	96.586	-3.00
1300132	0.000	0.000	97.100	-2.35
140014	0.000	0.000	96.373	-2.70
1400142	0.000	0.000	96.379	-2.70
150015	0.000	0.000	96.785	-2.44
1500152	0.000	0.000	97.156	-1.96
160016	0.000	0.000	97.119	-1.98
1600162	0.000	0.000	96.810	-2.30
601	2.840	1.460	95.074	-1.00
602	-15.620	-3.910	95.425	-0.75
603	6.390	3.270	95.161	-0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.512	1.004	1.509	0.923	0.003	0.080	0.011	2.540
3003	1003	1.509	0.923	1.506	0.876	0.003	0.047	0.011	1.533
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.184	-0.000
3	10032	2.475	1.578	2.462	1.372	0.014	0.205	0.018	4.070
100	201	17.179	10.749	17.007	10.542	0.172	0.206	0.117	1.263
201	1	17.007	10.743	16.975	10.697	0.031	0.045	0.117	0.250
1	202	13.515	8.697	13.495	8.668	0.020	0.029	0.094	0.201
202	2	13.495	8.913	13.349	8.737	0.145	0.175	0.095	1.329
203	4	5.711	4.496	5.677	4.456	0.033	0.040	0.044	0.678
4	204	2.975	3.000	2.971	2.995	0.004	0.005	0.026	0.136
204	6	5.381	0.846	5.370	0.832	0.011	0.013	0.033	0.233
6	7	-2.789	-3.754	-2.807	-3.775	0.018	0.022	-0.028	-0.570
7	8	-5.620	-4.962	-5.657	-5.015	0.037	0.054	-0.045	-0.813
8	205	-9.018	-6.933	-9.057	-6.989	0.039	0.056	-0.068	-0.552
205	9	-9.057	-6.773	-9.076	-6.808	0.019	0.034	-0.067	-0.308
9	206	-12.547	-8.649	-12.684	-8.848	0.137	0.199	-0.090	-1.454
206	207	-12.684	-8.342	-12.771	-8.500	0.086	0.158	-0.089	-1.044
207	300	-12.771	-8.218	-12.784	-8.245	0.012	0.027	-0.088	-0.164
6	601	0.799	0.528	0.799	0.527	0.000	0.000	0.006	0.036
601	603	-2.039	-0.562	-2.040	-0.565	0.001	0.003	-0.013	-0.090
603	602	-8.426	-3.472	-8.439	-3.508	0.013	0.035	-0.055	-0.268
602	204	7.171	0.627	7.166	0.612	0.005	0.015	0.043	0.088
16	160016	1.622	0.925	1.620	0.874	0.002	0.051	0.011	1.448
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.007	0.055
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.020	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.007	-0.007	-0.273
16	1600162	3.109	1.797	3.105	1.676	0.004	0.120	0.021	1.776
1600162	100162	4.135	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.028	0.114
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.288	0.000
160016	10016	0.589	0.468	0.588	0.463	0.000	0.005	0.004	0.447
14	140014	5.908	3.292	5.901	3.029	0.007	0.262	0.040	1.997
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.914	3.280	5.906	3.017	0.007	0.262	0.040	1.990
1400142	100142	5.910	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.040	0.092
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.415	0.001
140014	10014	5.898	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.040	0.092

100	211	9.045	3.043	9.043	3.038	0.003	0.005	0.055	0.041
211	200	9.043	3.272	9.012	3.216	0.031	0.056	0.055	0.498
200	210	9.012	3.499	8.999	3.480	0.013	0.019	0.056	0.200
210	16	8.999	3.800	8.949	3.728	0.050	0.072	0.057	0.753
16	14	4.183	1.226	4.175	1.214	0.008	0.011	0.025	0.246
14	209	-6.311	-3.459	-6.352	-3.551	0.041	0.091	-0.042	-1.104
209	300	-22.242	-12.288	-22.324	-12.472	0.083	0.183	-0.147	-0.633
1300132	200132	1.006	0.419	1.006	0.412	0.000	0.007	0.006	0.282
200132	20013	1.006	0.412	1.006	0.412	0.000	0.000	0.019	0.000
130013	20013	-1.006	-0.405	-1.006	-0.412	0.000	0.007	-0.006	-0.282
130013	10013	6.108	3.086	6.094	3.086	0.014	0.000	0.041	0.167
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.213	-0.000
1300132	100132	2.912	1.814	2.911	1.771	0.002	0.043	0.020	0.728
13	1300132	3.925	2.429	3.919	2.233	0.006	0.195	0.027	2.348
13	130013	5.112	3.005	5.102	2.681	0.010	0.323	0.034	2.912
10	100010	8.596	4.457	8.588	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.597	4.457	8.589	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699
1000102	100102	8.597	4.095	8.589	3.885	0.008	0.209	0.057	1.075
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.596	0.001
100010	10010	8.580	4.140	8.571	3.930	0.008	0.209	0.057	1.084
11	100112	2.526	1.416	2.519	1.293	0.007	0.122	0.017	2.278
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.179	0.000
11	10011	2.525	1.418	2.518	1.295	0.007	0.122	0.017	2.281
209	13	15.889	9.470	15.889	9.470	0.000	0.000	0.107	0.001
13	208	6.811	3.763	6.811	3.763	0.000	0.000	0.045	0.002
208	300	-22.499	-12.431	-22.583	-12.617	0.084	0.186	-0.149	-0.636
14	15	-1.408	-1.419	-1.409	-1.419	0.000	0.001	-0.012	-0.041
15	100	-8.334	-4.486	-8.418	-4.672	0.083	0.185	-0.055	-1.696
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.558	0.001	0.015	-0.010	-0.379
20015	200152	-1.517	-0.558	-1.517	-0.558	0.000	0.000	-0.029	-0.000
1500152	200152	1.517	0.558	1.517	0.558	0.000	0.000	0.010	0.023
1500152	100152	2.201	1.325	2.200	1.300	0.001	0.024	0.015	0.528
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.159	0.000
150015	10015	4.674	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.030	0.129
15	150015	3.161	1.602	3.157	1.484	0.004	0.118	0.021	1.607
15	1500152	3.721	1.985	3.718	1.883	0.003	0.102	0.025	1.205
1	1001	3.452	2.023	3.428	1.659	0.024	0.363	0.023	5.084
9	9009	3.429	1.920	3.429	1.884	0.001	0.037	0.023	0.472
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	11	11.810	6.917	11.783	6.856	0.027	0.061	0.081	0.396
11	12	6.710	4.241	6.689	4.195	0.021	0.046	0.047	0.526
12	10012	6.675	4.353	6.646	3.768	0.030	0.583	0.047	4.323
8	1008	3.354	2.278	3.328	1.889	0.026	0.388	0.024	5.830
6006	1006	7.318	3.728	7.295	3.728	0.022	0.000	0.052	0.207
9009	1009	3.429	1.884	3.428	1.859	0.001	0.025	0.023	0.324
6	6006	7.340	4.470	7.318	3.728	0.022	0.740	0.052	4.604
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	203	9.776	6.855	9.716	6.768	0.060	0.087	0.071	0.816
4	1004	2.695	1.694	2.678	1.449	0.016	0.244	0.019	4.416
204	5	4.756	3.071	4.754	3.068	0.002	0.003	0.034	0.053
7	1007	2.805	1.687	2.788	1.429	0.017	0.257	0.020	4.428
208	10	29.309	16.472	29.065	15.930	0.244	0.540	0.195	1.421
5	1005	4.744	3.023	4.717	2.538	0.027	0.482	0.034	4.891
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.678	4.005	2.677	0.000	0.000	0.029	0.011
2	1002	3.565	2.223	3.538	1.809	0.027	0.412	0.025	5.676

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-34.462	-16.797	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.910	-0.22
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.695	-0.27
202	202	0.000	0.000	108.523	-0.31
2	Петрик	0.000	0.000	107.380	-0.53
203	203	0.000	0.000	106.685	-0.69
3	Літин	0.000	0.000	106.676	-0.69
4	Кожухів	0.000	0.000	106.113	-0.77
204	204	0.000	0.000	106.000	-0.78
5	Курортна	0.000	0.000	105.953	-0.79
6	Хмільник	0.000	0.000	105.797	-0.88
7	Уланів	0.000	0.000	106.289	-0.88
8	Вишенька	0.000	0.000	106.983	-0.77
205	205	0.000	0.000	107.456	-0.68
9	Юрівка	0.000	0.000	107.717	-0.61
206	206	0.000	0.000	108.972	-0.33
207	207	0.000	0.000	109.862	-0.05
300	Козятин	-57.560	-31.321	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.994	-3.97
1002		3.540	1.810	9.827	-4.45
2003		0.000	0.000	34.995	-2.40
1003		3.970	2.250	9.878	-3.41
1004		2.680	1.450	9.801	-3.77
1005		4.720	2.540	9.752	-4.16
2006		0.000	0.000	34.177	-4.36
1006		7.300	3.730	9.746	-4.30
1007		2.790	1.430	9.820	-4.00
1008		3.330	1.890	9.776	-4.48
2009		0.000	0.000	35.924	-0.99
1009		3.430	1.860	10.237	-1.24
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.878	-3.41
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20
100102		0.000	0.000	10.127	-3.12
10011		5.040	2.590	10.130	-2.57

100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	104.529	-2.40
6006	0.000	0.000	102.085	-4.36
9009	0.000	0.000	107.304	-0.99
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	2.840	1.460	105.768	-0.89
602	-15.620	-3.910	106.081	-0.69
603	6.390	3.270	105.847	-0.83

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.230
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.348
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.164	0.016	3.575
100	201	17.028	9.633	16.896	9.474	0.132	0.159	0.103	1.091
201	1	16.896	9.718	16.871	9.683	0.024	0.035	0.103	0.215
1	202	13.414	7.758	13.399	7.736	0.015	0.022	0.082	0.172
202	2	13.399	8.034	13.287	7.900	0.111	0.134	0.083	1.146
203	4	5.667	3.980	5.643	3.950	0.025	0.030	0.037	0.575
4	204	2.942	2.601	2.939	2.598	0.003	0.003	0.021	0.113
204	6	5.354	0.764	5.345	0.754	0.009	0.011	0.029	0.206
6	7	-2.806	-3.495	-2.820	-3.511	0.013	0.016	-0.024	-0.492
7	8	-5.631	-4.528	-5.659	-4.568	0.028	0.040	-0.039	-0.697
8	205	-9.017	-6.322	-9.046	-6.365	0.029	0.043	-0.059	-0.475
205	9	-9.046	-6.101	-9.061	-6.127	0.014	0.026	-0.059	-0.262
9	206	-12.541	-7.939	-12.647	-8.093	0.106	0.154	-0.079	-1.260
206	207	-12.647	-7.477	-12.714	-7.599	0.067	0.122	-0.078	-0.891
207	300	-12.714	-7.257	-12.723	-7.278	0.009	0.021	-0.077	-0.138
6	601	0.797	0.443	0.797	0.443	0.000	0.000	0.005	0.029
601	603	-2.042	-0.559	-2.043	-0.561	0.001	0.003	-0.012	-0.080
603	602	-8.429	-3.382	-8.439	-3.411	0.010	0.028	-0.049	-0.237
602	204	7.171	0.777	7.167	0.765	0.004	0.012	0.039	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
100	211	9.019	2.704	9.017	2.701	0.002	0.004	0.049	0.036

211	200	9.017	2.984	8.992	2.939	0.025	0.045	0.050	0.436
200	210	8.992	3.281	8.981	3.266	0.011	0.015	0.050	0.177
210	16	8.981	3.655	8.941	3.596	0.040	0.058	0.051	0.672
16	14	4.169	1.175	4.163	1.166	0.006	0.009	0.023	0.220
14	209	-6.326	-3.320	-6.360	-3.394	0.033	0.074	-0.038	-0.978
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.161	0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
209	13	15.863	9.297	15.863	9.297	0.000	0.000	0.097	0.001
13	208	6.781	3.639	6.781	3.639	0.000	0.000	0.041	0.001
208	300	-22.479	-11.940	-22.547	-12.091	0.068	0.150	-0.134	-0.564
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.292	0.021	4.458
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.423
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
8	1008	3.348	2.198	3.328	1.889	0.020	0.308	0.022	5.079
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.186
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.290
6	6006	7.331	4.316	7.313	3.728	0.017	0.586	0.046	3.994
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	9.718	6.180	9.672	6.113	0.046	0.066	0.062	0.698
4	1004	2.691	1.644	2.678	1.449	0.013	0.194	0.017	3.861
204	5	4.753	2.981	4.751	2.979	0.002	0.002	0.031	0.047
7	1007	2.802	1.635	2.788	1.429	0.014	0.205	0.018	3.864
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
5	1005	4.738	2.922	4.717	2.538	0.021	0.382	0.030	4.257
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.633	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.139	3.538	1.809	0.022	0.329	0.022	4.944

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-34.462	-16.797	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.910	-0.22
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.695	-0.27
202	202	0.000	0.000	108.523	-0.31
2	Петрик	0.000	0.000	107.380	-0.53
203	203	0.000	0.000	106.685	-0.69
3	Літин	0.000	0.000	106.676	-0.69
4	Кожухів	0.000	0.000	106.113	-0.77
204	204	0.000	0.000	106.000	-0.78
5	Курортна	0.000	0.000	105.953	-0.79
6	Хмільник	0.000	0.000	105.797	-0.88
7	Уланів	0.000	0.000	106.289	-0.88
8	Вишенька	0.000	0.000	106.983	-0.77
205	205	0.000	0.000	107.456	-0.68
9	Юрівка	0.000	0.000	107.717	-0.61
206	206	0.000	0.000	108.972	-0.33
207	207	0.000	0.000	109.862	-0.05
300	Козятин	-57.560	-31.321	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.994	-3.97
1002		3.540	1.810	9.827	-4.45
2003		0.000	0.000	34.995	-2.40
1003		3.970	2.250	9.878	-3.41
1004		2.680	1.450	9.801	-3.77
1005		4.720	2.540	9.752	-4.16
2006		0.000	0.000	34.177	-4.36
1006		7.300	3.730	9.746	-4.30
1007		2.790	1.430	9.820	-4.00
1008		3.330	1.890	9.776	-4.48
2009		0.000	0.000	35.924	-0.99
1009		3.430	1.860	10.237	-1.24
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.878	-3.41
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20

100102	0.000	0.000	10.127	-3.12
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	104.529	-2.40
6006	0.000	0.000	102.085	-4.36
9009	0.000	0.000	107.304	-0.99
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	2.840	1.460	105.768	-0.89
602	-15.620	-3.910	106.081	-0.69
603	6.390	3.270	105.847	-0.83

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.230
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.348
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.164	0.016	3.575
100	201	17.028	9.633	16.896	9.474	0.132	0.159	0.103	1.091
201	1	16.896	9.718	16.871	9.683	0.024	0.035	0.103	0.215
1	202	13.414	7.758	13.399	7.736	0.015	0.022	0.082	0.172
202	2	13.399	8.034	13.287	7.900	0.111	0.134	0.083	1.146
203	4	5.667	3.980	5.643	3.950	0.025	0.030	0.037	0.575
4	204	2.942	2.601	2.939	2.598	0.003	0.003	0.021	0.113
204	6	5.354	0.764	5.345	0.754	0.009	0.011	0.029	0.206
6	7	-2.806	-3.495	-2.820	-3.511	0.013	0.016	-0.024	-0.492
7	8	-5.631	-4.528	-5.659	-4.568	0.028	0.040	-0.039	-0.697
8	205	-9.017	-6.322	-9.046	-6.365	0.029	0.043	-0.059	-0.475
205	9	-9.046	-6.101	-9.061	-6.127	0.014	0.026	-0.059	-0.262
9	206	-12.541	-7.939	-12.647	-8.093	0.106	0.154	-0.079	-1.260
206	207	-12.647	-7.477	-12.714	-7.599	0.067	0.122	-0.078	-0.891
207	300	-12.714	-7.257	-12.723	-7.278	0.009	0.021	-0.077	-0.138
6	601	0.797	0.443	0.797	0.443	0.000	0.000	0.005	0.029
601	603	-2.042	-0.559	-2.043	-0.561	0.001	0.003	-0.012	-0.080
603	602	-8.429	-3.382	-8.439	-3.411	0.010	0.028	-0.049	-0.237
602	204	7.171	0.777	7.167	0.765	0.004	0.012	0.039	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001

140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
100	211	9.019	2.704	9.017	2.701	0.002	0.004	0.049	0.036
211	200	9.017	2.984	8.992	2.939	0.025	0.045	0.050	0.436
200	210	8.992	3.281	8.981	3.266	0.011	0.015	0.050	0.177
210	16	8.981	3.655	8.941	3.596	0.040	0.058	0.051	0.672
16	14	4.169	1.175	4.163	1.166	0.006	0.009	0.023	0.220
14	209	-6.326	-3.320	-6.360	-3.394	0.033	0.074	-0.038	-0.978
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.161	0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
209	13	15.863	9.297	15.863	9.297	0.000	0.000	0.097	0.001
13	208	6.781	3.639	6.781	3.639	0.000	0.000	0.041	0.001
208	300	-22.479	-11.940	-22.547	-12.091	0.068	0.150	-0.134	-0.564
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.292	0.021	4.458
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.423
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
8	1008	3.348	2.198	3.328	1.889	0.020	0.308	0.022	5.079
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.186
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.290
6	6006	7.331	4.316	7.313	3.728	0.017	0.586	0.046	3.994
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	9.718	6.180	9.672	6.113	0.046	0.066	0.062	0.698
4	1004	2.691	1.644	2.678	1.449	0.013	0.194	0.017	3.861
204	5	4.753	2.981	4.751	2.979	0.002	0.002	0.031	0.047
7	1007	2.802	1.635	2.788	1.429	0.014	0.205	0.018	3.864
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
5	1005	4.738	2.922	4.717	2.538	0.021	0.382	0.030	4.257
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.633	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.139	3.538	1.809	0.022	0.329	0.022	4.944

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.665 МВт / 559.859 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.227 МВт / 3.146 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.227 МВт / 3.146 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.661 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.757 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.034 МВт / 6.564 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-34.362	-17.089	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.900	-0.21
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.683	-0.26
202	202	0.000	0.000	108.509	-0.30
2	Петрик	0.000	0.000	107.353	-0.51
203	203	0.000	0.000	106.647	-0.66
3	Літин	0.000	0.000	106.637	-0.66
4	Кожухів	0.000	0.000	106.060	-0.73
204	204	0.000	0.000	105.943	-0.73
5	Курортна	0.000	0.000	105.896	-0.74
6	Хмільник	0.000	0.000	105.655	-0.86
7	Уланів	0.000	0.000	106.180	-0.87
8	Вишенька	0.000	0.000	106.905	-0.77
205	205	0.000	0.000	107.392	-0.67
9	Юрівка	0.000	0.000	107.661	-0.60
206	206	0.000	0.000	108.946	-0.33
207	207	0.000	0.000	109.858	-0.05
300	Козятин	-57.684	-31.627	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.993	-3.96
1002		3.540	1.810	9.824	-4.43
2003		0.000	0.000	34.982	-2.37
1003		3.970	2.250	9.874	-3.38
1004		2.680	1.450	9.795	-3.73
1005		4.720	2.540	9.746	-4.12
2006		0.000	0.000	34.127	-4.35
1006		7.300	3.730	9.732	-4.30
1007		2.790	1.430	9.809	-4.00
1008		3.330	1.890	9.768	-4.48
2009		0.000	0.000	35.905	-0.98
1009		3.430	1.860	10.231	-1.24
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.874	-3.38
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20
100102		0.000	0.000	10.127	-3.12

10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	104.490	-2.37
6006	0.000	0.000	101.938	-4.35
9009	0.000	0.000	107.248	-0.98
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	2.840	1.460	105.565	-0.91
602	-15.620	-3.910	106.049	-0.62
603	6.390	3.270	105.852	-0.72

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.230
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.347
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.537	2.462	1.372	0.011	0.164	0.016	3.574
100	201	16.928	9.925	16.795	9.765	0.133	0.160	0.103	1.101
201	1	16.795	10.009	16.770	9.974	0.024	0.035	0.103	0.218
1	202	13.313	8.049	13.298	8.027	0.015	0.022	0.083	0.174
202	2	13.298	8.325	13.185	8.190	0.112	0.135	0.083	1.158
203	4	5.564	4.268	5.539	4.238	0.025	0.030	0.038	0.588
4	204	2.838	2.887	2.836	2.884	0.003	0.003	0.022	0.117
204	6	7.294	1.335	7.277	1.315	0.017	0.020	0.040	0.292
6	7	-2.917	-3.778	-2.932	-3.796	0.015	0.018	-0.026	-0.524
7	8	-5.744	-4.815	-5.774	-4.858	0.030	0.043	-0.041	-0.728
8	205	-9.132	-6.614	-9.163	-6.659	0.031	0.045	-0.061	-0.489
205	9	-9.163	-6.395	-9.178	-6.422	0.015	0.027	-0.060	-0.271
9	206	-12.658	-8.234	-12.768	-8.394	0.110	0.159	-0.081	-1.289
206	207	-12.768	-7.778	-12.837	-7.905	0.069	0.126	-0.079	-0.914
207	300	-12.837	-7.563	-12.847	-7.584	0.010	0.021	-0.078	-0.142
300	208	22.547	12.091	22.479	11.940	0.068	0.150	0.134	0.564
208	13	-6.781	-3.639	-6.781	-3.639	0.000	0.000	-0.041	-0.001
13	209	-15.863	-9.297	-15.863	-9.297	0.000	0.000	-0.097	-0.001
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772

1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.161	0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
2	1002	3.560	2.139	3.538	1.809	0.022	0.329	0.022	4.943
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.292	0.021	4.457
204	5	4.753	2.981	4.751	2.979	0.002	0.002	0.031	0.047
5	1005	4.738	2.922	4.717	2.538	0.021	0.382	0.030	4.255
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.633	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	203	9.616	6.469	9.569	6.401	0.046	0.067	0.062	0.709
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.423
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.290
8	1008	3.349	2.198	3.328	1.889	0.021	0.308	0.022	5.083
7	1007	2.802	1.635	2.788	1.429	0.014	0.205	0.018	3.868
6	6006	7.331	4.318	7.313	3.728	0.018	0.588	0.046	3.999
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.046	0.187
6	601	2.839	1.285	2.838	1.281	0.001	0.004	0.017	0.091
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
204	602	-9.211	-1.050	-9.218	-1.070	0.007	0.020	-0.050	-0.108
602	603	6.392	3.118	6.386	3.100	0.006	0.017	0.039	0.199
4	1004	2.691	1.644	2.678	1.449	0.013	0.194	0.017	3.859
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергoвузол	-34.462	-16.797	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.910	-0.22
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.695	-0.27
202	202	0.000	0.000	108.523	-0.31
2	Петрик	0.000	0.000	107.380	-0.53
203	203	0.000	0.000	106.685	-0.69
3	Літин	0.000	0.000	106.676	-0.69
4	Кожухів	0.000	0.000	106.113	-0.77
204	204	0.000	0.000	106.000	-0.78
5	Курортна	0.000	0.000	105.953	-0.79
6	Хмільник	0.000	0.000	105.797	-0.88
7	Уланів	0.000	0.000	106.289	-0.88
8	Вишенька	0.000	0.000	106.983	-0.77
205	205	0.000	0.000	107.456	-0.68
9	Юрівка	0.000	0.000	107.717	-0.61
206	206	0.000	0.000	108.972	-0.33
207	207	0.000	0.000	109.862	-0.05
300	Козятин	-57.560	-31.321	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.994	-3.97
1002		3.540	1.810	9.827	-4.45
2003		0.000	0.000	34.995	-2.40
1003		3.970	2.250	9.878	-3.41
1004		2.680	1.450	9.801	-3.77
1005		4.720	2.540	9.752	-4.16
2006		0.000	0.000	34.177	-4.36
1006		7.300	3.730	9.746	-4.30
1007		2.790	1.430	9.820	-4.00
1008		3.330	1.890	9.776	-4.48
2009		0.000	0.000	35.924	-0.99
1009		3.430	1.860	10.237	-1.24
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.878	-3.41
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20
100102		0.000	0.000	10.127	-3.12
10011		5.040	2.590	10.130	-2.57

100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	104.529	-2.40
6006	0.000	0.000	102.085	-4.36
9009	0.000	0.000	107.304	-0.99
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	2.840	1.460	105.768	-0.89
602	-15.620	-3.910	106.081	-0.69
603	6.390	3.270	105.847	-0.83

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.230
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.348
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.164	0.016	3.575
100	201	17.028	9.633	16.896	9.474	0.132	0.159	0.103	1.091
201	1	16.896	9.718	16.871	9.683	0.024	0.035	0.103	0.215
1	202	13.414	7.758	13.399	7.736	0.015	0.022	0.082	0.172
202	2	13.399	8.034	13.287	7.900	0.111	0.134	0.083	1.146
203	4	5.667	3.980	5.643	3.950	0.025	0.030	0.037	0.575
4	204	2.942	2.601	2.939	2.598	0.003	0.003	0.021	0.113
204	6	5.354	0.764	5.345	0.754	0.009	0.011	0.029	0.206
6	7	-2.806	-3.495	-2.820	-3.511	0.013	0.016	-0.024	-0.492
7	8	-5.631	-4.528	-5.659	-4.568	0.028	0.040	-0.039	-0.697
8	205	-9.017	-6.322	-9.046	-6.365	0.029	0.043	-0.059	-0.475
205	9	-9.046	-6.101	-9.061	-6.127	0.014	0.026	-0.059	-0.262
9	206	-12.541	-7.939	-12.647	-8.093	0.106	0.154	-0.079	-1.260
206	207	-12.647	-7.477	-12.714	-7.599	0.067	0.122	-0.078	-0.891
207	300	-12.714	-7.257	-12.723	-7.278	0.009	0.021	-0.077	-0.138
6	601	0.797	0.443	0.797	0.443	0.000	0.000	0.005	0.029
601	603	-2.042	-0.559	-2.043	-0.561	0.001	0.003	-0.012	-0.080
603	602	-8.429	-3.382	-8.439	-3.411	0.010	0.028	-0.049	-0.237
602	204	7.171	0.777	7.167	0.765	0.004	0.012	0.039	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
100	211	9.019	2.704	9.017	2.701	0.002	0.004	0.049	0.036

211	200	9.017	2.984	8.992	2.939	0.025	0.045	0.050	0.436
200	210	8.992	3.281	8.981	3.266	0.011	0.015	0.050	0.177
210	16	8.981	3.655	8.941	3.596	0.040	0.058	0.051	0.672
16	14	4.169	1.175	4.163	1.166	0.006	0.009	0.023	0.220
14	209	-6.326	-3.320	-6.360	-3.394	0.033	0.074	-0.038	-0.978
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.161	0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
209	13	15.863	9.297	15.863	9.297	0.000	0.000	0.097	0.001
13	208	6.781	3.639	6.781	3.639	0.000	0.000	0.041	0.001
208	300	-22.479	-11.940	-22.547	-12.091	0.068	0.150	-0.134	-0.564
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.292	0.021	4.458
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.423
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
8	1008	3.348	2.198	3.328	1.889	0.020	0.308	0.022	5.079
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.186
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.290
6	6006	7.331	4.316	7.313	3.728	0.017	0.586	0.046	3.994
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	9.718	6.180	9.672	6.113	0.046	0.066	0.062	0.698
4	1004	2.691	1.644	2.678	1.449	0.013	0.194	0.017	3.861
204	5	4.753	2.981	4.751	2.979	0.002	0.002	0.031	0.047
7	1007	2.802	1.635	2.788	1.429	0.014	0.205	0.018	3.864
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
5	1005	4.738	2.922	4.717	2.538	0.021	0.382	0.030	4.257
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.633	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.139	3.538	1.809	0.022	0.329	0.022	4.944