

MA-5768

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

621.31
Р 65

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці
«Жмеринські електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних
трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

А.М. Виговський Ю. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

«06» 06 2024 р.

Опонент: доц. каф. ЕССБМ. Р.В.

Роджер В. В.

(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Виговському Юрію Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці «Жмеринські електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу №81 від 11.03.2024р.

2. Строк подання студентом роботи 05.06.2024р.

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 6200 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження оптичних вимірювальних трансформаторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24
2	Прогнозування навантаження	21.01.24	01.03.24
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24
4	Дослідження оптичних вимірювальних трансформаторів	23.03.24	15.04.24
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24
11	Захист МКР	За графіком	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

Ю. М. Виговський

В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

Виговський Ю. М. "«Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці «Жмеринські електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів»". Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 99 с. – Іл.: 12. – Табл. 23.

Даний робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

SUMMARY

Vygovskiy U. M. " Feasibility study for the development of electrical distribution networks ". Course project. - Vinnytsia: VNTU. 2024 - 99 p. - Fig .: 12. - Table. 23.

This course project includes the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which provides both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, voltage levels in the nodes at different operating modes were analyzed, and diagrams of switchgear were given

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	16
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	22
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	25
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	27
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	29
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	31
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій.....	32
2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції	32
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції	34
2.6. Оцінювання балансу потужностей	38
2.6.1 ВИЗНАЧЕННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ НА ШИНАХ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ	38
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	40
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	40
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	41
3 ОПТИЧНІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ.....	45

3.1. Конструкція та характеристики ВОТ/ВОП.....	46
3.2. Переваги та недоліки ВОТ/ВОП	52
3.3. Вибір ВОТ/ВОП для підстанції «110/10кВ».....	54
3.4. Метрологічні та технічні характеристики ВОП NXСТ-F3.....	57
3.5. Метрологічні та технічні характеристики ВОТ NXСТ.....	59
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	63
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	83
5.1. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	86
5.1.1. Мікроклімат	86
5.1.2. Склад повітря робочої зони.....	88
5.1.3. Виробниче освітлення	89
5.1.4. Виробничий шум.....	90
ВИСНОВКИ.....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	94
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	99
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	100
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму.....	108
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	137

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АЦП – аналогово-цифровий перетворювач
 - ВОДС – волоконно-оптичний датчик струму
 - ВОТ – вимірювальний оптоволоконний трансформатор
 - ВОП – вимірювальний оптоволоконний перетворювач
 - ВН – висока напруга
 - ВП – вимірювальний перетворювач
 - ВПС – вимірювальний перетворювач струму
 - ВТН – вимірювальний трансформатор напруги
 - ВТС – вимірювальний трансформатор струму
 - ЕОБ – електронно-оптичний блок
 - ЗЗ – зворотній зв'язок
 - КЗ – коротке замикання
 - ЛЕП – лінії електропередачі
 - НН – низька напруга
 - ОВ – оптичне волокно
 - ОП – оптичний перетворювач
 - ПС – підстанція
 - РПН – регулювання під напругою
 - РТП – розподільна трансформаторна підстанція
 - СВН – ступінь високої напруги
 - СН – середня напруга
 - СНН – ступінь низької напруги
 - СШ – система шин
 - ТН – трансформатор напруги
 - ТП – трансформаторна підстанція
 - ТС – трансформатор струму
- ЦАП – цифро-аналоговий перетворювач

ВСТУП

Актуальність теми Електроенергетика відіграє неймовірно важливу роль у сучасному світі, забезпечуючи безперервне електропостачання для всіх сфер нашого життя, починаючи від промисловості та транспорту до домашнього побуту та інформаційних технологій. Зростаюча потреба в енергії та стрімкий розвиток технологій потребують надійних та точних інструментів для вимірювання та контролю електричних параметрів в енергетичних системах.

Важливим компонентом електроенергетичних систем є вимірювальні трансформатори, які використовуються для перетворення високої напруги та струму на значення, придатні для вимірювання та моніторингу. Точність та надійність вимірювальних трансформаторів мають велике значення для ефективної роботи електроенергетичних мереж, забезпечуючи точні дані для контролю та управління.

В останні роки на сцену вийшли інноваційні рішення в галузі вимірювальних трансформаторів – оптичні трансформатори. Вони засновані на принципі використання оптичних волокон та забезпечують ряд переваг у порівнянні з традиційними вимірювальними трансформаторами.

Мета даної магістерської кваліфікаційної роботи полягає у вивченні важливості електроенергетики у світі, аналізі вимірювальних трансформаторів та оптичних трансформаторів. У даному проєкті будуть розглянуті принципи роботи та характеристики вимірювальних трансформаторів, а також досліджено переваги оптичних трансформаторів перед традиційними рішеннями. В результаті роботи буде проведено порівняльний аналіз цих двох типів трансформаторів з метою виявлення їх особливостей та потенційних застосувань у сучасних енергетичних системах.

Об’єкт дослідження – є фрагмент електричних мереж.

Предмет дослідження – Вимірювальні оптоволоконні трансформатори та перетворювачі.

Мета дослідження – Вибрати та дослідити новітні підходи та методи вимірювання первинних параметрів.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом 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 кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

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

звідки $a' = -1812,7$, $b' = 0,9455$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,9455T - 1812,7$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

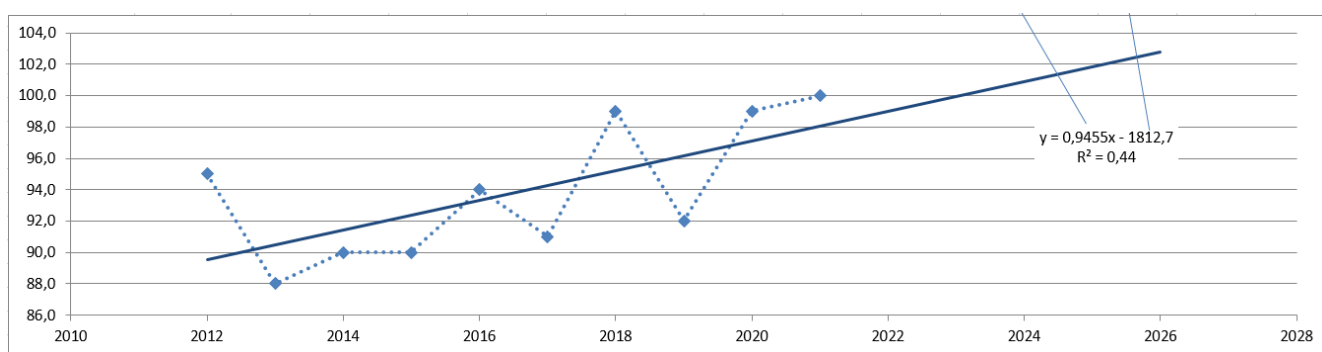


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 102,9 %, що на 2,9 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають

обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток В) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

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

- в лініях електропередач – 5.3 МВт;
- в трансформаторах – 2.0 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт та навантажувальні 1.5 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	2-102	101-3	105-104	103-4
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	200	200	150	125
Розрах. струм, А	161	151	28	67

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	109	103	12	7
Напруга вузла, кВ	107,42	104,75	107,37	104,46

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії 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 № 109 з рівнем напруги 107,42 кВ; вузол № 103 з рівнем напруги 104,75 кВ; вузол № 12- Чернятин з рівнем напруги 107,37 кВ, вузол № 7 – Носківці рівнем напруги 104,46 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

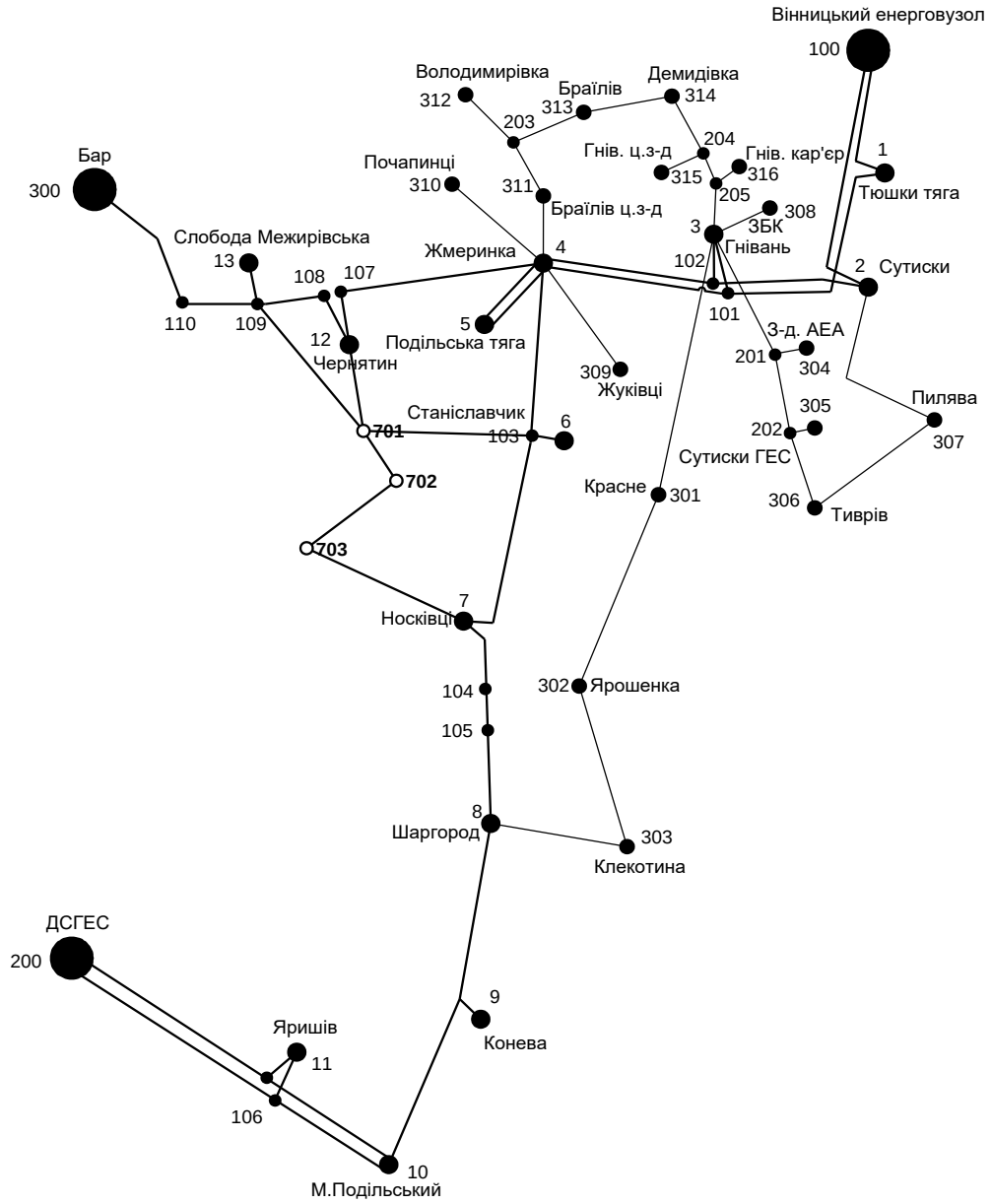


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1. Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дасконтовані витрати B_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

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 (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

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
7	703	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,642	6207,1
12	701	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5
103	701	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	1,560	5896,7
109	701	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,642	6207,1
701	702	0,6	3,6	110	1573,680	0,131	1812,9	0,492	1862,1
702	703	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	1,067	4034,6

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i' зросли (табл. 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
7-703	2	11,8	6269,6	6188,0	6369,3	6042,9	19,289	6269,6	6224,2	6314,9
12-701	1	11,8	3134,8	3094,0	3184,6	3021,5	9,644	3134,8	3112,1	3157,5
103-701	1,9	11,8	5956,1	5878,6	6050,8	5740,8	18,324	5956,1	5913,0	5999,2
109-701	2	11,8	6269,6	6188,0	6369,3	6042,9	19,289	6269,6	6224,2	6314,9
701-702	0,6	11,8	1880,9	1856,4	1910,8	1812,9	5,787	1880,9	1867,3	1894,5
702-703	1,3	11,8	4075,2	4022,2	4140,0	3927,9	12,538	4075,2	4045,8	4104,7

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за

вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для 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
7-703	2	11,8	6269,6	6226,5	6317,2	533,6	6269,6	5642,6	6896,5
12-701	1	11,8	3134,8	3113,3	3158,6	266,8	3134,8	2821,3	3448,3
103-701	1,9	11,8	5956,1	5915,2	6001,3	506,9	5956,1	5360,5	6551,7
109-701	2	11,8	6269,6	6226,5	6317,2	533,6	6269,6	5642,6	6896,5
701-702	0,6	11,8	1880,9	1868,0	1895,2	160,1	1880,9	1692,8	2069,0
702-703	1,3	11,8	4075,2	4047,2	4106,2	346,8	4075,2	3667,7	4482,7

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод—метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-703	12-701	103-701	109-701	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	1	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12,65	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,39	0,00
703	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	11,11	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	799,3	251,1	759,3	799,3	239,8	16659,9	519,5	385,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		17159,879
Потужності ЛЕП	11,11136	23,04579	0	0	10,39118	-1E-06	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6042,932	3021,466	0,000	0,000	1812,880	1812,880	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	202,676	435,935	0,000	0,000	53,176	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		691,788
Дисконтновані витрати, тис. грн																13381,944

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

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-703	12-701	103-701	109-701	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	1	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12,65	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,39	0,00
703	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	-10,50	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1219,9	874,7	759,3	799,3	239,8	239,8	519,5	385,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		13597,538
Потужності ЛЕП	0	0	12,54579	0	0	0,108817	0	10,5	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	5740,785	0,000	0,000	1812,880	0,000	3927,906	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		11481,570
Змінні складові витрат	0,000	0,000	245,464	0,000	0,000	0,006	0,000	117,641	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		363,111
Дисконтновані витрати, тис. грн																11844,682

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-703	12-701	103-701	109-701	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	1	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12,65	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,39	0,00
703	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	11,11	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	562,1	150,0	759,3	799,3	179,6	239,8	519,5	519,5	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		11569,065
Потужності ЛЕП	11,11136	23,04579	0	0	10,39118	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6042,932	3021,466	0,000	0,000	1812,880	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10877,277
Змінні складові витрат	202,676	435,935	0,000	0,000	53,176	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		691,788
Дисконтновані витрати, тис. грн																11569,065

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (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.

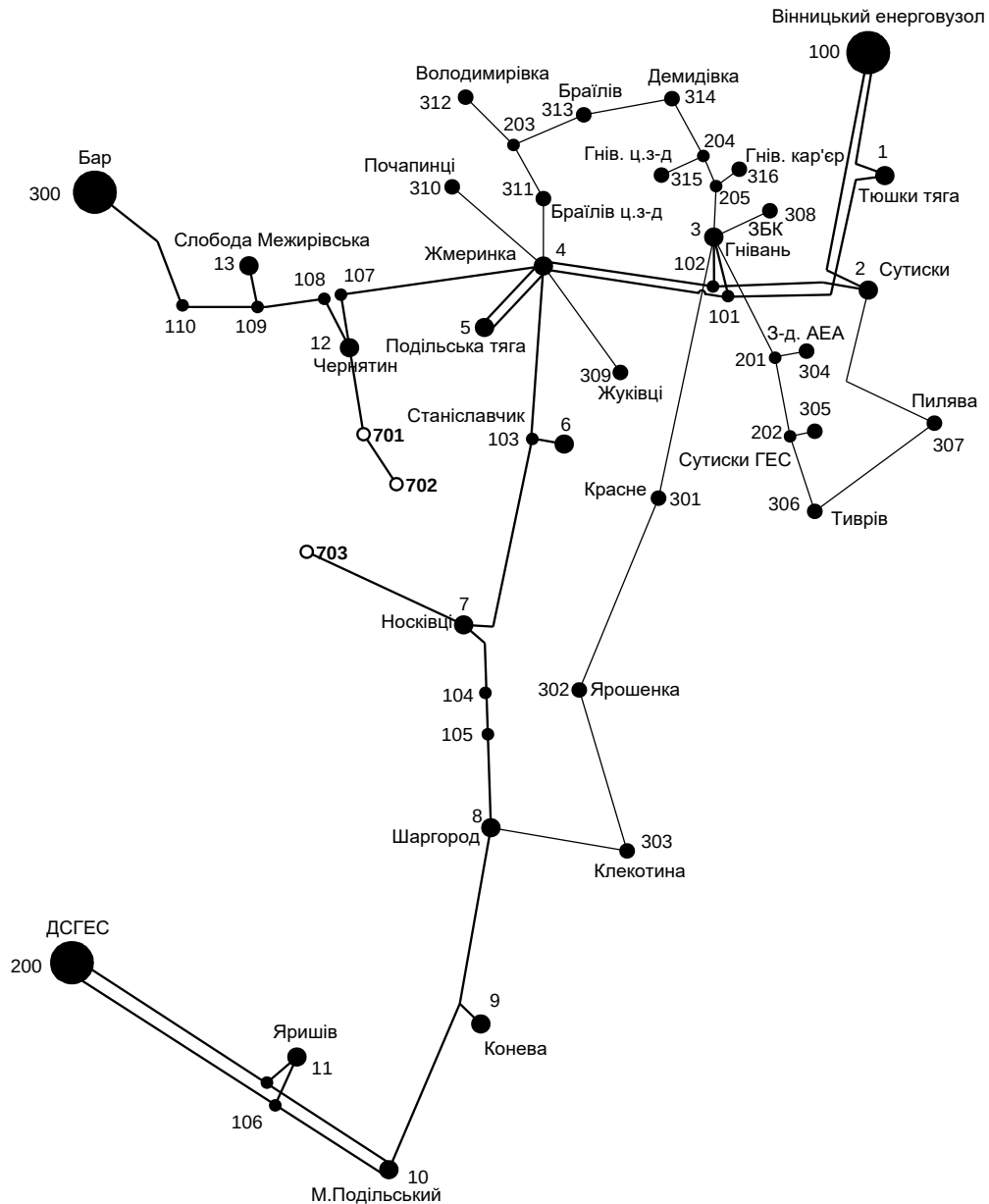


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 додаткову ЛЕП між вузлами 702-703 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

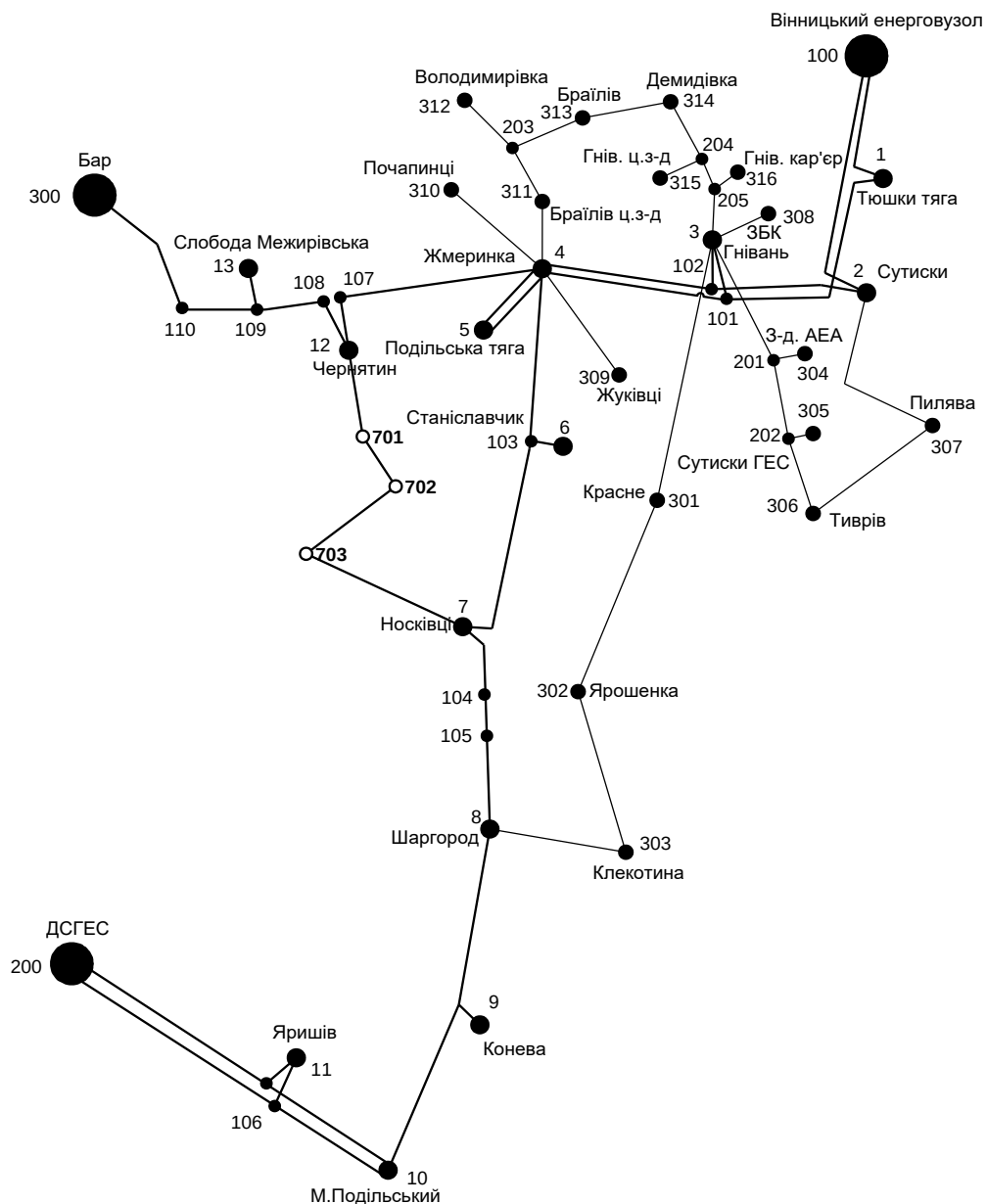


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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 702-703 довжиною 7,8 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 12 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.6)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$; T – тривалість будівництва (в роках)).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.7)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.6) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.8)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.8).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною. Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.9)$$

Коефіцієнти a_i та v_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 12-701, 701-702, 702-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-701} + \Delta L_{701-702} + \Delta L_{702-703} = 6 + 3,6 + 7,8 = 17,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.9) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 703-7. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	12-701	6	23,04	17,4	10861,65	31030,6	25858,84	25858,84
		701-702	3,6	10,4		6380,044			
		702-703	7,8	7,68		13788,91			
	2	12-701	6	23,04	21,6	10861,65	38524,77	32103,97	32103,97
		701-702	3,6	10,4		6380,044			
		703-7	12	11,1		21283,07			
	3	12-701	6	23,04	18	10861,65	32144,72	26787,27	26787,27
		703-7	12	11,1		21283,07			
	4	12-701	6	23,04	9,6	10861,65	17241,7	14368,08	14368,08
		701-702	3,6	10,4		6380,044			
	5	703-7	12	11,1	19,8	21283,07	35071,97	29226,64	29226,64
		702-703	7,8	7,68		13788,91			

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	703-7	12	11,1	12	21283,07	21283,07	14779,91	40638,74
	21	702-703	7,8	7,68	7,8	13788,91	13788,91	9575,629	38723,62
	31	701-702	3,6	10,4	11,4	6380,044	20168,95	14006,21	40793,48
		702-703	7,8	7,68		13788,91			
	41	703-7	12	11,1	19,8	21283,07	35071,97	24355,54	41679,6
		702-703	7,8	7,68		13788,91			
	51	12-701	6	23,04	9,6	10861,65	17241,7	11973,4	41200,05
		701-702	3,6	10,4		6380,044			

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 2.5 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 21. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання підстанцій 701, 702, 703 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож

необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.6.

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

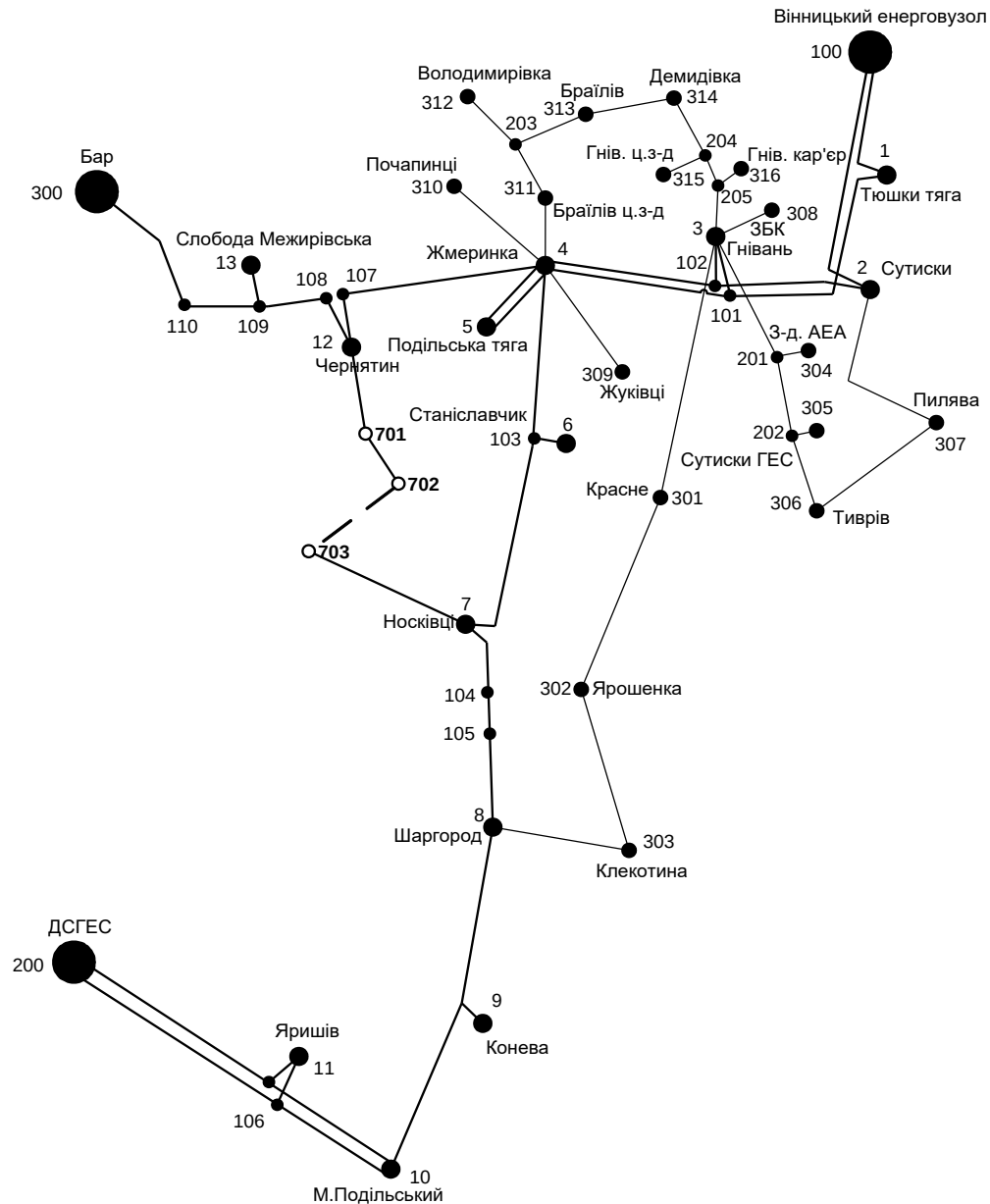


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.10) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{розр}12-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{24.514}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 135.096 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-7} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9.604}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52.929 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10.415}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 57.399 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{22.213}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 122.418 \text{ (A)};$$

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

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 12-701;

2й – розрив лінії 7-703;

3й – розрив лінії 12-701 та відсутня генерація на СЕС (702);

4й – розрив лінії 7-703 та відсутня генерація на СЕС (702);

5й – розрив лінії 701-702;

6й – розрив лінії 702-703.

Отримані результати представлені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А тах	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
12-701	0	82.7	0	148.3	78.2	12.99	149.02	390	135.1	АС-150/19
7-703	82.7	0	149.02	0	4.3	70.1			52.9	АС-150/19
701-702	78.2	4.6	78.2	69.8	0	65.1			57.4	АС-150/19
702-703	13.04	70.2	78.1	70.2	65.2	0			122.4	АС-150/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-150/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-150/19, було прийняте рішення використати провід АС-150/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.11)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{12.3}{1.4 \cdot 0.89} = 9.872 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 702 та 703 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.7 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.12

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.12)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{13.82}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.382 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{11.477}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.148 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{12.414}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.241 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.2.7.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702 та 703 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.7).

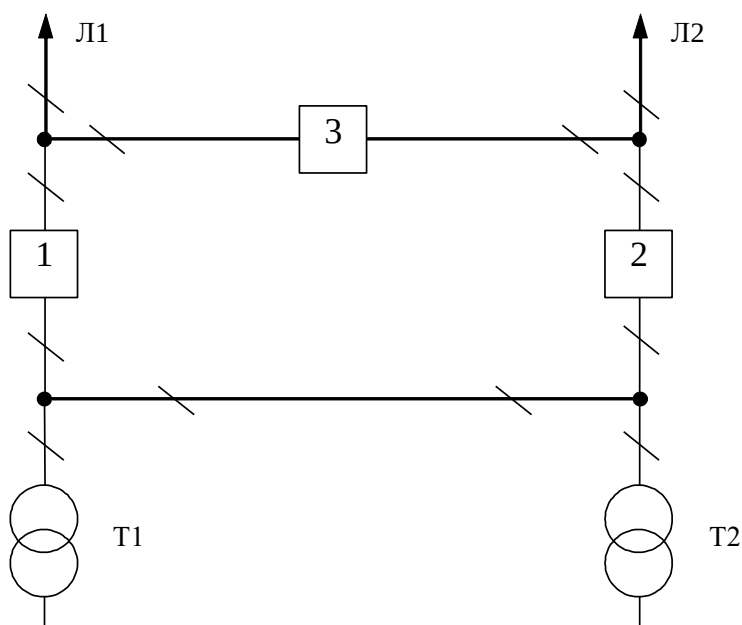


Рисунок 2.7 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702 та 703

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Носківці». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Носківці» (вузол 7) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему

«Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 2.8).

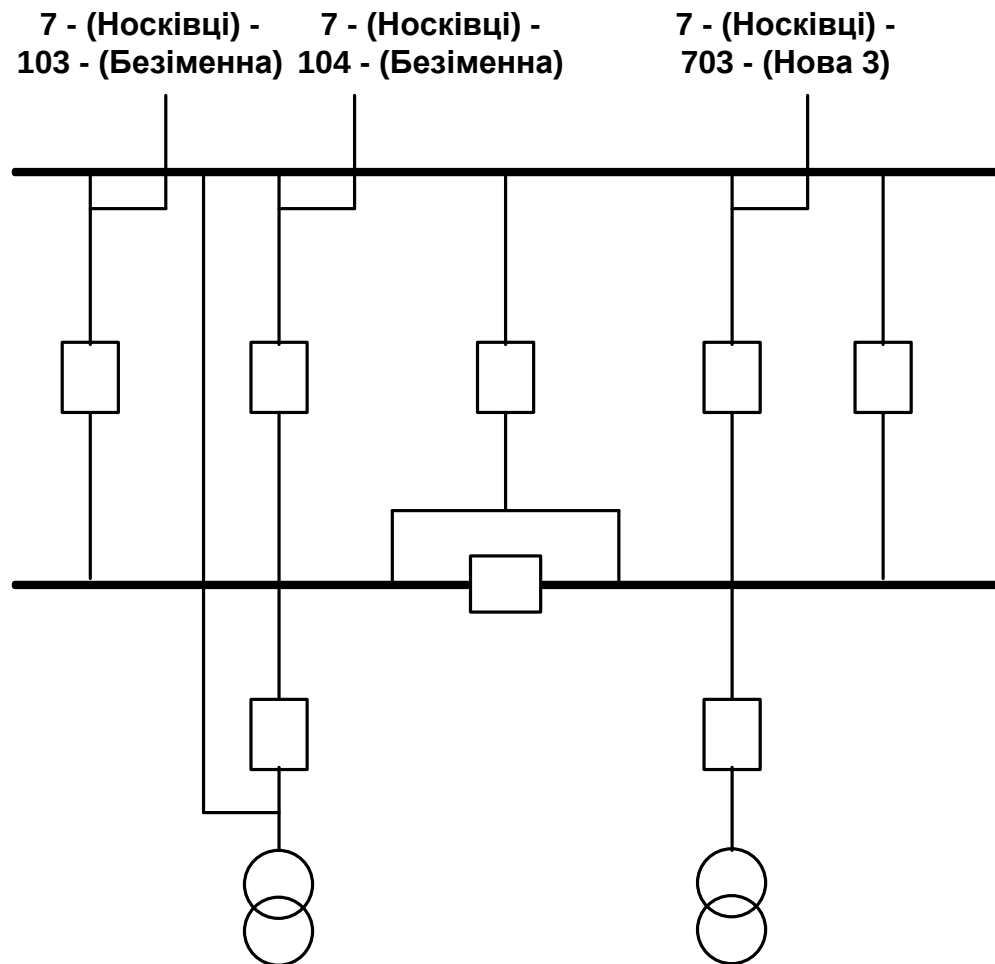


Рисунок 2.8 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 12 «Чернятин», що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Слобода Межирівська - Чернятин» та «Чернятин - Жмеринка» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ЛЕП «Слобода Межирівська - Чернятин» та «Чернятин - Жмеринка» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 703).

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_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (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 .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.13)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.13) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

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

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

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

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.8).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.9).

Таблиця 2.8 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільного пристрою

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,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

Таблиця 2.9 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,243	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	3	1	0,243	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	3	5,49	0,243	5,99E-04

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.14), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.15) та недовідпуск електроенергії (2.16).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 285$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (2.14)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 285 = 493449 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{рик} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (2.15)$$

$$W_{рик} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рик} \quad (2.16)$$

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	$\Delta W_{\text{нд}}$, МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	493339

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

2.6.1 ВИЗНАЧЕННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ НА ШИНАХ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,702,703 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.17)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 23,5 + 0,05 \cdot 23,5 = 22,325 \text{ (МВт)},$$

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

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.18)$$

$$Q_{\Gamma} = 22,325 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 22,325 \cdot 0,34 = 7,591 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.19)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 12-701

$$Q_{\text{ЛЕП12-701}} = 106,47^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 6) = 0,194 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,194 + 0,115 + 0,249 + 0,38 = 0,938 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 18,39 = 17,471 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,471 = 1,747 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 17,471 + 1,747 - 14,591 - 0,938 = 3,689 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 17,471 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 3,689 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4050-450 УЗ на 4050 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

2.7.1. 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 Б 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 Б.

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. У мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної

надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатку В.

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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 напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	100,69	95,10	106,05
702	100,56	94,94	105,93
703	100,00	94,31	105,42

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	7,87	6,63	9,27
702	8,47	7,44	8,71
703	7,79	6,49	9,01

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.20)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.21)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.22)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.23)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.23) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.21) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{Т701} = \frac{((12,65) \cdot (7,95 / 2)) + ((6,48) \cdot (139 / 2))}{112,19} = 4,721 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т701д} = \frac{106,05 + 4,721}{10,5} = 10,55$$

Ближчий за табл. 2.13 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т701д} = 10,55$, що відповідає 8-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.20).

$$U_{НН701д} = \frac{106,05 + 4,721}{10,55} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.13 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{Т6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунків з 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
701	4,721	10,55	10,5	8	10,611	0,09
702	4,071	10,476	10,5	8	10,611	0,096
703	4,545	10,473	10,5	8	10,611	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ОПТИЧНІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

Історична довідка. Вже більше століття в енергетиці та промисловості при високовольтних вимірах змінних струмів використовують електромагнітні ВТС, робота яких заснована на явищі електромагнітної індукції, відкритому Фарадеєм ще у 1831р. Інше явище, відкрите ним же 1845 р. – поворот площини поляризації лінійно поляризованого світла, у постійному магнітному полі. Це явище, назване на честь автора ефекту Фарадея, стало першим та ключовим доказом взаємозалежності оптичних та електромагнітних явищ і чекало свого великомасштабного технічного застосування понад 150 років.

Перші роботи по створенню оптичних датчиків струму на основі цього ефекту проводились ще у 70-х роках минулого століття. У ті ж роки у світі з'явилося і перше промислове ОВ, яке намагалися використовувати як для дистанційної передачі оптичних сигналів, так і для чутливих елементів волоконно-оптичних датчиків струму. Однак технологія на той час не була достатньо зрілою, щоб створити конкурентоспроможну нову промислову модель ВОТ. [12]

Перші закордонні серійні ВОТ були представлені на канадській виставці у 2006р. Канадська компанія NxtPhase Corporation, один із світових на сьогодні лідерів у серійному виробництві ВОТ та ВОП, а також оптичних трансформаторів напруги, представила тоді свій перший високовольтний ВОТ типу NXST.

На цей час термінологія за пристроями даного виду ще остаточно не встановилася. У літературі зустрічаються різні найменування: "оптичні", "магнітооптичні", "оптоелектронні", "оптоволоконні", "волоконнооптичні", "оптикoeлектричні" та інші подібні визначення даних трансформаторів, перетворювачів або датчиків струму. Строго кажучи, зазначені пристрої не є в традиційному сенсі трансформаторами струму (масштабними перетворювачами), а відносяться швидше до виду перетворювачів, що перетворюють змінний або постійний струм великого масштабу у відповідний йому вимірювальний сигнал

іншого роду та/або виду (наприклад, уніфікований сигнал струму або напруги, код, цифровий результат тощо). Будемо називати всі ці пристрої коротко ВОТ або ВОП.

Принцип дії, переваги та недоліки вимірювальних оптоволоконних трансформаторів та перетворювачів

Серійні високовольтні вимірювальні оптичні трансформатори (ВОТ) і перетворювачі (ВОП) вже кілька років використовуються в енергетиці різних країн, відкривши нову еру обліку електроенергії в електроенергетиці та в промисловості, причому як для змінних, так і постійних або імпульсних струмів. [9]

3.1. Конструкція та характеристики ВОТ/ВОП

Принцип дії ВОТ/ВОП ґрунтується на ефекті Фарадея. Поляризовані світлові хвилі, що розповсюджуються по оптичному волокну навколо провідника зі струмом у прямому та зворотному напрямку, в результаті впливу магнітного поля, накопичують невзаємний фазовий зсув φ , пропорційний вимірюваному струму I , рівний:

$$\varphi = 4 * V * N * I$$

де V - стала Верде;

N - число витків оптоволокну навколо провідника з вимірюваним струмом.

Електронний блок перетворює вимірюваний фазовий зсув у пропорційний вихідний аналоговий сигнал напруги/струму або цифровий потік даних.

Стандартна схема ВОТ/ВОП складається з чутливого елемента, який представляє собою кілька витків оптоволокну, розташованих у жорсткій захисній оболонці з немагнітного матеріалу. Для ВОТ цим чутливим елементом є струмова головка, а для ВОП - вимірювальна петля. Електронно-оптичний блок встановлюється для прямого з'єднання з чутливими елементами (у випадку ВОП) або через оптичні кроси (у випадку ВОТ). (рис. 3.1).

ЕОБ, вбудованим лазером і поляризатором (лінійним і круговим), генерує оптичний сигнал на виході. Цей світловий сигнал направляється по оптичному волокну до чутливого елемента. У чутливому елементі під дією магнітного поля площина поляризації повертається на певний кут (кут Фарадея). Після цього світловий сигнал виходить з чутливого елемента і повертається назад у ЕОБ. На демодуляторі, який складається з фотодіода та фазового детектора, оптичний сигнал перетворюється у електричний. Після цього за допомогою АЦП даний сигнал оцифровується і у вигляді масива даних надходить до дискретного інтерфейсного виходу ЕОБ. Далі за допомогою ЦАП та підсилювача утворюються нормовані аналогові вихідні сигнали для аналогового інтерфейсу ЕОБ. Завдяки цьому, на виході ЕОБ з'являється інформація у форматі, необхідному для подальшого використання - аналоговому чи дискретному

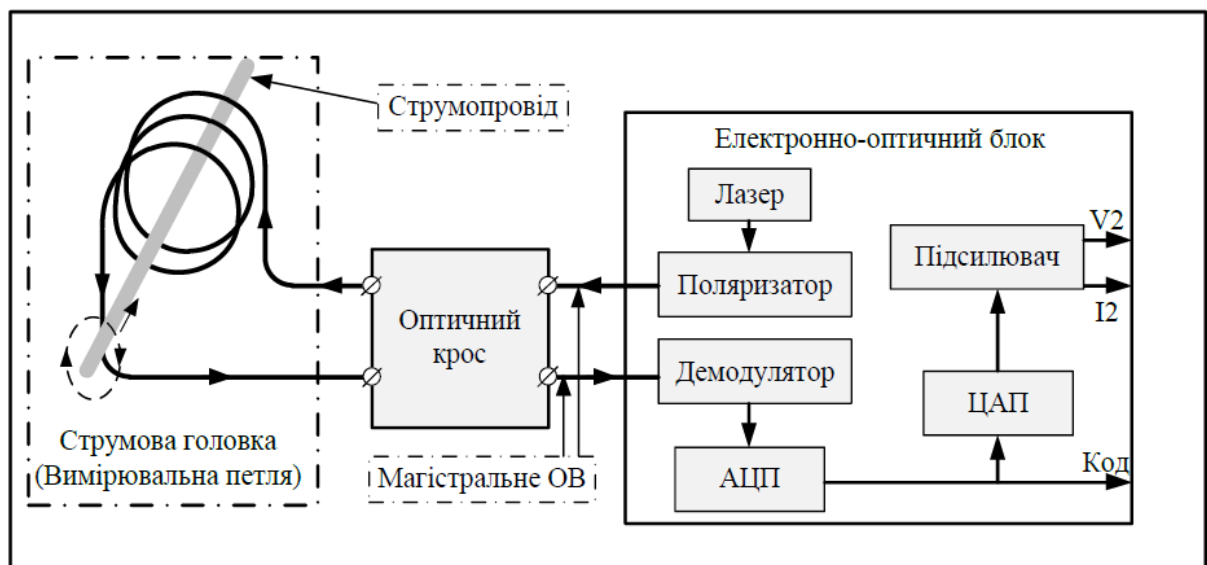


Рисунок 3.1 – Спрощена структурна схема ВОТ/ВОП (інтерфейси: V2 – потенційний вихід (напруга), I2 – струмовий вихід, Код – вихід АЦП)

У випадку, коли з технологічних причин чутливий елемент повинен бути значно віддалений від ЕОБ, наприклад на високовольтних підстанціях, використовується магістральний оптичний волоконний зв'язок, який зберігає поляризацію, а також кросовий блок (кабельний бокс), який забезпечує підключення чутливого елемента до ОВ. Організація обладнання та функції ЕОБ

різні у кожного виробника та складаються у відповідності до вимог замовлення.

Наприклад, ЕОБ може містити годинник, мікропроцесор, пам'ять, що дозволяє йому перетворювати отримані від АЦП, в реальному часі, коди на результати вимірювань струмів та похідних гармонік. Ці результати можуть накопичуватись у пам'яті протягом різних інтервалів часу і видаватись за допомогою цифрового інтерфейсу у цифрову мережу обліку. Таким чином, ВОТ або ВОП можуть легко інтегруватись у різні системи, наприклад підстанції, згідно зі стандартами, замінюючи використання окремих вимірювальних пристроїв, таких як амперметри, ватметри, електричні лічильники та інші пристрої зі струмовими ланцюгами. [9] [10]

Конструкція струмових головок для ВОТ залежить від типу високовольтних шин, на які вони будуть встановлені на об'єкті обліку. На рисунку 3.2 показані три різновиди струмових головок від виробника ВОТ/ВОП - компанії NxtPhase Corporation (Канада), призначені для різних типів шин.

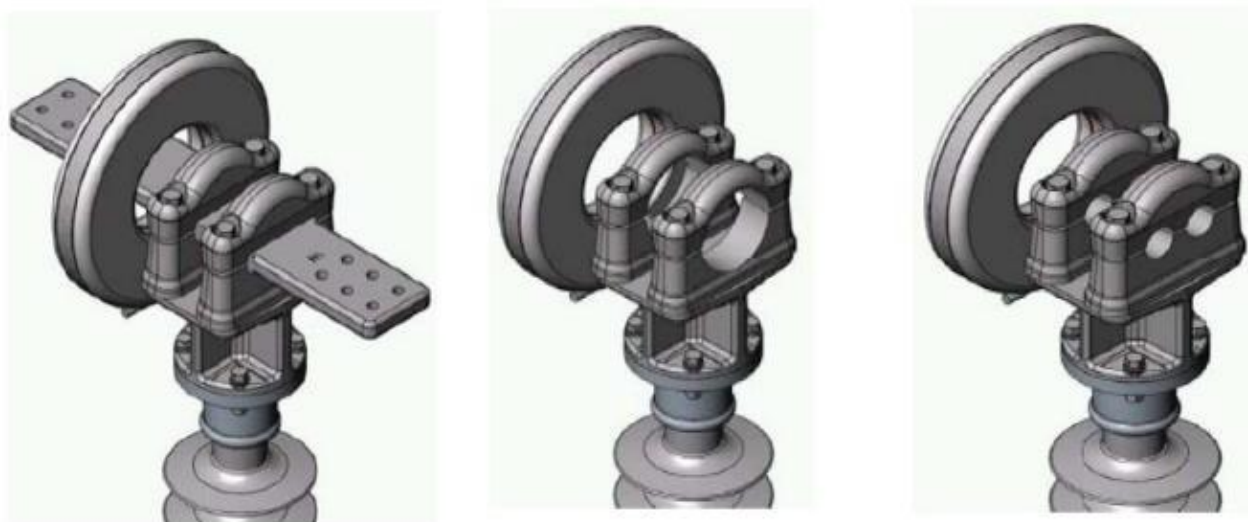


Рисунок 3.2 – Конструкція струмових головок ВОТ виробництва фірми NxtPhase: а) для плоскої шини; б) для одиночної круглої шини; в) для спарених круглих шин.

Струмові головки в ВОТ розташовуються на верхній частині ізоляційних колон, які виконують кілька функцій одночасно. По-перше, вони служать опорою для шини з головкою, забезпечуючи її стійкість. По-друге, вони захищають оптичний волоконний кабель від впливу зовнішнього середовища. Оптичний волоконний кабель проходить всередині колони від головки до кросового блоку, який зазвичай розташований внизу колони. Крім того, колона надає додаткову електричну ізоляцію для кросового блоку і захищає персонал, який працює з оптичними волокнами поблизу основи колони. Колона має спіралеподібну форму циліндра з висотою, що відповідає вимогам, і виготовлена з композитного матеріалу, такого як склопластик, який має високу ізоляційну та антикорозійну властивості. Колону укладають у захисну оболонку, наприклад, із силіконової гуми, що забезпечує не тільки стійкість колони до пошкоджень при перевезенні, але і її вандалостійкість, гідрофобність та стійкість до забруднення. Колони встановлюють на місцеві опорні конструкції у відкритих розподільних пристроях підстанцій.



Рисунок 3.3 – Конструкція ізоляційної колони з пристроєм ВОТ

Замість стандартної струмової головки, в ВОП використовується вимірювальна петля, яка має індивідуально підібрану форму та розмір для конкретної струмоведучої шини, де потрібно виміряти струм (рис. 3.4). Щоб захистити оптоволокну, що проходить у петлі, від механічних та зовнішніх впливів, його розміщують у гнучкій захисній оболонці, а потім у неметалевому трубопроводі з обмеженим радіусом вигину. На відміну від ВОТ, які використовуються на підстанціях ВН для вимірювання рівня змінного струму промислової частоти, ВОП застосовуються, переважно, для визначення рівня струму на потужних енергоємних виробництвах різних галузей промисловості. На рисунку 3.4 представлені різні варіанти вимірювальної петлі для ВОП.

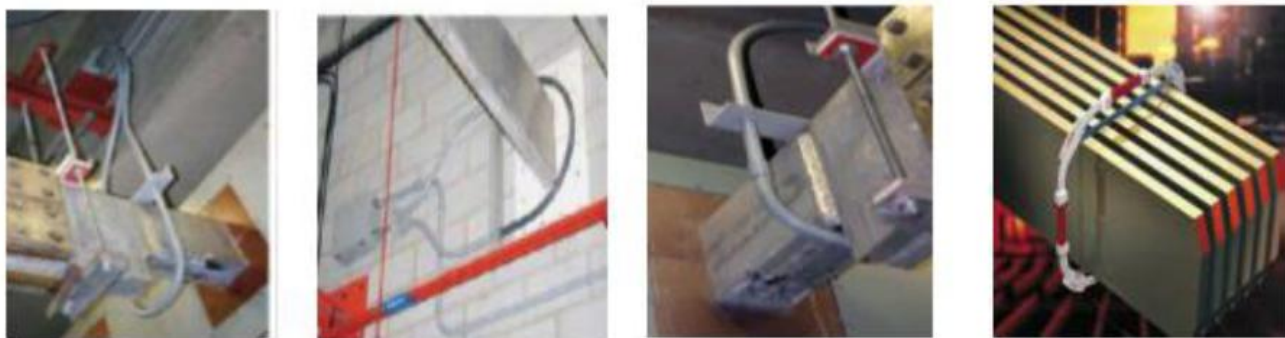


Рисунок 3.4 – Конструкція та монтаж вимірювальної петлі для ВОП типу NXST-F3 (а,б) компанії NxtPhase, типу LKCO-60 (в) компанії DynAmp та FOCS (г) компанії ABB на потужних технологічних шинопроводах

Метрологічні та технічні характеристики ВОТ та ВОП нормуються міждержавним стандартом для електромагнітних ТС. Специфічні характеристики ВОТ та ВОП, включаючи вимоги до їх конструкції, тестування, точності вимірювання гармонік (для систем вимірювання, захисту та контролю якості електроенергії), аналогового та цифрового інтерфейсу, нормуються стандартом міжнародної електротехнічної комісії.

Розглянемо коротко характеристики серійних ВОТ і ВОП з прикладу

окремих виробів провідних світових виробників:

- ВОТ типу NXCT компанії NxtPhase розрахований на вимірювання струму промислової частоти силою до $I_{1\max} \leq 4000$ А з класом точності не гірше 0,2S для номінальних напруг 69, 115, 138, 230, 345, 400, 500 або 765кВ. В залежності від напруги висота-вага ізоляційної колони змінюється від 1,55м - 49кг до 5,28м - 95кг. Односекундний струм термічної стійкості дорівнює 63 кА, струм динамічної стійкості – 170 кА; умови експлуатації: ізоляційна колона $\{-50^{\circ}\text{C} \dots 55^{\circ}\text{C}\}$, ЕОБ $\{-5^{\circ}\text{C} \dots 40^{\circ}\text{C}\}$; комплект електроніки - два шасі 428x457x177 мм; живлення ЕОБ від джерела постійного струму напругою 70-170В потужністю $P_{\text{ном}} = 135\text{Вт}$; інтерфейс: $V_2=4\text{В}$ (вимірювання), $I_2=1\text{А}$ зі смугою пропускання від 10Гц до 6кГц (можливість вимірів до 100 гармонік);

- ВОП типу NXCT-F3 компанії NxtPhase розрахований на вимірювання з класом точності не гірше 0,2S (в діапазоні від 1 до 120% номінального струму з урахуванням температури, вібрації, процесів складання) змінного $I_{1\max} \leq 100\text{кА}$ або постійного $I_{1\max} \leq 600\text{кА}$ струму, напругою 6-42 кВ без розриву струмопровідної шини та в умовах обмеженого простору; умови експлуатації: вимірювальний оптичний датчик струму (ВОДС) $\{-50^{\circ}\text{C} \dots 60^{\circ}\text{C}\}$, ЕОБ $\{-5^{\circ}\text{C} \dots 40^{\circ}\text{C}\}$; розміри-вага: ЕОБ 482x457x233мм - 44кг,

ВОДС-менше 5кг; живлення ЕОБ 110-130 В постійного струму; інтерфейс: $V_2=10\text{В}$ та $I_2=1\text{А}$ зі смугою пропускання до 6кГц (можливість вимірювань до 100 гармонік);

- ВОП типу LKCO-60 компанії DynAmp розрахований на вимірювання постійних струмів $I_{1\max} \leq 60\text{кА}$ з точністю не гірше за 0,1%; ЕОБ живиться від джерела змінного струму частотою 47-62Гц та напругою 95-265В і має уніфіковані вихідні сигнали: струмовий I_2 зі значенням 3мА на 1кА, потенціальний V_2 зі значенням 1В на 1кА, а також $V_2=0 \dots 10$ на всю шкалу вимірюваного струму I_1 ; додатково ВОП може бути оснащений частотним інтерфейсом (10 кГц на повну шкалу), уніфікованим струмовим інтерфейсом 4-20 мА та цифровим інтерфейсом; умови експлуатації: ВОДС $\{-40^{\circ}\text{C} \dots 80^{\circ}\text{C}\}$,

ЕОБ $\{-10^{\circ}\text{C} \dots 40^{\circ}\text{C}\}$.

- ВОП типу FOCS компанії ABB розрахований на вимірювання постійних струмів $I_{1\text{max}} \leq 500 \text{ кА}$ у двох напрямках з точністю не гірше 0,1% (в діапазоні від 1 до 120% номінального струму); смуга пропускання – 4кГц; інтерфейс: $V_2 = 0 \dots 1 \text{ В}$, уніфікований струмовий сигнал 0 (4) - 20 мА, цифровий канал PowerLINK, цифрова шина PROFIBUS; умови експлуатації: ВОДС $\{-40^{\circ}\text{C} \dots 85^{\circ}\text{C}\}$, ЕОБ $\{-20^{\circ}\text{C} \dots 55^{\circ}\text{C}\}$.

У ВОДС LKCO-60 і FOCS використовується не прохідна схема вимірювання кута Фарадея поляризованого світлового сигналу (див. рис.3.1), а реверсивна схема, при якій світловий сигнал відбивається від дзеркала, розташованого в кінці вимірювальної петлі і повертається назад в ЕОБ по тому ж шляхи, яким він вводився в ОВ. Виробники мають запатентовані системи повної компенсації похибок для такої схеми реверсивного вимірювання. Слід зазначити, що апаратні, алгоритмічні та програмні рішення у конкретних ВОТ/ВОП всіх виробників є, зазвичай, комерційної таємницею, що зумовлено високими витратами на розробку цієї новітньої техніки, великою конкуренцією на світових ринках високих технологій і високою вартістю самих виробів.

3.2. Переваги та недоліки ВОТ/ВОП

Основні переваги ВОТ/ВОП: [11]

- - Здатність масштабувати та вимірювати як змінний (до 100 кА), так і постійний або імпульсний (до 600 кА) струм різних рівнів напруг (до 800 кВ).
- Оптико-електронне малоінерційне перетворення світлових сигналів без гістерезису, магнітних втрат, магнітного насичення і залишкового намагнічування, що характерно для електромагнітних пристроїв, і забезпечення високої точності вимірювань.
- Великий динамічний діапазон (0,1-120% від номінального струму) і висока точність (похибка не більше 0,1 - 0,2%) для вимірювання та захисту

струмових ланцюгів; при цьому один і той же виріб може використовуватися при 10-кратно різних первинних номінальних струмах за рахунок електронного перенастроювання коефіцієнтів перетворення.

- Можливість інтеграції у різні цифрові системи з можливим використанням великої кількості різних інтерфейсів: аналогових (за напругою, струмом, уніфікованим струмовим сигналом), дискретних (за частотою, кодом) та цифрових (з передачею цифрових результатів вимірювань) з виключенням впливу вторинного навантаження на процеси вимірювання, що є характерним для електромагнітних пристроїв.

- Повна еколого-, пожежо-, вибухо- та електробезпека завдяки відсутності шкідливих речовин та електропровідних матеріалів у виробках, а також використанню малопотужних світлових сигналів, що унеможлиблюють іскріння та загоряння в непередбачених ситуаціях (наприклад, при обриві ліній живлення).

- Вироби володіють високою надійністю в умовах електромагнітних перешкод, що дозволяє їх встановлювати в складних електромагнітних середовищах без потреби в попередньому аналізі та корекції.

- Довговічність, стабільність та повторюваність метрологічних та технічних параметрів виробів; низька вразливість до механічних впливів та змін температури, які зазвичай впливають на метрологічні характеристики.

- Малі розміри та маса, що спрощують монтаж і дозволяють встановлювати вироби в обмеженому просторі у будь-якому положенні, з використанням кріплення на опору або підвішування до шини.

- Простота та надійність конструкції ВОДС, висока надійність та самодіагностика електронно-оптичних блоків, що зменшує вимоги до технічного обслуговування та перевірки виробів.

Всі ці переваги є наслідком застосування в виробках малопотужних поляризованих світлових сигналів, що поширюються в ОВ, поміщеному в магнітне поле вимірюваного струму, безконтактного впливу поля на дані сигнали через ефект Фарадея і електронної цифрової обробки результатів вимірювань.

Обмеженням застосування ВОТ на даний момент є:

- Висока вартість, яка враховуючи науково-технічний прогрес, буде неухильно знижуватися;

- відсутність норм проектування подібних систем з урахуванням досвіду експлуатації даних пристроїв, які будуть створюватися з часом;

У зв'язку з описаними вище перевагами, а також відсутністю критичних недоліків ВОТ поступово витіснятимуть електромагнітні трансформатори.

3.3. Вибір ВОТ/ВОП для підстанції «110/10кВ»

Аналізуючи розглянуті вище характеристики серійних ВОТ і ВОП з прикладу виробів різних виробників, для даної підстанції, на напругу 10кВ, можна обрати вимірювальний оптичний перетворювач типу NXСТ-F3.

Перетворювач NXСТ-F3 складається з наступних частин:

- від одного до трьох (залежно від специфікації замовлення) оптичних датчиків струму з оптичною петлею, що розмикається;

- датчика температури;

- електронного блоку, що містить модуль управління, оптико-електронні модулі, мікропроцесорні модулі цифрової обробки сигналів, дискретні, аналогові та цифрові виходи;

- блоку живлення та підсилювача струму (залежно від специфікації замовлення).

Вихідні сигнали для вимірювання та захисту формуються на низькорівневому аналоговому виході (LEA) та високорівневому аналоговому виході (HEA), а також на цифровому інтерфейсі відповідно до технічної документації заводу-виробника. Оптичні датчики струму з'єднані з електронним блоком за допомогою магістральних та фідерних кабелів.

Перетворювачі NXСТ-F3 випускаються у двох варіантах виконання, що відрізняються рядом технічних характеристик - перетворювачі без зворотнього зв'язку (виконання А) і перетворювачі зі зворотним струмовим зв'язком, що

компенсує вимірюваний струм вимірювальної оптичної петлі (виконання CL).

У перетворювачах NXCT-F3 забезпечена можливість заміни блока живлення, підсилювача струму та електронного блоку за умови введення індивідуальних даних оптичних датчиків струму, що записуються в електронний блок (файл, що поставляється виробником), без додаткового калібрування (повірки).



Р

Рисунок 3.5 – Зовнішній вигляд оптичного датчика струму із вимірювальною петлею



Рисунок 3.6 – Зовнішній вигляд електронного блоку та блоку живлення з підсилювачем струм

На рисунку 3.7 продемонстрована схема підключення перетворювача NXCT-F3 до трифазної мережі.

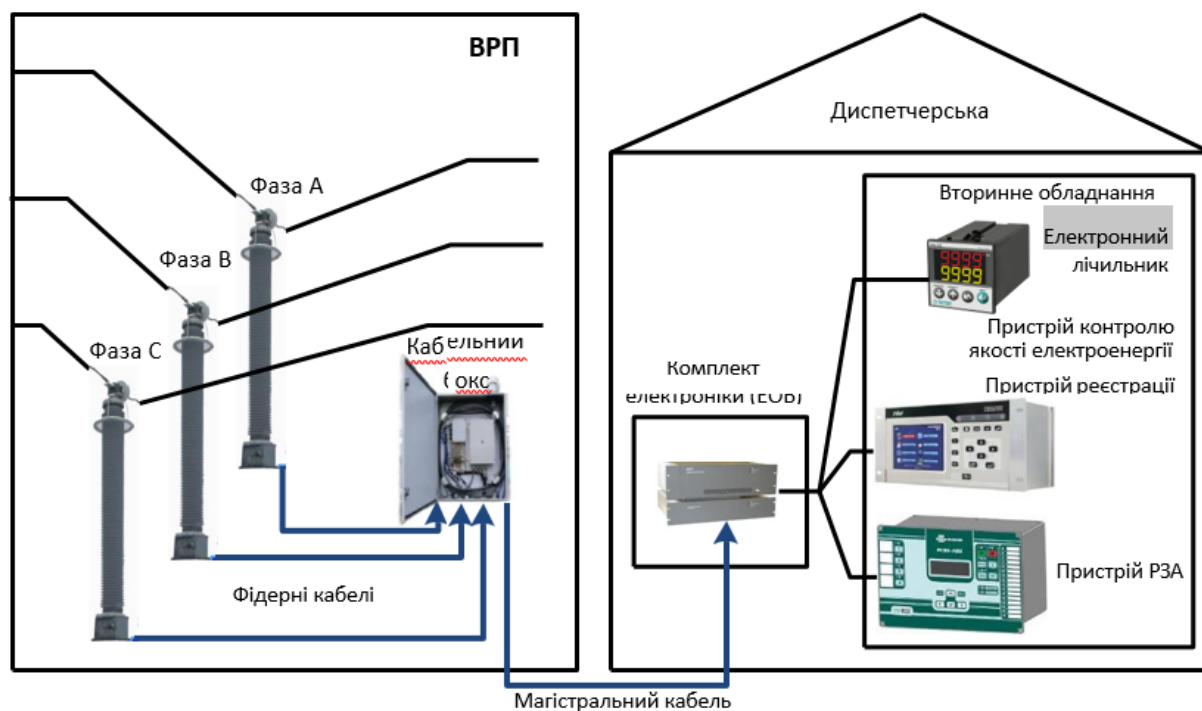


Рисунок 3.7 – Схема підключення оптичного трансформатора до трифазної мережі

3.4. Метрологічні та технічні характеристики ВОП NXCT-F3

Діапазони вимірюваних величин, технічні характеристики, а також межі основних похибок вимірювань, що допускаються, показані в таблиці 3.1. Метрологічні характеристики унормовані з урахуванням впливу програмного забезпечення.

Таблиця 3.1 – Метрологічні та технічні характеристики ВОП NXCT-F3

Параметр	Значення	Примітка
Класи напруг, кВ	6 ... 42	
Діапазон номінальних первинних струмів, А	100 ... 80000	
Межі основної відносної похибки коефіцієнта масштабного перетворення при частоті змінного струму 50 ± 5 Гц по виходу LEA (виконання CL), %	0.1	Первинний струм, % номінального значення 1 – 150
Продовження таблиці 3.1		
Межі основної відносної похибки коефіцієнта масштабного перетворення постійного струму по виходу LEA (виконання CL), %	0.1	Первинний струм, % номінального значення 1 – 200
Клас точності за частоти змінного струму 50 ± 5 Гц (виконання А)	0.25	
Межі основних відносних похибок коефіцієнта масштабного перетворення змінного струму (виконання А), %	$\pm 0,75$ $\pm 0,35$ $\pm 0,20$	Первинний струм, % номінального значення: 1 5 20-200
Межа додаткової похибки коефіцієнта масштабного перетворення, що допускається, викликаній зміною температури від мінус 50°C до плюс 55°C , не більше, %	$\pm 0,1$	Для постійного та змінного струмів
Номінальні значення вихідних сигналів виходу LEA при номінальному навантаженні 5000 Ом; 2,0 нФ, В	$\pm 10,0$ $\pm 4,0$	Постійного струму; Змінного струму;

Номінальні значення вихідних сигналів після виходу НЕА (виконання А), А	1 5	2,5 ВА при навантаженні 2.5 Ом; 2,5 ВА при навантаженні 0.1 Ом
Габаритні розміри, не більше, мм (довжина x ширина x висота)	406 x 406 x 153 483 x 457 x 133 483 x 457 x 89	Оптичний датчик струму із вимірювальною петлею; Електронний блок; Блок живлення із підсилювачем струму
Маса датчиків та блоків перетворювача, не більше, кг	9 7.3 10	Оптичний датчик струму з вимірювальною петлею (Виконання А/CL); Електронний блок; Блок живлення із підсилювачем струму
Максимальна сумарна довжина магістральних та фідерних кабелів, не більше, м	1000 100	Для виконання А; Для виконання CL
Напруга живлення електронних блоків, В	від 70 до 150 від 90 до 230	Постійного струму; Змінного струму
Потужність, не більше, Вт	60	
Середній термін служби, не менше, років	30	

Примітка:

1. Номінальне значення первинного струму встановлюється за допомогою програми, що постачається виробником.
2. Межі основних похибок коефіцієнта масштабного перетворення змінного струму, що допускаються, відповідають класу точності 0,2S.

На підстанції «Хімічна 110/10кВ» перетворювачах NXCT-F3 може замінити усі трансформатори для напруги 10кВ, а саме ТПЛ–10/300; ТПЛ–10/400; ТПЛ–10/600; ТПОЛ–10/600; ТПОЛ–10/800; ТППЛ – 10/600; ТППП–10/3000; ТПЛМ–10/400; ТППЛ– 10/3000. Завдяки використанню даного ВОП ми отримаємо наступні переваги:

- Збільшення класу точності з 0.5S (для ТС типу ТПЛ-10), до класу

точності 0.1 (для ВОП типу NXCT-F3)

- Можливість використання одного типу пристрою для усіх значень вимірюваних струмів на підстанції, на напрузі 10 кВ. Що, на мою думку, дозволяє спростити та пришвидшити заміну трансформатора, що вийшов з ладу, адже можна зберігати на складі підстанції запасний трансформатор, та, у разі необхідності, в оперативному порядку замінити пошкоджений трансформатор на новий.

- Спрощення та пришвидшення установки за рахунок менших габаритно-вагових параметрів ВОП.

- Збільшення стійкості до електромагнітних перешкод таких як електромагнітні поля, інтерференція та шуми. Це може сприяти покращенню надійності та стійкості вимірювальної системи.

На напругу 110кВ, замість ТС типу ТВТ–110 600/5, які використовуються на даній підстанції, можна обрати вимірювальний оптичний трансформатор типу NXCT

Переваги завдяки використанню даного ВОТ аналогічні вищеописаним перевагам для ВОП NXCT-F3. Схема підключення продемонстрована на рисунку 3.7.

3.5. Метрологічні та технічні характеристики ВОТ NXCT

Діапазони вимірюваних величин, технічні характеристики, а також межі основних похибок вимірювань, що допускаються, показані в таблиці 3.2.

Метрологічні характеристики унормовані з урахуванням впливу програмного забезпечення.

Таблиця 3.2 – Метрологічні та технічні характеристики ВОР NXST

Параметр	Значення	Примітка
Класи напруг, кВ	69 ... 765	
Діапазон номінальних первинних струмів, А	100 ... 4000	
Струм термічної стійкості, кА	63	
Струм динамічної стійкості, кА	170	
Межі основної відносної похибки коефіцієнта масштабного перетворення при частоті змінного струму 50±5 Гц, %	0.2S	В діапазоні від 1 до 200% від номінального первинного струму
Межі допустимих основних похибок по куту фазового зсуву при частоті струму 50±5 Гц, %	0.2S	В діапазоні від 1 до 200% від номінального первинного Струму
Значення вихідних сигналів	1.0; 5.0 А 4.0; 200 мВ	По виходу HEA По виходу LEA
Значення навантаження по виходах, не більше	2.5 ВА 5 кОм; 2.0 нФ	По виходу HEA По виходу LEA
Габаритні розміри, не більше, мм (довжина x ширина x висота)	406 x 406 x 153 483 x 457 x 133 483 x 457 x 89	Оптичний датчик струму із вимірювальною петлею; Електронний блок; Блок живлення із підсилювачем струму
Маса датчиків та блоків перетворювача, не більше, кг	9 7.3 10	Оптичний датчик струму з вимірювальною петлею Електронний блок; Блок живлення із підсилювачем струму
Напруга живлення електронних блоків, В	від 70 до 150 від 90 до 230	Постійного струму; Змінного струму
Споживана потужність, не більше, Вт	60	
Середній термін служби, не менше, років	30	

Примітка:

1. Номінальне значення первинного струму встановлюється за допомогою програми, що постачається виробником.

Висновки

Оптичні вимірювальні трансформатори та перетворювачі є сучасними технологіями у для вимірювання струму електроенергетичних об'єктів. У порівнянні з вимірювальними електромагнітними трансформаторами, ВОТ та ВОП мають наступні переваги:

- оптичні трансформатори і перетворювачі мають високу ізоляційну здатність. Їх основою є оптичні волокна, які не проводять електричний струм. Це дозволяє повністю виключити можливість електричних завад та пробоїв.
- ВОТ/ВОП мають широкий вимірювальний діапазон. Вони здатні вимірювати як дуже низькі, так і дуже високі значення струму і напруги. Наприклад, оптичний перетворювач може забезпечувати точні вимірювання струму від 1 до 10 000 А з точністю до 0,2%. Це дозволяє ефективно контролювати та керувати енергетичними системами різного масштабу, використовуючи одну модель ВОТ/ВОП.
- оптичні трансформатори і перетворювачі мають компактні розміри і легкість установки. Оптичні волокна набагато тонші і гнучкіші, ніж обмотки, які застосовуються в електромагнітних трансформаторах. Це спрощує розміщення та підключення ВОТ/ВОП.

Слід відзначити, що застосування ВОТ /ВОП доцільно в умовах модернізації при заміні первинних вимірювальних перетворювачів струму. При цьому слід відзначити, що завдяки своїм перевагам ВОТ та ВОП стають все більш привабливим вибором для енергетичних компаній, що прагнуть підвищення надійності, точності та ефективності своїх систем.

Для підстанції Хімічна 110/10кВ запропоновано використання вимірювального оптичного трансформатора типу NXCT, на напругу 110 кВ.

ВОТ NXCT має наступні характеристики: номінальна первинна напруга – від 69 до 765 кВ; номінальний первинний струм – від 100А до 4кА; клас точності 0.2S. На напругу 10кВ запропоновано вимірювальний оптичний перетворювач NXCT-F3 з наступними характеристиками: номінальна первинна напруга – від 6 до 42 кВ; номінальний первинний струм – від 100А до 80кА; клас точності – 0.1 або 0.2S в залежності від виконання.

За рахунок заміни електромагнітних трансформаторів, які використовуються на даній ПС, на оптоволоконні, можна отримати ряд наступних переваг: збільшення точності вимірювань; можливість використання одного типу ВОТ/ВОП на усій підстанції; прощення установки; збільшення стійкості до електромагнітних перешкод.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]);

W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

– будівництво ліній електропередач: Чернятин (вузол 12) - 701, 701 - 702 та Носківці (вузол 7) - 703;

– спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703;

– розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Чернятин (вузол 12).

На другому році:

– будівництво лінії електропередачі: 702-703;

– спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ «Слобода Межирівська - Чернятин» та «Чернятин - Жмеринка» (вузол 7).

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

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. 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

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. 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

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 установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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 установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

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. 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

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. 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

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 4.4 – Вартість реконструкції підстанції Носківці (вузол 7):

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						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 158 784,032 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Слобода Межирівська - Чернятин» та «Чернятин - Жмеринка» (вузол 7):

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 спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,6 = 24\,998,407 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 7,8 = 9\,027,203 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 140\,094,858 + 24\,998,407 = 165\,093,265 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 9\,027,203 = 9\,613,433 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (4.8)$$

де $\Delta W_{tЛ}$, $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/СТ} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (4.10)$$

де $P_{\Pi}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$B_{\Pi 1} = (24\,998,407 \cdot 0,3)/100 = 74,995 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (9\,613,433 \cdot 0,3)/100 = 27,082 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 1} = (140\,094,858 \cdot 3)/100 = 4202,846 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,59 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.6:

Таблиця 4.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

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: 12-701, 701-702, 7-703 П/ст: 701, 702, 703	-1040	+30	8,37
2	ЛЕП: 702-703	-410	+20	7,73

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 74,995 + 4202,846 + 8,37 \cdot 1,65 = 4291,651 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 27,082 + 17,5887 + 7,73 \cdot 1,65 = 57,523 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(\Sigma)} = 23,5 \cdot 5400 = 126900 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_2 = 0 \text{ МВт}\cdot\text{год.}, \text{ оскільки на другому році не приєднується жодної нової потужності}$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 126900 - 4291,651 = 20834,549 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = -57,423 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = 0,12$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,12 = 8,3 \text{ років.}$$

Таблиця 4.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	23,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	126 900
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	174 706,698
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,73
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,26
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	2430
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	35,85

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,3) підтверджують ефективність.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці відіграє важливу роль, як суспільний чинник, оскільки, якими б вагомими не були трудові здобутки, вони не можуть компенсувати людині втраченого здоров'я, а тим більше життя — те та інше дається лише один раз.

Необхідно пам'ятати, що через нещасні випадки та аварії гинуть на виробництві не просто робітники та службовці, на підготовку яких держава витратила значні кошти, а перш за все люди — годувальники сімей, батьки та матері дітей.

Окрім соціального, охорона праці має, безперечно, важливе економічне значення — це і висока продуктивність праці, зниження витрат на оплату лікарняних, компенсацій за важкі та шкідливі умови праці, тощо.

Охорона, як галузь науки, виникла на перетині соціально-правових, технічних і медичних наук, науки про людину. Головними об'єктами її досліджень є людина в процесі праці, виробниче середовище, організація праці та виробництва. На підставі цих досліджень розробляються заходи та засоби, спрямовані на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

Розвиток електроенергетики на сьогоднішній день вимагає більш поглибленого вивчення роботи обладнання і його ремонту, необхідно чітко виконувати правила безпеки при обслуговуванні та ремонті обладнання. Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Головним завданням розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та пожежної безпеки силових трансформаторів [20, 21].

В даній роботі розглядається вплив шкідливих, небезпечних та інших факторів на електромонтерів лабораторії високовольтних вимірювань під час діагностики підстанційного обладнання.

Електромонтери лабораторії високовольтних вимірювань попадають під дію наступних шкідливих, небезпечних виробничих факторів: фізичних; хімічних; психофізичних.

Фізичні:

- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхні обладнання;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може травмувати тіло людини;
- недостатність природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена та понижена рухливість повітря;
- підвищена та понижена іонізація повітря;

Таблиця 5.1 - Іонізація повітря

Рівні	Число іонів в 1 м3 повітря	
	п	п
Мін.доп.	400	600
Оптимальний	1500-3000	3000-5000
Макс.доп.	50000	5000

- підвищена запиленість.

Хімічні:

- оксиди вуглецю.

Психофізичні:

- емоційна перенапруга;

Класифікація небезпечних та шкідливих виробничих факторів є методологічною основою для їх виявлення, систематизації в залежності від специфіки застосування обладнання і розробці заходів, що попереджують їх дію

на людину. Вище перераховані фактори мають місце на ПС і при певних обставинах можуть призвести до травм.

Засоби захисту необхідно розміщувати як інвентарні в приміщеннях електроустановок або в складі інвентарного майна оперативно-виїзних бригад, бригад експлуатаційного обслуговування, пересувних високовольтних лабораторій тощо.

Засоби захисту можуть також видаватись для індивідуального користування.

Працівники, які отримали засоби захисту в особисте користування, відповідають за правильну експлуатацію і зберігання їх, а також за своєчасне вилучення з експлуатації несправних засобів захисту.

Засоби захисту повинні бути безпечними в користуванні, їх необхідно розробляти і вводити в експлуатацію з урахуванням вимог статті 24 Закону України "Про охорону праці".

Засоби захисту, що експлуатуються в Україні, повинні виготовлятись в кліматичному виконанні У категорії і згідно з ГОСТ 15150 (робочі температури: нижнє значення мінус 45 °С; верхнє значення плюс 40 °С; середньорічна відносна вологість 80 % за температури плюс 15 °С).

Для електронних засобів захисту верхнє значення робочих температур дозволяється підвищувати до плюс 55 °С.

Дозволяється за погодженням із замовником підвищувати нижні значення робочих температур до мінус 25 °С — для засобів захисту, призначених для експлуатації просто неба.

Забороняється позначати межу між ізолювальною частиною і руків'ям тільки пояском фарби.

Висота кільця або упора у електрозахисних засобів біля електроустановок напругою до 1000 В включно (крім ізолювального інструмента) повинна бути не менше 3 мм [20, 21].

Ізолювальні частини електрозахисних засобів повинні бути виготовлені з матеріалів, що мають стійкі діелектричні властивості.

Конструкція електрозахисних засобів з електроізоляційних трубок повинна бути такою, що унеможливило б попадання всередину пилу і вологи або повинна передбачатись можливість очищення внутрішніх поверхонь (наприклад, пилососом).

Розміри робочої частини штанг і показчиків напруги не нормуються, але вони повинні бути такими, щоб у разі користування ними в електроустановках виключалась можливість міжфазного короткого замикання або замикання на землю.

5.1. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Станція розміщена на території, яка передбачена схемою або генеральним планом в залежності з вимогами.

Генеральний план розробляється в залежності з вимогами безпеки праці та санітарно-гігієнічними вимогами [21].

5.1.1. Мікроклімат

Роботи під напругою забороняється проводити при наступних метеоумовах:

- вологість повітря більше 90% , при дощі, тумані, сніговій погоді. Це обумовлено зниженням, при збільшенні вологості, електричної міцності гірлянд ізоляторів та ізолюючих приладів. Якщо в процесі роботи кліматичні умови погіршаться, роботи повинні припинитись. При цьому проводиться демонтаж знаряддя, а персонал відводиться від опори;
- роботи під напругою забороняється проводити при грозі та сильно-му вітрі.

Грозові перенапруги можуть призвести до перекриття ізоляції у місці роботи, а сильний вітер – до зменшення ізоляційних відстаней між поводами і стійки опори через відхилення гірлянд ізоляторів. Крім того при вітрі

ускладнюється виконання робіт на висоті. Швидкість вітру не повинна перевищувати 10 м/с. Кожна бригада повинна бути забезпечена приладами оцінки відносної вологості повітря і швидкості вітру безпосередньо на місці виконання робіт;

- температура повітря не повинна виходити за межі від -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

При зниженні температури є небезпека переохолодження тіла працюючого, а при підвищенні температури - перегріву.

Відносна вологість вимірюється гігрометром на місці виконання робіт.

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови мікроклімат повітряного середовища, в поняття якого входять температура, відносна вологість, швидкість руху повітря та інтенсивність теплового випромінювання.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні “Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень” 1986 рік та [32] встановлюють оптимальні та допустимі температури, відносна вологість та швидкість руху повітря у визначених діапазонах у залежності від періоду року та категорії робіт та допустимої інтенсивності випромінювання. Рік розділяють на теплий та холодний періоди.

Теплий період року, характерний середньодобовою температурою зовнішнього повітря $+10^{\circ}\text{C}$ і вище, а холодний період, характерний температурою $+10^{\circ}\text{C}$.

Розділ робіт на категорії – це розмежування робіт на основі загальних енерговитрат організму.

На станції виконуються роботи середньої важкості – це роботи, які виконуються, сидячи, стоячи або пов'язані з ходьбою та супроводжуються деяким фізичним навантаженням (роботи середньої важкості пов'язані з ходьбою, перенесенням невеликих, до 10 кг, вантажів, та які супроводжуються помірним фізичним навантаженням)

Санітарні норми мікроклімату та [32] передбачають використання місцевого кондиціонування, ЗІЗ, прилади приміщення для відпочинку та обігрівання, регламентацію часу відпочинку в технічних приміщеннях, де неможливі по якимось причинам забезпечити допустимі норми температури. І в цілях профілактики теплових травм температура загороджуючих приладів (екранів від джерела теплових випромінювань) не повинні перевищувати 45 °С.

Таблиця 5.2 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні промислових приміщень [21].

Період року	Категорії робіт	Температура, допустима на постійних робочих місцях, °С	Відносна вологість, допустима на постійних робочих місцях	Швидкість руху повітря, допустима на постійних робочих місцях
Холодний	Середньої важкості Па	16-21	75	Не більше 0,4
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	66 при 28°С	0,2-0,6

Так як трансформатори виділяють тепло в процесі роботи то в зимовий період додаткового опалення не потрібно. Літом для забезпечення нормального мікроклімату для роботи потрібно встановити вентилятори, а також забезпечити добру природну вентиляцію та кондиціонування повітря.

5.1.2. Склад повітря робочої зони

Санітарними нормами встановлені гранично допустимі концентрації пилу в повітрі виробничих приміщень.

Забруднювачами повітря в ремонтно-механічному цеху є пил, а також хімічно небезпечні речовини. З них можна виділити такі як: ацетилен, двоокис вуглероду, етан та етилен. Тому для цього передбачаються наступні заходи :

- забезпечення виробничих ділянок достатньою вентиляцією;
- переміщення сипучих та пиляних матеріалів в закритих транспортерах,

матеріалів;

- герметизація виробничого обладнання.

5.1.3. Виробниче освітлення

Для освітлення робочих місць персоналу, а також територій станції застосовують як природне так і штучне освітлення .

Природне – це освітлення створене за допомогою сонячного випромінювання.

Штучне освітлення застосовують при роботі в темний період доби і в світлий, коли по вимогам техніки безпеки натурального освітлення недостатньо. Природне освітлення може бути боковим - через світлові пройми в зовнішніх стінах (вікна).

Значення КПО для лабораторії високовольтних вимірювань по формулі:

$$e_N = e_H \cdot m_N ; \quad (5.1)$$

де $e_{H1} = 2$ - значення КПО для споруд (малий, середній); $e_{H2} = 2$ (середній, темний);

$m_N = 0,85$ - коефіцієнт світлового клімату;

$$e_{N1} = 2 \cdot 0,85 = 1,7,$$

$$e_{N2} = 1,2 \cdot 0,85 = 1,02.$$

Освітленість приміщень для підстанцій нормується у відповідності до норм і класу приміщення в приміщенні, де знаходиться основний пульт керування і контрольно-вимірювальні прилади, освітленість не повинна бути менша за 300 лк. В інших приміщеннях, які є допоміжними, освітленість повинна бути не менша за 75 лк. Управління робочим освітленням виконується вручну, а черговим і охоронним - автоматично, дистанційно.

Великі ВРП мають два основних варіанти освітлення або їх комбінацію:

- робоче освітлення ксеноновими лампами; чергове та охоронне – люмінесцентними ртутними лампами високого тиску.

- робоче і чергове прожекторами типу ПЗС-45 (прожектор зливаючого світла) з лампами розжарення, або ДРЛ, прожекторами ПСМ (середнього світло розпо-ділення) з лампами розжарення, прожекторами типів ПКН та ПСУ з галогенними лампами; охоронне – або світильниками з ДРЛ, або прожекторами ПЗС-45.
- комбінація двох варіантів: освітлення прожекторами з ДРЛ і лампами розжарення для чергового і охоронного освітлення, ксеноновими для робочого.

5.1.4. Виробничий шум

За своєю фізичною природою шум є пружним коливанням твердих тіл, газів та рідин. Джерелом шуму на станції є: трансформатори, що створюють механічний шум. При систематичному шумі він притупляє слух, порушує роботу серця та центральної нервової системи, змінює кров'яний тиск.

Контроль рівнів шуму відповідно до [34] і санітарними нормами шуму на робочих місцях повинен виконуватись не рідше ніж один раз в рік. Санітарні норми постійного та непостійного шуму наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Санітарні норми постійного та непостійного шуму

Вид трудової діяльності на робочому місці	Еквівалентний рівень звуку, дБ	Рівень звукового тиску (дБ) в октавних полосах з середньгеометричними частотами (Гц).								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робота з часто отриманими вказівними та акустичними сигналами	65	107	95	87	82	78	75	73	71	69
На постійних робочих місцях ПС	80	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Методи захисту від шуму:

При розробці технологічних процесів , проектуванні , виготовленні і експлуатації машин , виробничих приміщень ,а також організації робочого місця слід приймати необхідні міри по зниженню шуму.

Захист від шкідливого впливу шуму проводиться такими методами:

1. Усунення коливань у джерелі виникнення: ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються.
2. Усунення коливань на шляху розповсюдження шляхом звукоізоляції й звукопоглинання, багатошарової огорожі.
3. Проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання й вибір перекриття.
4. Своєчасне і якісне проведення планово попереджувальних ремонтів, контроль за правилами експлуатації; вибір мало шумного обладнання та технологій.

ВИСНОВКИ

В даному курсовому проекті було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 702). 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 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Носківці (вузол 7) 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 (701,702,703) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 12 - Чернятин, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до

результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 7,73 МВт при сумарній активній потужності генерації 173,46 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 192 276,76 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.12)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 4.3 років.

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. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
 4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
 5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
 6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
 7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
 8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
- У проекті є посилання на такі нормативні документи:
9. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
 - 10.ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж;
Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
 - 11.ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
 - 12.ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

13. ГKD 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
14. ГKD 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
15. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
16. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
17. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
18. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
19. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
20. Шалагінов В. І., Кочергін О. І. Трансформаторні підстанції та їх будівництво. К.: Вища школа, 1988.
21. Міщенко М. Трансформаторні підстанції. Теорія та практика: Навч. посіб. К.: Аспект-Поліграф, 2010.
22. Праховник М.В. Електроенергетичні системи та мережі: Підручник. К.: Видавничий дім "Сам", 2015.
23. Коваль А. О. Вимірювальні перетворювачі : конспект лекцій. Харків, 2018. 40 с.
24. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 «Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму»
25. Williams K. L. Fundamentals of current transformers. *Electrical/Electronics Insulation Conference*, Rosemont, IL, USA.
26. Mallett M. B. High-Voltage Power-Transformer Design. *Transactions of*

- the American Institute of Electrical Engineers*. 1943. Т. 62, № 8. С. 526–531.
URL: <https://doi.org/10.1109/t-aiee.1943.5058737>
27. C D. R., Bishop R. H. Modern control systems. Pearson Education, Limited, 2011. 1104 с.
 28. Rao Y. J., Huang S. Applications of fiber optic sensors. *Fiber optic sensors*. 2017. С. 397–434. URL: <https://doi.org/10.1201/9781420053661-10>.
 29. Rian, I.U. (2018) Experimental comparision of Conventional and non-conventional optical current transformers; Norwegian University of science and technology.
 30. Буйновський В. В., Бурик В. В. Оптичні трансформатори струму. *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики"*. 2020. С. 7. URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/196591>.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці «Жмеринські електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNISCHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Виговський Ю. М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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.

_____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці «Жмеринські
електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів»

08-21.МКР.004.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Виговський Ю. М.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) **актуальність теми** полягає у вивченні важливості електроенергетики у світі, аналізі вимірювальних трансформаторів та оптичних трансформаторів. У даному проекті будуть розглянуті принципи роботи та характеристики вимірювальних трансформаторів, а також досліджено переваги оптичних трансформаторів перед традиційними рішеннями. В результаті роботи буде проведено порівняльний аналіз цих двох типів трансформаторів з метою виявлення їх особливостей та потенційних застосувань у сучасних енергетичних системах.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Оптимізація потоків реактивної потужності	23.03.24	15.04.24	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	Відгук опонента
	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень з моделюванням енергоефективних режимів з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

- Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 485 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	СЕС 2 (702)	Нова 3 (703)
--------	-----------------	----------------	-----------------

Навантаження, МВт	12,3	10,1	10,8
cos φ	0,89	0,88	0,87
Категорія споживачів	I, II	I, II	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	95	88	90	90	94	91	99	92	99	100

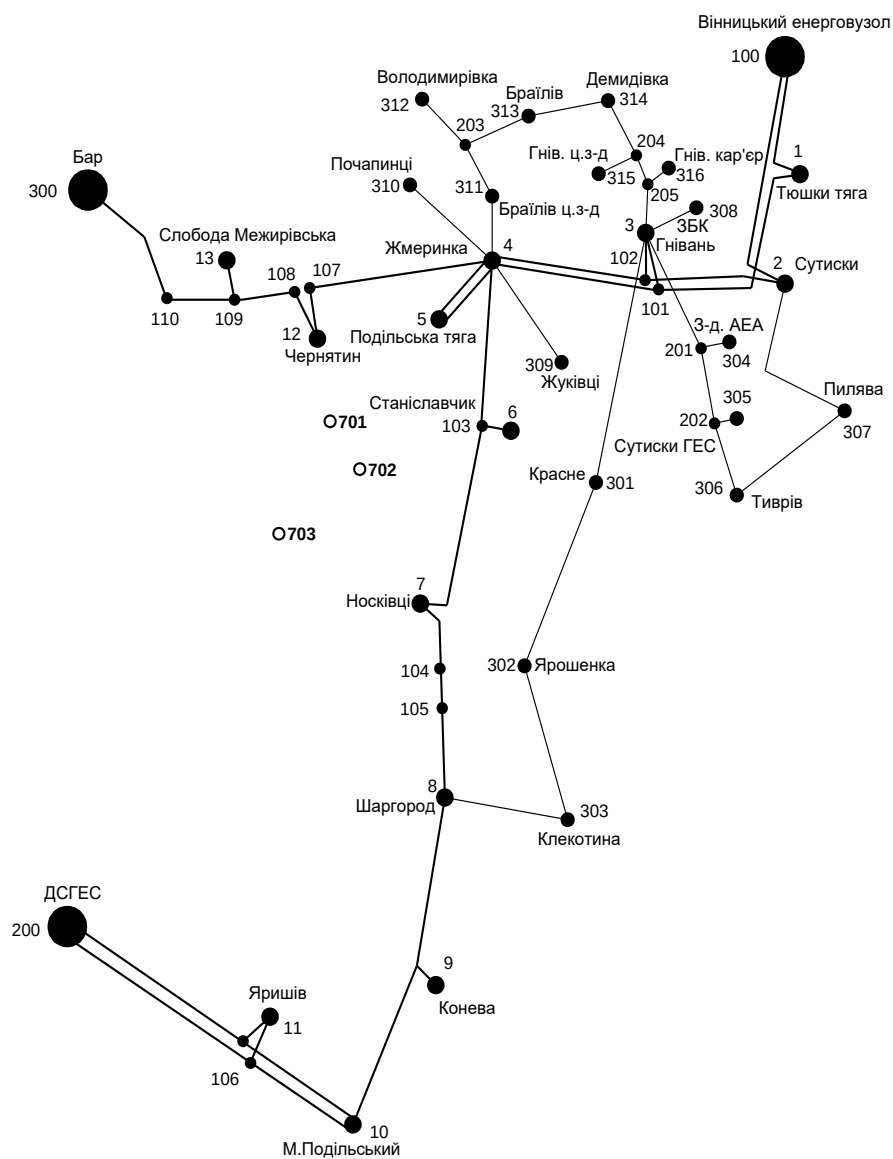


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 156.997 МВт / 1375.294 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 149.700 МВт / 1311.372 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 5.346 МВт / 23.091 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 5.346 МВт / 23.091 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.557 МВт / 4.877 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.461 МВт / 6.308 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 2.017 МВт / 11.185 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 7.364 МВт / 34.276 МЛН.КВТ*Г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВт	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРНОВУЗОЛ	-88.473	-81.544	110.000	0.00
1	ТЮШКИ ТЯГА	0.000	0.000	109.607	-0.08
2	СУТИСКИ	0.000	0.000	107.684	-0.58
101		0.000	0.000	106.950	-0.73
102		0.000	0.000	106.744	-0.79
3	ГНІВАНЬ	0.000	0.000	106.672	-0.80
4	ЖМЕРИНКА	0.000	0.000	105.209	-1.19
5	ПОДІЛЬСЬКА ТЯГА	0.000	0.000	104.757	-1.28
103		0.000	0.000	104.745	-1.36
6	СТАНІСЛАВЧИК	0.000	0.000	104.639	-1.38
7	НОСКІВЦІ	0.000	0.000	104.464	-1.47
104		0.000	0.000	104.349	-1.52
105		0.000	0.000	104.308	-1.54
8	ШАРГОРОД	0.000	0.000	103.998	-1.66
9	КОНЕВА	0.000	0.000	107.077	-1.02
10	МОГ. ПОДІЛЬСЬКИЙ	0.000	0.000	108.156	-0.78
106		0.000	0.000	109.244	-0.40
11	ЯРИШІВ	0.000	0.000	109.245	-0.41
200	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-32.257	-12.124	110.000	0.00
107		0.000	0.000	107.340	-0.69
12	ЧЕРНЯТИН	0.000	0.000	107.374	-0.68
108		0.000	0.000	107.412	-0.67
109		0.000	0.000	107.415	-0.67
13	СЛОВОДА МЕЖИРІВСЬКА	0.000	0.000	107.411	-0.67
110		0.000	0.000	109.636	-0.18
300	БАР	-36.268	-19.028	110.000	0.00
301	КРАСНЕ	0.000	0.000	28.626	-12.06
302	ЯРОШЕНКА	0.000	0.000	29.447	-10.75
303	КЛЕКОТИНА	0.000	0.000	30.198	-9.58
201		0.000	0.000	28.647	-12.94
304	ЗАВОД ЕАЕ	0.000	0.000	28.645	-12.94
202		0.000	0.000	28.660	-12.92
305	СУТИСКИ ГЕС	0.000	0.000	28.659	-12.92
306	ТИВРІВ	0.000	0.000	29.244	-12.22
307	ПИЛЯВА	0.000	0.000	30.899	-10.65
308	ЗБК	0.000	0.000	28.618	-13.25
309	ЖУКІВЦІ	0.000	0.000	28.538	-13.62
310	ПОЧАПИНЦІ	0.000	0.000	28.139	-13.64
311	БРАЇЛІВ Ц. З.	0.000	0.000	28.104	-13.84
203		0.000	0.000	27.807	-14.01
312	ВОЛОДИМИРІВКА	0.000	0.000	27.560	-14.11
313	БРАЇЛІВ	0.000	0.000	27.643	-14.08
314	ДЕМИДІВКА	0.000	0.000	27.860	-13.84

100	1	54.135	51.980	54.016	51.717	0.118	0.262	0.393	0.393
1	101	38.642	33.835	38.078	32.584	0.562	1.246	0.270	2.666
101	3	20.940	18.755	20.907	18.683	0.033	0.073	0.151	0.280
3	102	-4.137	-5.429	-4.139	-5.433	0.002	0.004	-0.037	-0.072
102	2	-21.948	-20.087	-22.065	-20.347	0.117	0.259	-0.161	-0.944
2	100	-33.904	-28.602	-34.338	-29.564	0.432	0.958	-0.237	-2.322
2	3002	11.821	8.540	11.724	5.931	0.097	2.598	0.078	12.015
3002	2002	8.217	4.001	8.170	4.001	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.170	4.017	7.886	3.676	0.282	0.340	0.162	1.524
307	306	6.979	3.195	6.685	2.842	0.292	0.352	0.143	1.785
306	202	4.368	1.542	4.299	1.458	0.069	0.083	0.091	0.647
202	201	2.984	0.661	2.983	0.660	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.250	-0.979	0.247	-0.983	0.003	0.004	0.020	-0.053
2003	301	-0.915	1.114	-0.933	1.093	0.018	0.022	-0.029	-0.022
301	302	-2.953	-0.137	-3.034	-0.210	0.080	0.073	-0.060	-0.935
302	303	-3.942	-0.742	-4.026	-0.843	0.084	0.101	-0.079	-0.847
303	2008	-6.144	-2.132	-6.568	-2.643	0.422	0.508	-0.124	-2.866
3008	2008	6.575	2.601	6.568	2.601	0.008	0.000	0.041	0.094
8	3008	16.846	10.966	16.791	8.890	0.055	2.068	0.111	6.355
8	105	-4.883	-1.811	-4.893	-1.826	0.011	0.016	-0.029	-0.316
105	104	-4.893	-1.555	-4.895	-1.558	0.001	0.002	-0.028	-0.041
104	7	-4.895	-1.426	-4.899	-1.432	0.004	0.006	-0.028	-0.118
7	103	-7.014	-2.377	-7.028	-2.397	0.014	0.020	-0.041	-0.286
103	4	-11.359	-4.546	-11.396	-4.600	0.037	0.053	-0.067	-0.471
4	107	-29.512	-14.856	-29.978	-15.416	0.464	0.558	-0.181	-2.145
107	12	-29.978	-15.193	-29.984	-15.205	0.006	0.011	-0.180	-0.034
12	108	-33.205	-17.177	-33.213	-17.191	0.008	0.014	-0.201	-0.038
108	109	-33.213	-17.186	-33.213	-17.187	0.001	0.001	-0.201	-0.003
109	110	-35.631	-18.423	-36.206	-19.115	0.572	0.689	-0.215	-2.228
110	300	-36.206	-18.854	-36.268	-19.028	0.062	0.173	-0.215	-0.364
4	101	-16.972	-14.106	-17.139	-14.476	0.166	0.368	-0.121	-1.755
4	102	-17.656	-14.804	-17.809	-15.143	0.153	0.338	-0.126	-1.547
4	3004	14.411	14.534	14.211	9.150	0.200	5.362	0.112	20.762
3004	2004	10.197	6.636	10.094	6.636	0.103	0.000	0.081	0.508
2004	311	6.201	4.236	6.067	4.074	0.133	0.161	0.150	0.805
311	203	5.260	3.603	5.215	3.549	0.045	0.054	0.131	0.309
203	313	2.147	1.688	2.136	1.675	0.010	0.013	0.057	0.167
313	314	-1.915	-0.767	-1.927	-0.781	0.012	0.014	-0.043	-0.239
314	204	-3.551	-1.847	-3.594	-1.898	0.043	0.051	-0.083	-0.462
204	205	-7.479	-4.414	-7.498	-4.436	0.019	0.022	-0.177	-0.095
205	2003	-8.706	-5.110	-8.789	-5.210	0.083	0.100	-0.205	-0.365
8	9	-16.319	-10.979	-16.673	-11.493	0.353	0.511	-0.109	-3.105
9	10	-17.900	-11.545	-18.032	-11.736	0.131	0.190	-0.115	-1.086
10	106	-25.702	-16.123	-25.853	-16.456	0.150	0.332	-0.162	-1.095
106	11	6.265	-3.270	6.265	-3.272	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.414	-5.790	2.396	-6.258	0.017	0.467	0.033	-7.397
1	30011	7.512	8.916	7.494	8.287	0.017	0.626	0.061	4.632
30011	2001	0.241	-0.171	0.241	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.241	0.171	-0.241	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.773	8.751	7.755	8.117	0.017	0.631	0.062	4.552
3001	1001	7.996	7.946	7.982	7.946	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.814	-3.199	0.812	-3.199	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-32.118	-11.817	-32.257	-12.124	0.138	0.306	-0.181	-0.759
3003	2003	9.199	9.179	9.144	8.090	0.055	1.084	0.082	6.463
3	3003	17.174	18.772	17.020	13.596	0.154	5.155	0.137	16.643
5	3005	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
204	315	3.885	2.526	3.866	2.502	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.818
315	100315315	2.239	1.412	2.199	1.129	0.041	0.281	0.054	2.455
5	30055	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.517
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.844
313	100313	3.040	1.828	2.998	1.449	0.042	0.377	0.074	2.321
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.004	0.040	0.024	0.748
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.840
3004	1004	4.013	2.514	3.997	2.269	0.016	0.245	0.031	3.429
4	30044	4.008	2.450	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.292
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
30044	20044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.801
30055	10055	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.360
6	1006	4.315	2.515	4.297	2.199	0.017	0.315	0.028	3.789
103	6	4.331	2.526	4.327	2.521	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.432	2.418	1.432	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.408	1.376	2.398	1.229	0.010	0.146	0.015	3.210
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.443

2004	309	2.442	1.511	2.419	1.484	0.023	0.027	0.057	0.358
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.077	0.033	1.050
309	100309309	1.004	0.577	0.999	0.540	0.004	0.038	0.023	0.718
2004	310	1.451	0.927	1.418	0.897	0.033	0.030	0.034	0.749
310	100310	1.416	0.903	1.399	0.790	0.016	0.113	0.034	1.562
12	10012	3.207	1.896	3.198	1.729	0.009	0.167	0.020	2.731
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
3001111	2001111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
4	5	34.284	23.081	34.176	22.924	0.108	0.156	0.226	0.456
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.343
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.854
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	10.216	6.289	10.194	5.776	0.022	0.510	0.070	2.752
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.527
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.032
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.892
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.156
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.937
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.286
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.329
203	312	3.068	1.871	3.044	1.849	0.024	0.022	0.074	0.251
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
312	100312	3.041	1.830	2.998	1.449	0.042	0.380	0.074	2.331
201	304	2.732	1.648	2.732	1.648	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.362
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.438
202	305	1.315	0.807	1.315	0.807	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.361
306	100306306	1.407	0.789	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.946
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.593
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.793
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.140	0.024	2.291
3	30033	7.818	5.107	7.806	4.681	0.011	0.424	0.050	2.825
30033	10033	7.806	4.681	7.795	4.417	0.011	0.263	0.050	1.790
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 182.503 МВт / 1598.728 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.844 МВт / 29.561 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.844 МВт / 29.561 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.495 МВт / 4.340 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.771 МВт / 7.650 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.267 МВт / 11.989 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.111 МВт / 41.550 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-91.742	-86.817	105.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	104.570	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	102.391	-0.64
101		0.000	0.000	101.571	-0.82
102		0.000	0.000	101.337	-0.89
3	Гнівань	0.000	0.000	101.260	-0.90
4	Жмеринка	0.000	0.000	99.594	-1.36
5	Подільська тяга	0.000	0.000	99.111	-1.47
103		0.000	0.000	99.486	-1.49
6	Станіславчик	0.000	0.000	99.374	-1.52
7	Носківці	0.000	0.000	99.587	-1.55
104		0.000	0.000	99.409	-1.61
105		0.000	0.000	99.346	-1.63
8	Шаргород	0.000	0.000	98.882	-1.77
9	Конева	0.000	0.000	101.986	-1.08
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	103.078	-0.83
106		0.000	0.000	104.197	-0.43
11	Яришів	0.000	0.000	104.196	-0.44
200	Дністровська ГЕС	-31.678	-12.741	105.000	0.00
107		0.000	0.000	101.128	-0.96
12	Чернятин	0.000	0.000	101.153	-0.95
108		0.000	0.000	101.209	-0.93
109		0.000	0.000	101.214	-0.93
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	101.210	-0.93
110		0.000	0.000	104.457	-0.25
300	Бар	-48.692	-28.223	105.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	25.884	-13.90
302	Ярошенка	0.000	0.000	26.897	-12.31
303	Клекотина	0.000	0.000	27.802	-10.89
201		0.000	0.000	25.817	-15.04
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	25.814	-15.05
202		0.000	0.000	25.832	-15.01
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	25.830	-15.01
306	Тиврів	0.000	0.000	26.499	-14.16
307	Пілява	0.000	0.000	28.372	-12.29
308	ЗБК	0.000	0.000	25.776	-15.43
309	Жуківці	0.000	0.000	25.588	-15.93
310	Почапинці	0.000	0.000	25.130	-15.95
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	25.103	-16.18

203		0.000	0.000	24.770	-16.38
312	Володимирівка	0.000	0.000	24.485	-16.49
313	Браїлів	0.000	0.000	24.595	-16.46
314	Демидівка	0.000	0.000	24.870	-16.15
204		0.000	0.000	25.390	-15.70
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	25.187	-15.83
205		0.000	0.000	25.495	-15.62
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	25.490	-15.62
3001		0.000	0.000	111.166	-2.38
2001		0.000	0.000	26.570	-2.34
1001		8.800	4.750	10.622	-2.33
30011		0.000	0.000	111.068	-2.30
20011		0.000	0.000	37.184	-2.30
10011		8.800	4.750	10.211	-5.70
3002		0.000	0.000	90.072	-11.07
2002		0.000	0.000	29.988	-10.91
1002		3.500	1.790	8.429	-13.09
3003		0.000	0.000	83.703	-11.17
2003		0.000	0.000	25.897	-15.32
1003		7.800	4.420	4.789	-11.07
30033		0.000	0.000	98.387	-3.35
20033		0.000	0.000	32.938	-3.35
10033		7.800	4.420	9.245	-4.93
3004		0.000	0.000	78.262	-16.00
2004		0.000	0.000	25.971	-15.65
1004		4.000	2.270	7.210	-19.09
30044		0.000	0.000	97.293	-3.48
20044		0.000	0.000	32.572	-3.48
10044		4.000	2.270	9.295	-3.45
3005		0.000	0.000	95.081	-5.02
2005		0.000	0.000	22.736	-5.02
1005		17.000	9.180	8.869	-7.34
1006		4.300	2.200	9.149	-5.02
1007		2.100	1.020	9.263	-4.22
3008		0.000	0.000	92.437	-7.68
2008		0.000	0.000	30.909	-7.65
1008		10.200	5.780	8.607	-10.04
1009		1.200	0.610	9.116	-1.44
30088		0.000	0.000	97.555	-3.17
20088		0.000	0.000	32.660	-3.17
10088		4.300	2.080	9.253	-4.05
30055		0.000	0.000	95.081	-5.02
20055		0.000	0.000	22.736	-5.02
10055		17.000	9.180	8.869	-7.34
30010		0.000	0.000	99.425	-3.79
20010		0.000	0.000	33.286	-3.79
10010		3.800	2.150	9.311	-5.58
3001010		0.000	0.000	99.425	-3.79
2001010		0.000	0.000	33.286	-3.79
1001010		3.800	2.150	9.311	-5.58
3001111		0.000	0.000	102.128	-2.27
2001111		0.000	0.000	34.191	-2.27
1001111		3.800	2.150	9.759	-2.24
10012		3.200	1.730	9.408	-3.44
10013		2.400	1.230	9.369	-3.89
100301		0.900	0.510	7.872	-16.23
100302		0.900	0.510	8.201	-14.46
100303		0.600	0.310	8.590	-12.23
100304		1.300	0.700	7.737	-18.49
100305		1.300	0.700	7.742	-18.45
100306		0.900	0.460	8.169	-15.79
100307		0.900	0.460	8.698	-14.23
100308		0.700	0.340	8.026	-16.27
100309		1.400	0.790	7.756	-18.67
100310		1.400	0.790	7.461	-19.88
100311		0.800	0.430	7.659	-18.38
100312		3.000	1.450	7.068	-23.28
100313		3.000	1.450	7.106	-23.19
100314		1.600	0.910	7.298	-20.80

100315	1.600	0.910	7.406	-20.35
100316	1.200	0.610	7.875	-17.12
100301301	1.100	0.620	7.811	-16.77
100303303	1.500	0.890	8.445	-13.36
100304304	1.400	0.720	7.719	-18.78
100306306	1.400	0.720	8.073	-16.72
100308308	0.800	0.390	8.015	-16.40
100309309	1.000	0.540	7.849	-17.87
100313313	1.000	0.540	7.528	-18.56
100315315	2.200	1.130	7.236	-22.25
701	12.650	6.480	100.692	-1.15
702	-10.390	-5.610	100.560	-1.19
703	11.110	6.300	100.002	-1.42

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	55.928	54.523	55.787	54.210	0.141	0.312	0.429	0.430
1	101	40.463	36.967	39.758	35.402	0.703	1.558	0.302	3.010
101	3	21.331	20.343	21.291	20.254	0.040	0.089	0.167	0.313
3	102	-3.802	-5.666	-3.805	-5.671	0.002	0.005	-0.039	-0.077
102	2	-23.027	-21.544	-23.173	-21.868	0.145	0.322	-0.179	-1.060
2	100	-35.275	-31.098	-35.815	-32.294	0.537	1.191	-0.265	-2.616
2	3002	12.086	9.487	11.967	6.284	0.119	3.190	0.086	13.988
3002	2002	8.458	4.331	8.399	4.331	0.059	0.000	0.061	0.439
2002	307	8.399	4.344	8.044	3.916	0.354	0.426	0.182	1.726
307	306	7.136	3.426	6.765	2.981	0.369	0.443	0.161	2.028
306	202	4.447	1.662	4.359	1.556	0.088	0.106	0.103	0.743
202	201	3.041	0.736	3.039	0.734	0.001	0.002	0.070	0.018
201	2003	0.301	-0.950	0.297	-0.954	0.004	0.004	0.022	-0.045
2003	301	-1.107	0.983	-1.130	0.955	0.023	0.028	-0.033	-0.149
301	302	-3.153	-0.303	-3.267	-0.405	0.113	0.102	-0.071	-1.152
302	303	-4.176	-0.950	-4.291	-1.088	0.115	0.138	-0.092	-1.023
303	2008	-6.409	-2.397	-6.963	-3.063	0.552	0.664	-0.142	-3.333
3008	2008	6.973	3.026	6.963	3.026	0.010	0.000	0.047	0.104
8	3008	17.259	11.882	17.192	9.386	0.066	2.486	0.122	7.228
8	105	-5.940	-3.269	-5.960	-3.298	0.020	0.029	-0.040	-0.470
105	104	-5.960	-3.053	-5.963	-3.057	0.002	0.004	-0.039	-0.064
104	7	-5.963	-2.937	-5.971	-2.948	0.008	0.011	-0.039	-0.181
7	103	-0.672	2.941	-0.675	2.937	0.003	0.004	-0.017	0.098
103	4	-5.007	0.714	-5.014	0.704	0.007	0.010	-0.029	-0.114
4	107	-20.572	-9.749	-20.819	-10.046	0.246	0.296	-0.132	-1.548
107	12	-20.819	-9.848	-20.822	-9.854	0.003	0.006	-0.131	-0.024
12	108	-44.939	-25.369	-44.955	-25.399	0.016	0.030	-0.294	-0.057
108	109	-44.955	-25.395	-44.957	-25.397	0.002	0.002	-0.294	-0.005
109	110	-47.375	-26.669	-48.564	-28.099	1.184	1.425	-0.310	-3.255
110	300	-48.564	-27.863	-48.692	-28.223	0.128	0.359	-0.309	-0.544
12	701	20.896	13.616	20.848	13.481	0.048	0.134	0.142	0.466
701	702	8.206	7.144	8.201	7.128	0.005	0.015	0.062	0.134
702	703	18.584	12.899	18.533	12.753	0.052	0.145	0.130	0.567
703	7	7.430	6.739	7.414	6.695	0.016	0.044	0.058	0.421
4	101	-18.212	-15.167	-18.427	-15.643	0.214	0.474	-0.137	-1.994
4	102	-19.025	-15.876	-19.223	-16.314	0.197	0.437	-0.143	-1.758
4	3004	14.441	16.174	14.190	9.431	0.250	6.715	0.125	24.334
3004	2004	10.173	6.855	10.043	6.855	0.130	0.000	0.090	0.534
2004	311	6.129	4.376	5.962	4.175	0.166	0.200	0.167	0.899
311	203	5.154	3.696	5.099	3.629	0.055	0.067	0.146	0.344
203	313	2.010	1.640	1.998	1.626	0.012	0.014	0.060	0.178
313	314	-2.067	-0.940	-2.085	-0.962	0.018	0.022	-0.053	-0.301
314	204	-3.715	-2.073	-3.776	-2.146	0.061	0.073	-0.099	-0.555
204	205	-7.684	-4.792	-7.709	-4.823	0.025	0.030	-0.206	-0.110
205	2003	-8.917	-5.498	-9.028	-5.633	0.111	0.134	-0.237	-0.424
8	9	-15.669	-10.502	-16.030	-11.024	0.359	0.520	-0.110	-3.132
9	10	-17.254	-11.130	-17.390	-11.325	0.135	0.195	-0.116	-1.099
10	106	-25.061	-15.871	-25.219	-16.222	0.158	0.349	-0.166	-1.127
106	11	6.310	-2.566	6.310	-2.568	0.001	0.001	0.038	0.001

11	30011	2.462	-5.082	2.446	-5.499	0.015	0.416	0.031	-6.785
1	30011	7.498	8.605	7.479	7.943	0.018	0.659	0.063	4.690
30011	2001	0.226	-0.168	0.226	-0.168	0.000	0.000	0.001	-0.046
3001	2001	-0.226	0.169	-0.226	0.168	0.000	0.000	-0.001	0.046
1	3001	7.744	8.442	7.726	7.775	0.018	0.664	0.063	4.607
3001	1001	7.952	7.607	7.937	7.607	0.015	0.000	0.057	0.105
30011	1001	0.859	-2.860	0.858	-2.860	0.001	0.000	0.015	0.013
106	200	-31.529	-12.410	-31.678	-12.741	0.149	0.330	-0.187	-0.806
3003	2003	9.210	9.734	9.141	8.356	0.069	1.372	0.092	7.511
3	3003	17.226	20.520	17.036	14.151	0.189	6.343	0.152	19.129
316	100316	1.203	0.652	1.199	0.610	0.004	0.042	0.031	0.600
204	315	3.908	2.654	3.883	2.624	0.025	0.030	0.107	0.211
315	100315	1.627	1.104	1.599	0.909	0.028	0.193	0.045	2.136
315	100315315	2.252	1.497	2.199	1.129	0.053	0.366	0.062	2.921
314	100314	1.628	1.109	1.599	0.909	0.029	0.199	0.046	2.178
313	100313313	1.005	0.591	0.999	0.540	0.006	0.051	0.027	0.879
311	100311	0.806	0.474	0.799	0.430	0.006	0.044	0.021	0.981
3004	1004	4.017	2.576	3.997	2.269	0.020	0.306	0.035	4.000
4	30044	4.010	2.472	4.004	2.269	0.006	0.203	0.027	2.452
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.004	2.269	3.997	2.269	0.006	0.000	0.027	0.108
4	5	34.308	23.656	34.185	23.478	0.122	0.177	0.241	0.488
5	3005	17.061	11.613	17.025	10.107	0.036	1.500	0.120	4.362
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.025	10.107	16.989	9.174	0.036	0.929	0.120	2.754
5	30055	17.061	11.613	17.025	10.107	0.036	1.500	0.120	4.362
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.025	10.107	16.989	9.174	0.036	0.929	0.120	2.754
7	1007	2.107	1.147	2.099	1.019	0.008	0.128	0.014	2.972
8	30088	4.305	2.298	4.301	2.162	0.004	0.135	0.028	1.429
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.162	4.297	2.079	0.004	0.083	0.028	0.909
309	100309309	1.005	0.587	0.999	0.540	0.005	0.047	0.026	0.836
9	1009	1.200	0.619	1.199	0.610	0.000	0.010	0.008	0.379
2004	310	1.465	0.969	1.422	0.931	0.042	0.039	0.039	0.845
310	100310	1.420	0.935	1.399	0.790	0.021	0.145	0.039	1.839
13	10013	2.410	1.396	2.398	1.229	0.011	0.166	0.016	3.474
12	10012	3.208	1.919	3.198	1.729	0.010	0.189	0.021	2.950
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.841	5.472	8.794	4.747	0.046	0.722	0.054	4.747
203	312	3.089	1.997	3.057	1.968	0.032	0.029	0.086	0.287
312	100312	3.054	1.953	2.998	1.449	0.056	0.502	0.085	2.820
6	1006	4.317	2.553	4.297	2.199	0.019	0.352	0.029	4.056
313	100313	3.054	1.948	2.998	1.449	0.055	0.496	0.085	2.802
103	6	4.332	2.563	4.328	2.558	0.004	0.005	0.029	0.114
109	13	2.418	1.446	2.418	1.445	0.000	0.000	0.016	0.004
11	3001111	3.808	2.315	3.803	2.149	0.005	0.166	0.025	2.145
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.803	2.149	3.798	2.149	0.005	0.000	0.025	0.099
2004	309	2.449	1.541	2.421	1.506	0.029	0.034	0.064	0.403
10	3001010	3.819	2.601	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.859
3001010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	1001010	3.808	2.315	3.798	2.149	0.011	0.166	0.026	2.325
10	30010	3.819	2.601	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.859
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.808	2.315	3.798	2.149	0.011	0.166	0.026	2.325
3008	1008	10.219	6.360	10.194	5.776	0.025	0.581	0.075	3.003
303	100303	0.602	0.329	0.600	0.310	0.003	0.019	0.014	0.589
303	100303303	1.510	0.986	1.499	0.889	0.011	0.096	0.037	1.156
302	100302	0.907	0.560	0.899	0.510	0.007	0.050	0.023	1.008
301	100301	0.907	0.564	0.899	0.510	0.008	0.054	0.024	1.075
301	100301301	1.111	0.702	1.099	0.620	0.012	0.082	0.029	1.329
309	100309	1.410	0.887	1.399	0.790	0.011	0.097	0.038	1.225
205	316	1.208	0.678	1.208	0.678	0.000	0.000	0.031	0.005
3003	1003	7.826	4.417	7.795	4.417	0.031	0.000	0.062	0.221
2003	308	1.516	0.819	1.511	0.812	0.006	0.007	0.038	0.130
308	100308308	0.801	0.408	0.799	0.390	0.002	0.018	0.020	0.380
308	100308	0.701	0.353	0.700	0.340	0.001	0.013	0.018	0.331
201	304	2.738	1.692	2.738	1.691	0.000	0.000	0.072	0.003

304	100304304	1.418	0.850	1.399	0.720	0.019	0.130	0.037	1.673
304	100304	1.316	0.814	1.299	0.700	0.016	0.114	0.035	1.581
202	305	1.318	0.828	1.318	0.827	0.000	0.000	0.035	0.002
305	100305	1.316	0.814	1.299	0.700	0.016	0.114	0.035	1.580
306	100306	0.903	0.494	0.899	0.460	0.004	0.035	0.022	0.681
306	100306306	1.409	0.806	1.399	0.720	0.010	0.086	0.035	1.090
307	100307	0.906	0.502	0.899	0.460	0.006	0.042	0.021	0.894
3002	1002	3.508	1.953	3.498	1.789	0.010	0.164	0.026	2.559
3	30033	7.821	5.190	7.808	4.713	0.013	0.476	0.053	3.029
30033	10033	7.808	4.713	7.795	4.417	0.013	0.294	0.053	1.918
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 185.811 МВт / 1627.706 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 9.418 МВт / 40.675 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 9.418 МВт / 40.675 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.430 МВт / 3.764 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 2.558 МВт / 11.047 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 2.988 МВт / 14.811 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 12.405 МВт / 55.486 млн.кВт*г (3.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-93.031	-97.667	100.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	99.517	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	96.933	-0.66
101		0.000	0.000	96.014	-0.84
102		0.000	0.000	95.733	-0.90
3	Гнівань	0.000	0.000	95.641	-0.91
4	Жмеринка	0.000	0.000	93.787	-1.41
5	Подільська тяга	0.000	0.000	93.265	-1.52
103		0.000	0.000	93.684	-1.56
6	Станіславчик	0.000	0.000	93.563	-1.59
7	Носківці	0.000	0.000	93.808	-1.65
104		0.000	0.000	93.594	-1.71
105		0.000	0.000	93.518	-1.74
8	Шаргород	0.000	0.000	92.968	-1.89
9	Конева	0.000	0.000	96.535	-1.17
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	97.789	-0.90
106		0.000	0.000	99.061	-0.46
11	Яришів	0.000	0.000	99.058	-0.47
200	Дністровська ГЕС	-32.363	-15.509	100.000	0.00
107		0.000	0.000	95.593	-1.00
12	Чернятин	0.000	0.000	95.623	-0.99
108		0.000	0.000	95.688	-0.97
109		0.000	0.000	95.694	-0.96
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	95.689	-0.97
110		0.000	0.000	99.369	-0.28
300	Бар	-50.027	-32.587	100.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	21.766	-17.13
302	Ярошенка	0.000	0.000	23.199	-14.96
303	Клекотина	0.000	0.000	24.442	-13.05
201		0.000	0.000	21.514	-18.85
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	21.510	-18.85
202		0.000	0.000	21.534	-18.80
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	21.533	-18.80
306	Тиврів	0.000	0.000	22.414	-17.62
307	Пилява	0.000	0.000	24.805	-15.16
308	ЗБК	0.000	0.000	21.423	-19.42
309	Жуківці	0.000	0.000	20.926	-20.25
310	Почапинці	0.000	0.000	20.318	-20.18
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	20.295	-20.47
203		0.000	0.000	19.868	-20.71
312	Володимирівка	0.000	0.000	19.479	-20.80
313	Браїлів	0.000	0.000	19.669	-20.80
314	Демидівка	0.000	0.000	20.112	-20.36
204		0.000	0.000	20.874	-19.75
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	20.609	-19.92
205		0.000	0.000	21.020	-19.65
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	21.014	-19.66
3001		0.000	0.000	105.464	-2.63
2001		0.000	0.000	25.206	-2.59

1001	8.800	4.750	10.076	-2.57
30011	0.000	0.000	105.362	-2.55
20011	0.000	0.000	35.273	-2.55
10011	8.800	4.750	9.639	-6.34
3002	0.000	0.000	80.799	-13.67
2002	0.000	0.000	26.850	-13.43
1002	3.500	1.790	7.518	-16.20
3003	0.000	0.000	72.893	-13.50
2003	0.000	0.000	21.569	-19.26
1003	7.800	4.420	4.167	-13.37
30033	0.000	0.000	92.550	-3.67
20033	0.000	0.000	30.984	-3.67
10033	7.800	4.420	8.675	-5.46
3004	0.000	0.000	64.769	-20.41
2004	0.000	0.000	21.404	-19.85
1004	4.000	2.270	5.848	-25.02
30044	0.000	0.000	91.326	-3.80
20044	0.000	0.000	30.574	-3.80
10044	4.000	2.270	8.724	-3.76
3005	0.000	0.000	88.869	-5.56
2005	0.000	0.000	21.250	-5.56
1005	17.000	9.180	8.257	-8.23
1006	4.300	2.200	8.566	-5.56
1007	2.100	1.020	8.691	-4.66
3008	0.000	0.000	85.095	-9.06
2008	0.000	0.000	28.443	-9.01
1008	10.200	5.780	7.881	-11.85
1009	1.200	0.610	8.626	-1.57
30088	0.000	0.000	91.542	-3.48
20088	0.000	0.000	30.647	-3.48
10088	4.300	2.080	8.672	-4.48
30055	0.000	0.000	88.869	-5.56
20055	0.000	0.000	21.250	-5.56
10055	17.000	9.180	8.257	-8.23
30010	0.000	0.000	93.871	-4.21
20010	0.000	0.000	31.426	-4.21
10010	3.800	2.150	8.767	-6.23
3001010	0.000	0.000	93.871	-4.21
2001010	0.000	0.000	31.426	-4.21
1001010	3.800	2.150	8.767	-6.23
3001111	0.000	0.000	96.871	-2.50
2001111	0.000	0.000	32.431	-2.50
1001111	3.800	2.150	9.255	-2.47
10012	3.200	1.730	8.862	-3.78
10013	2.400	1.230	8.819	-4.29
100301	0.900	0.510	6.520	-20.47
100302	0.900	0.510	6.993	-17.88
100303	0.600	0.310	7.512	-14.79
100304	1.300	0.700	6.289	-23.94
100305	1.300	0.700	6.297	-23.88
100306	0.900	0.460	6.853	-19.91
100307	0.900	0.460	7.541	-17.71
100308	0.700	0.340	6.642	-20.65
100309	1.400	0.790	6.213	-24.42
100310	1.400	0.790	5.810	-26.44
100311	0.800	0.430	6.084	-23.90
100312	3.000	1.450	5.221	-32.42
100313	3.000	1.450	5.296	-32.14
100314	1.600	0.910	5.629	-27.82
100315	1.600	0.910	5.810	-26.97
100316	1.200	0.610	6.436	-21.87
100301301	1.100	0.620	6.442	-21.26
100303303	1.500	0.890	7.342	-16.28
100304304	1.400	0.720	6.265	-24.37
100306306	1.400	0.720	6.735	-21.24
100308308	0.800	0.390	6.629	-20.83
100309309	1.000	0.540	6.334	-23.18
100313313	1.000	0.540	5.921	-24.14
100315315	2.200	1.130	5.553	-30.18
701	12.650	6.480	95.102	-1.21
702	-10.390	-5.610	94.942	-1.25
703	11.110	6.300	94.310	-1.51

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	56.462	59.950	56.289	59.567	0.172	0.382	0.475	0.483
1	101	40.995	42.855	40.083	40.832	0.909	2.015	0.343	3.513
101	3	21.681	24.145	21.626	24.024	0.054	0.120	0.195	0.375
3	102	-3.701	-6.694	-3.704	-6.700	0.003	0.007	-0.046	-0.092
102	2	-22.822	-24.051	-23.002	-24.452	0.180	0.399	-0.200	-1.205
2	100	-35.863	-36.152	-36.569	-37.717	0.703	1.558	-0.303	-3.073
2	3002	12.846	11.930	12.673	7.277	0.172	4.635	0.104	18.418
3002	2002	9.162	5.281	9.071	5.281	0.090	0.000	0.075	0.501
2002	307	9.071	5.292	8.524	4.634	0.545	0.656	0.225	2.174
307	306	7.614	4.127	7.035	3.430	0.577	0.695	0.201	2.580
306	202	4.712	2.064	4.567	1.889	0.144	0.174	0.132	0.977
202	201	3.241	1.013	3.239	1.010	0.002	0.003	0.091	0.025
201	2003	0.483	-0.795	0.479	-0.801	0.005	0.006	0.025	-0.000
2003	301	-1.425	0.729	-1.465	0.682	0.039	0.047	-0.043	-0.440
301	302	-3.496	-0.641	-3.697	-0.824	0.201	0.182	-0.094	-1.613
302	303	-4.609	-1.391	-4.804	-1.626	0.195	0.234	-0.120	-1.397
303	2008	-6.925	-2.974	-7.795	-4.020	0.866	1.042	-0.178	-4.282
3008	2008	7.811	3.989	7.795	3.989	0.016	0.000	0.059	0.123
8	3008	18.123	13.797	18.034	10.461	0.089	3.323	0.141	8.883
8	105	-6.347	-3.846	-6.374	-3.886	0.027	0.039	-0.046	-0.558
105	104	-6.374	-3.668	-6.378	-3.674	0.003	0.006	-0.045	-0.077
104	7	-6.378	-3.568	-6.388	-3.583	0.011	0.015	-0.045	-0.217
7	103	-0.882	3.473	-0.886	3.467	0.004	0.006	-0.022	0.120
103	4	-5.220	1.155	-5.229	1.143	0.009	0.013	-0.033	-0.109
4	107	-21.273	-12.109	-21.594	-12.496	0.320	0.385	-0.150	-1.821
107	12	-21.594	-12.319	-21.598	-12.327	0.004	0.008	-0.150	-0.029
12	108	-45.952	-29.236	-45.973	-29.274	0.020	0.037	-0.328	-0.066
108	109	-45.973	-29.270	-45.975	-29.272	0.002	0.003	-0.328	-0.006
109	110	-48.393	-30.579	-49.868	-32.353	1.469	1.767	-0.345	-3.688
110	300	-49.868	-32.139	-50.027	-32.587	0.158	0.446	-0.344	-0.632
12	701	21.133	14.984	21.076	14.822	0.057	0.162	0.156	0.527
701	702	8.434	8.469	8.426	8.448	0.007	0.021	0.072	0.162
702	703	18.810	14.201	18.747	14.024	0.063	0.177	0.143	0.642
703	7	7.644	7.978	7.622	7.918	0.022	0.061	0.068	0.508
4	101	-18.141	-16.630	-18.402	-17.208	0.260	0.576	-0.151	-2.245
4	102	-18.880	-17.218	-19.117	-17.744	0.236	0.523	-0.157	-1.963
4	3004	14.680	20.911	14.287	10.354	0.391	10.514	0.157	33.054
3004	2004	10.260	7.618	10.054	7.618	0.205	0.000	0.114	0.569
2004	311	6.076	4.919	5.812	4.601	0.263	0.317	0.211	1.119
311	203	5.001	4.098	4.912	3.992	0.088	0.106	0.184	0.428
203	313	1.751	1.562	1.736	1.543	0.015	0.018	0.068	0.197
313	314	-2.375	-1.444	-2.417	-1.494	0.042	0.051	-0.081	-0.467
314	204	-4.066	-2.741	-4.189	-2.890	0.123	0.148	-0.141	-0.791
204	205	-8.167	-5.928	-8.214	-5.984	0.046	0.055	-0.279	-0.149
205	2003	-9.422	-6.673	-9.622	-6.913	0.198	0.239	-0.317	-0.566
8	9	-16.123	-11.918	-16.584	-12.586	0.459	0.665	-0.124	-3.598
9	10	-17.806	-12.746	-17.977	-12.994	0.171	0.247	-0.131	-1.261
10	106	-25.651	-17.721	-25.845	-18.152	0.193	0.429	-0.184	-1.281
106	11	6.337	-1.920	6.336	-1.921	0.001	0.001	0.039	0.003
11	30011	2.491	-4.434	2.477	-4.809	0.014	0.374	0.030	-6.203
1	30011	7.493	8.348	7.473	7.642	0.019	0.703	0.065	4.785
30011	2001	0.213	-0.166	0.213	-0.166	0.000	0.000	0.001	-0.048
3001	2001	-0.213	0.166	-0.213	0.166	0.000	0.000	-0.001	0.048
1	3001	7.727	8.187	7.707	7.476	0.020	0.708	0.065	4.699
3001	1001	7.920	7.309	7.904	7.309	0.016	0.000	0.059	0.110
30011	1001	0.891	-2.562	0.890	-2.562	0.001	0.000	0.015	0.015
106	200	-32.182	-15.106	-32.363	-15.509	0.181	0.402	-0.207	-0.943
3003	2003	9.347	11.451	9.235	9.241	0.111	2.202	0.117	10.061
3	3003	17.462	25.236	17.183	15.869	0.278	9.329	0.185	24.750
316	100316	1.205	0.673	1.199	0.610	0.006	0.063	0.038	0.784
204	315	3.978	3.044	3.936	2.994	0.042	0.050	0.138	0.271
315	100315	1.645	1.225	1.599	0.909	0.045	0.314	0.057	2.900
315	100315315	2.289	1.753	2.199	1.129	0.090	0.621	0.081	4.102
314	100314	1.648	1.246	1.599	0.909	0.048	0.335	0.059	3.014
313	100313313	1.009	0.623	0.999	0.540	0.009	0.083	0.035	1.193
311	100311	0.810	0.500	0.799	0.430	0.010	0.070	0.027	1.312
3004	1004	4.027	2.736	3.997	2.269	0.030	0.465	0.043	5.298
4	30044	4.011	2.500	4.004	2.269	0.007	0.230	0.029	2.634
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.004	2.269	3.997	2.269	0.007	0.000	0.029	0.114
4	5	34.342	24.404	34.200	24.199	0.141	0.204	0.259	0.526
5	3005	17.072	11.988	17.031	10.250	0.041	1.731	0.129	4.781
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.031	10.250	16.989	9.174	0.041	1.071	0.129	3.016
5	30055	17.072	11.988	17.031	10.250	0.041	1.731	0.129	4.781
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.031	10.250	16.989	9.174	0.041	1.071	0.129	3.016

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.115 МВт / 1586.566 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.557 МВт / 4.876 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 1.459 МВт / 6.303 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 2.016 МВт / 11.180 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.729 МВт / 35.851 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-91.242	-82.515	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.601	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.635	-0.60
101		0.000	0.000	106.877	-0.78
102		0.000	0.000	106.667	-0.84
3	Гнівани	0.000	0.000	106.597	-0.84
4	Жмеринка	0.000	0.000	105.057	-1.28
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.604	-1.37
103		0.000	0.000	104.954	-1.39
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.848	-1.41
7	Носківці	0.000	0.000	105.046	-1.44
104		0.000	0.000	104.889	-1.49
105		0.000	0.000	104.833	-1.52
8	Шаргород	0.000	0.000	104.419	-1.64
9	Конева	0.000	0.000	107.262	-1.00
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.262	-0.77
106		0.000	0.000	109.288	-0.39
11	Яришів	0.000	0.000	109.289	-0.41
200	Дністровська ГЕС	-31.384	-10.944	110.000	0.00
107		0.000	0.000	106.446	-0.90
12	Чернятин	0.000	0.000	106.468	-0.89
108		0.000	0.000	106.520	-0.87
109		0.000	0.000	106.524	-0.87
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	106.520	-0.87
110		0.000	0.000	109.507	-0.23
300	Бар	-48.099	-26.196	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.652	-12.06
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.509	-10.74
303	Клекотина	0.000	0.000	30.285	-9.56
201		0.000	0.000	28.633	-12.98
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.630	-12.98
202		0.000	0.000	28.646	-12.95
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.644	-12.95
306	Тиврів	0.000	0.000	29.229	-12.25
307	Пилява	0.000	0.000	30.883	-10.68
308	ЗБК	0.000	0.000	28.604	-13.28
309	Жуківці	0.000	0.000	28.496	-13.68
310	Почапинці	0.000	0.000	28.097	-13.71
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	28.068	-13.90
203		0.000	0.000	27.773	-14.07
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.526	-14.17
313	Браїлів	0.000	0.000	27.612	-14.14
314	Демидівка	0.000	0.000	27.836	-13.89
204		0.000	0.000	28.275	-13.51
315	Гнівани ц. з.	0.000	0.000	28.097	-13.63
205		0.000	0.000	28.365	-13.45
316	Гнівани кар'єр	0.000	0.000	28.361	-13.45
3001		0.000	0.000	116.814	-2.17
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13

1001	8.800	4.750	11.163	-2.12
30011	0.000	0.000	116.720	-2.09
20011	0.000	0.000	39.076	-2.09
10011	8.800	4.750	10.775	-5.16
3002	0.000	0.000	96.970	-9.62
2002	0.000	0.000	32.314	-9.49
1002	3.500	1.790	9.103	-11.36
3003	0.000	0.000	91.276	-9.77
2003	0.000	0.000	28.713	-13.20
1003	7.800	4.420	5.225	-9.68
30033	0.000	0.000	103.902	-3.05
20033	0.000	0.000	34.785	-3.05
10033	7.800	4.420	9.782	-4.46
3004	0.000	0.000	86.754	-13.72
2004	0.000	0.000	28.837	-13.46
1004	4.000	2.270	8.053	-16.22
30044	0.000	0.000	102.888	-3.18
20044	0.000	0.000	34.445	-3.18
10044	4.000	2.270	9.831	-3.14
3005	0.000	0.000	100.862	-4.54
2005	0.000	0.000	24.118	-4.54
1005	17.000	9.180	9.436	-6.60
1006	4.300	2.200	9.694	-4.54
1007	2.100	1.020	9.800	-3.83
3008	0.000	0.000	98.695	-6.80
2008	0.000	0.000	33.008	-6.77
1008	10.200	5.780	9.222	-8.86
1009	1.200	0.610	9.591	-1.33
30088	0.000	0.000	103.172	-2.89
20088	0.000	0.000	34.540	-2.89
10088	4.300	2.080	9.794	-3.68
30055	0.000	0.000	100.862	-4.54
20055	0.000	0.000	24.118	-4.54
10055	17.000	9.180	9.436	-6.60
30010	0.000	0.000	104.834	-3.44
20010	0.000	0.000	35.097	-3.44
10010	3.800	2.150	9.839	-5.05
3001010	0.000	0.000	104.834	-3.44
2001010	0.000	0.000	35.097	-3.44
1001010	3.800	2.150	9.839	-5.05
3001111	0.000	0.000	107.326	-2.07
2001111	0.000	0.000	35.931	-2.07
1001111	3.800	2.150	10.256	-2.04
10012	3.200	1.730	9.932	-3.13
10013	2.400	1.230	9.894	-3.53
100301	0.900	0.510	8.770	-13.95
100302	0.900	0.510	9.047	-12.52
100303	0.600	0.310	9.383	-10.68
100304	1.300	0.700	8.665	-15.75
100305	1.300	0.700	8.669	-15.72
100306	0.900	0.460	9.043	-13.58
100307	0.900	0.460	9.506	-12.31
100308	0.700	0.340	8.923	-13.97
100309	1.400	0.790	8.702	-15.87
100310	1.400	0.790	8.447	-16.82
100311	0.800	0.430	8.618	-15.65
100312	3.000	1.450	8.115	-19.43
100313	3.000	1.450	8.144	-19.37
100314	1.600	0.910	8.298	-17.54
100315	1.600	0.910	8.385	-17.20
100316	1.200	0.610	8.792	-14.65
100301301	1.100	0.620	8.716	-14.38
100303303	1.500	0.890	9.252	-11.63
100304304	1.400	0.720	8.650	-15.98
100306306	1.400	0.720	8.958	-14.34
100308308	0.800	0.390	8.913	-14.07
100309309	1.000	0.540	8.784	-15.24
100313313	1.000	0.540	8.500	-15.80
100315315	2.200	1.130	8.243	-18.68
701	12.650	6.480	106.045	-1.07
702	-10.390	-5.610	105.927	-1.11
703	11.110	6.300	105.415	-1.32

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	55.724	52.524	55.601	52.250	0.123	0.273	0.401	0.399
1	101	40.241	34.405	39.641	33.076	0.597	1.324	0.278	2.733
101	3	21.210	18.827	21.176	18.752	0.033	0.074	0.153	0.282
3	102	-3.842	-5.321	-3.844	-5.325	0.002	0.004	-0.035	-0.070
102	2	-23.101	-20.448	-23.227	-20.727	0.126	0.278	-0.167	-0.973
2	100	-35.061	-28.979	-35.518	-29.991	0.455	1.009	-0.244	-2.371
2	3002	11.816	8.536	11.719	5.927	0.097	2.599	0.078	12.022
3002	2002	8.213	3.997	8.166	3.997	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.166	4.013	7.882	3.672	0.282	0.340	0.162	1.524
307	306	6.974	3.191	6.681	2.838	0.292	0.351	0.143	1.784
306	202	4.364	1.537	4.295	1.454	0.069	0.083	0.091	0.646
202	201	2.980	0.657	2.978	0.655	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.246	-0.984	0.243	-0.987	0.003	0.004	0.020	-0.054
2003	301	-1.008	1.062	-1.026	1.039	0.019	0.022	-0.029	-0.064
301	302	-3.046	-0.190	-3.132	-0.268	0.086	0.078	-0.061	-0.973
302	303	-4.041	-0.800	-4.129	-0.906	0.088	0.106	-0.080	-0.872
303	2008	-6.246	-2.194	-6.683	-2.720	0.435	0.524	-0.126	-2.913
3008	2008	6.691	2.678	6.683	2.678	0.008	0.000	0.042	0.095
8	3008	16.962	11.052	16.907	8.962	0.055	2.081	0.112	6.374
8	105	-5.800	-2.953	-5.817	-2.977	0.017	0.024	-0.036	-0.420
105	104	-5.817	-2.704	-5.819	-2.708	0.002	0.004	-0.035	-0.057
104	7	-5.819	-2.574	-5.825	-2.583	0.006	0.009	-0.035	-0.160
7	103	-0.591	2.798	-0.593	2.795	0.002	0.003	-0.016	0.090
103	4	-4.924	0.649	-4.930	0.640	0.006	0.009	-0.027	-0.108
4	107	-20.281	-8.786	-20.490	-9.038	0.208	0.250	-0.121	-1.402
107	12	-20.490	-8.818	-20.493	-8.823	0.003	0.005	-0.121	-0.022
12	108	-44.529	-23.645	-44.543	-23.671	0.014	0.026	-0.273	-0.052
108	109	-44.543	-23.666	-44.545	-23.668	0.001	0.002	-0.273	-0.005
109	110	-46.962	-24.909	-47.989	-26.144	1.022	1.230	-0.288	-2.994
110	300	-47.989	-25.884	-48.099	-26.196	0.110	0.310	-0.287	-0.494
12	701	20.816	12.945	20.774	12.827	0.042	0.117	0.133	0.428
701	702	8.132	6.505	8.128	6.492	0.005	0.013	0.057	0.119
702	703	18.511	12.281	18.466	12.154	0.045	0.126	0.121	0.520
703	7	7.363	6.172	7.350	6.135	0.013	0.037	0.053	0.374
4	101	-18.245	-14.483	-18.432	-14.896	0.186	0.411	-0.128	-1.836
4	102	-19.084	-15.228	-19.257	-15.610	0.172	0.381	-0.134	-1.624
4	3004	14.347	14.488	14.147	9.130	0.199	5.337	0.112	20.753
3004	2004	10.134	6.615	10.031	6.615	0.103	0.000	0.080	0.505
2004	311	6.138	4.213	6.006	4.054	0.132	0.158	0.149	0.800
311	203	5.199	3.583	5.155	3.530	0.044	0.053	0.130	0.307
203	313	2.086	1.668	2.076	1.656	0.010	0.012	0.055	0.164
313	314	-1.975	-0.788	-1.988	-0.803	0.012	0.015	-0.044	-0.247
314	204	-3.612	-1.869	-3.656	-1.922	0.044	0.053	-0.084	-0.470
204	205	-7.541	-4.438	-7.560	-4.461	0.019	0.023	-0.178	-0.095
205	2003	-8.768	-5.134	-8.853	-5.236	0.084	0.102	-0.206	-0.368
8	9	-15.517	-9.917	-15.826	-10.364	0.307	0.445	-0.102	-2.870
9	10	-17.053	-10.414	-17.168	-10.581	0.115	0.167	-0.107	-1.006
10	106	-24.839	-14.965	-24.976	-15.269	0.137	0.303	-0.154	-1.033
106	11	6.279	-3.241	6.278	-3.242	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.427	-5.760	2.410	-6.225	0.017	0.463	0.033	-7.356
1	30011	7.505	8.897	7.488	8.270	0.017	0.624	0.061	4.623
30011	2001	0.240	-0.170	0.240	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.240	0.171	-0.240	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.766	8.732	7.748	8.100	0.017	0.629	0.061	4.543
3001	1001	7.988	7.930	7.974	7.930	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.822	-3.183	0.820	-3.183	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-31.255	-10.658	-31.384	-10.944	0.128	0.285	-0.174	-0.714
3003	2003	9.174	9.152	9.119	8.068	0.054	1.079	0.082	6.451
3	3003	17.149	18.734	16.995	13.569	0.153	5.144	0.137	16.632
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.518
204	315	3.885	2.526	3.866	2.503	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.820
315	100315315	2.240	1.412	2.199	1.129	0.041	0.282	0.054	2.458
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.847
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.005	0.040	0.024	0.750
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.841
3004	1004	4.013	2.515	3.997	2.269	0.016	0.246	0.031	3.438
4	30044	4.008	2.451	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.301
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
4	5	34.285	23.095	34.176	22.938	0.108	0.157	0.227	0.457
5	3005	17.053	11.329	17.021	9.998	0.032	1.325	0.113	4.029
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.998	16.989	9.174	0.032	0.820	0.113	2.545
5	30055	17.053	11.329	17.021	9.998	0.032	1.325	0.113	4.029
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	9.998	16.989	9.174	0.032	0.820	0.113	2.545

7	1007	2.106	1.134	2.099	1.019	0.008	0.114	0.013	2.781
8	30088	4.304	2.274	4.301	2.153	0.003	0.120	0.027	1.336
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.153	4.297	2.079	0.003	0.074	0.027	0.850
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.023	0.720
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.359
2004	310	1.451	0.928	1.418	0.898	0.033	0.030	0.034	0.750
310	100310	1.416	0.903	1.399	0.790	0.016	0.113	0.034	1.567
13	10013	2.408	1.379	2.398	1.229	0.010	0.149	0.015	3.259
12	10012	3.207	1.899	3.198	1.729	0.009	0.170	0.020	2.772
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.443
203	312	3.068	1.872	3.044	1.850	0.024	0.022	0.075	0.251
312	100312	3.041	1.831	2.998	1.449	0.043	0.381	0.074	2.337
6	1006	4.315	2.514	4.297	2.199	0.017	0.314	0.027	3.783
313	100313	3.040	1.829	2.998	1.449	0.042	0.378	0.074	2.327
103	6	4.331	2.524	4.327	2.520	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.434	2.418	1.433	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.031
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
2004	309	2.442	1.512	2.419	1.484	0.023	0.027	0.057	0.359
10	3001010	3.817	2.553	3.807	2.297	0.009	0.255	0.024	3.607
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.807	2.297	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
10	30010	3.817	2.553	3.807	2.297	0.009	0.255	0.024	3.607
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.297	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
3008	1008	10.215	6.284	10.194	5.776	0.022	0.506	0.070	2.738
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.526
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.080	0.034	1.028
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.890
301	100301	0.906	0.553	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.936
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.155
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.077	0.033	1.053
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.329
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.286
201	304	2.732	1.648	2.732	1.648	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.439
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.363
202	305	1.315	0.807	1.315	0.807	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.362
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.594
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.948
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.794
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.140	0.024	2.294
3	30033	7.818	5.108	7.806	4.681	0.011	0.425	0.050	2.831
30033	10033	7.806	4.681	7.795	4.417	0.011	0.263	0.050	1.793
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.115 МВт / 1586.566 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.557 МВт / 4.876 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.459 МВт / 6.303 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.016 МВт / 11.180 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.729 МВт / 35.851 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-91.242	-82.515	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.601	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.635	-0.60
101		0.000	0.000	106.877	-0.78
102		0.000	0.000	106.667	-0.84
3	Гнівани	0.000	0.000	106.597	-0.84
4	Жмеринка	0.000	0.000	105.057	-1.28
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.604	-1.37
103		0.000	0.000	104.954	-1.39
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.848	-1.41
7	Носківці	0.000	0.000	105.046	-1.44
104		0.000	0.000	104.889	-1.49
105		0.000	0.000	104.833	-1.52
8	Шаргород	0.000	0.000	104.419	-1.64
9	Конева	0.000	0.000	107.262	-1.00
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.262	-0.77
106		0.000	0.000	109.288	-0.39
11	Яришів	0.000	0.000	109.289	-0.41
200	Дністровська ГЕС	-31.384	-10.944	110.000	0.00
107		0.000	0.000	106.446	-0.90
12	Чернятин	0.000	0.000	106.468	-0.89
108		0.000	0.000	106.520	-0.87
109		0.000	0.000	106.524	-0.87
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	106.520	-0.87
110		0.000	0.000	109.507	-0.23
300	Бар	-48.099	-26.196	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.652	-12.06
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.509	-10.74
303	Клекотина	0.000	0.000	30.285	-9.56
201		0.000	0.000	28.633	-12.98
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.630	-12.98
202		0.000	0.000	28.646	-12.95
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.644	-12.95
306	Тиврів	0.000	0.000	29.229	-12.25
307	Пилява	0.000	0.000	30.883	-10.68
308	ЗБК	0.000	0.000	28.604	-13.28
309	Жуківці	0.000	0.000	28.496	-13.68
310	Почапинці	0.000	0.000	28.097	-13.71
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	28.068	-13.90
203		0.000	0.000	27.773	-14.07
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.526	-14.17
313	Браїлів	0.000	0.000	27.612	-14.14
314	Демидівка	0.000	0.000	27.836	-13.89
204		0.000	0.000	28.275	-13.51
315	Гнівани ц. з.	0.000	0.000	28.097	-13.63
205		0.000	0.000	28.365	-13.45

316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	28.361	-13.45
3001		0.000	0.000	116.814	-2.17
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13
1001		8.800	4.750	11.163	-2.12
30011		0.000	0.000	116.720	-2.09
20011		0.000	0.000	39.076	-2.09
10011		8.800	4.750	10.775	-5.16
3002		0.000	0.000	96.970	-9.62
2002		0.000	0.000	32.314	-9.49
1002		3.500	1.790	9.103	-11.36
3003		0.000	0.000	91.276	-9.77
2003		0.000	0.000	28.713	-13.20
1003		7.800	4.420	5.225	-9.68
30033		0.000	0.000	103.902	-3.05
20033		0.000	0.000	34.785	-3.05
10033		7.800	4.420	9.782	-4.46
3004		0.000	0.000	86.754	-13.72
2004		0.000	0.000	28.837	-13.46
1004		4.000	2.270	8.053	-16.22
30044		0.000	0.000	102.888	-3.18
20044		0.000	0.000	34.445	-3.18
10044		4.000	2.270	9.831	-3.14
3005		0.000	0.000	100.862	-4.54
2005		0.000	0.000	24.118	-4.54
1005		17.000	9.180	9.436	-6.60
1006		4.300	2.200	9.694	-4.54
1007		2.100	1.020	9.800	-3.83
3008		0.000	0.000	98.695	-6.80
2008		0.000	0.000	33.008	-6.77
1008		10.200	5.780	9.222	-8.86
1009		1.200	0.610	9.591	-1.33
30088		0.000	0.000	103.172	-2.89
20088		0.000	0.000	34.540	-2.89
10088		4.300	2.080	9.794	-3.68
30055		0.000	0.000	100.862	-4.54
20055		0.000	0.000	24.118	-4.54
10055		17.000	9.180	9.436	-6.60
30010		0.000	0.000	104.834	-3.44
20010		0.000	0.000	35.097	-3.44
10010		3.800	2.150	9.839	-5.05
3001010		0.000	0.000	104.834	-3.44
2001010		0.000	0.000	35.097	-3.44
1001010		3.800	2.150	9.839	-5.05
3001111		0.000	0.000	107.326	-2.07
2001111		0.000	0.000	35.931	-2.07
1001111		3.800	2.150	10.256	-2.04
10012		3.200	1.730	9.932	-3.13
10013		2.400	1.230	9.894	-3.53
100301		0.900	0.510	8.770	-13.95
100302		0.900	0.510	9.047	-12.52
100303		0.600	0.310	9.383	-10.68
100304		1.300	0.700	8.665	-15.75
100305		1.300	0.700	8.669	-15.72
100306		0.900	0.460	9.043	-13.58
100307		0.900	0.460	9.506	-12.31
100308		0.700	0.340	8.923	-13.97
100309		1.400	0.790	8.702	-15.87
100310		1.400	0.790	8.447	-16.82
100311		0.800	0.430	8.618	-15.65
100312		3.000	1.450	8.115	-19.43
100313		3.000	1.450	8.144	-19.37
100314		1.600	0.910	8.298	-17.54
100315		1.600	0.910	8.385	-17.20
100316		1.200	0.610	8.792	-14.65
100301301		1.100	0.620	8.716	-14.38
100303303		1.500	0.890	9.252	-11.63
100304304		1.400	0.720	8.650	-15.98
100306306		1.400	0.720	8.958	-14.34
100308308		0.800	0.390	8.913	-14.07
100309309		1.000	0.540	8.784	-15.24
100313313		1.000	0.540	8.500	-15.80
100315315		2.200	1.130	8.243	-18.68
701		12.650	6.480	106.045	-1.07
702		-10.390	-5.610	105.927	-1.11
703		11.110	6.300	105.415	-1.32

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	55.724	52.524	55.601	52.250	0.123	0.273	0.401	0.399
1	101	40.241	34.405	39.641	33.076	0.597	1.324	0.278	2.733
101	3	21.210	18.827	21.176	18.752	0.033	0.074	0.153	0.282
3	102	-3.842	-5.321	-3.844	-5.325	0.002	0.004	-0.035	-0.070
102	2	-23.101	-20.448	-23.227	-20.727	0.126	0.278	-0.167	-0.973
2	100	-35.061	-28.979	-35.518	-29.991	0.455	1.009	-0.244	-2.371
2	3002	11.816	8.536	11.719	5.927	0.097	2.599	0.078	12.022
3002	2002	8.213	3.997	8.166	3.997	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.166	4.013	7.882	3.672	0.282	0.340	0.162	1.524
307	306	6.974	3.191	6.681	2.838	0.292	0.351	0.143	1.784
306	202	4.364	1.537	4.295	1.454	0.069	0.083	0.091	0.646
202	201	2.980	0.657	2.978	0.655	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.246	-0.984	0.243	-0.987	0.003	0.004	0.020	-0.054
2003	301	-1.008	1.062	-1.026	1.039	0.019	0.022	-0.029	-0.064
301	302	-3.046	-0.190	-3.132	-0.268	0.086	0.078	-0.061	-0.973
302	303	-4.041	-0.800	-4.129	-0.906	0.088	0.106	-0.080	-0.872
303	2008	-6.246	-2.194	-6.683	-2.720	0.435	0.524	-0.126	-2.913
3008	2008	6.691	2.678	6.683	2.678	0.008	0.000	0.042	0.095
8	3008	16.962	11.052	16.907	8.962	0.055	2.081	0.112	6.374
8	105	-5.800	-2.953	-5.817	-2.977	0.017	0.024	-0.036	-0.420
105	104	-5.817	-2.704	-5.819	-2.708	0.002	0.004	-0.035	-0.057
104	7	-5.819	-2.574	-5.825	-2.583	0.006	0.009	-0.035	-0.160
7	103	-0.591	2.798	-0.593	2.795	0.002	0.003	-0.016	0.090
103	4	-4.924	0.649	-4.930	0.640	0.006	0.009	-0.027	-0.108
4	107	-20.281	-8.786	-20.490	-9.038	0.208	0.250	-0.121	-1.402
107	12	-20.490	-8.818	-20.493	-8.823	0.003	0.005	-0.121	-0.022
12	108	-44.529	-23.645	-44.543	-23.671	0.014	0.026	-0.273	-0.052
108	109	-44.543	-23.666	-44.545	-23.668	0.001	0.002	-0.273	-0.005
109	110	-46.962	-24.909	-47.989	-26.144	1.022	1.230	-0.288	-2.994
110	300	-47.989	-25.884	-48.099	-26.196	0.110	0.310	-0.287	-0.494
12	701	20.816	12.945	20.774	12.827	0.042	0.117	0.133	0.428
701	702	8.132	6.505	8.128	6.492	0.005	0.013	0.057	0.119
702	703	18.511	12.281	18.466	12.154	0.045	0.126	0.121	0.520
703	7	7.363	6.172	7.350	6.135	0.013	0.037	0.053	0.374
4	101	-18.245	-14.483	-18.432	-14.896	0.186	0.411	-0.128	-1.836
4	102	-19.084	-15.228	-19.257	-15.610	0.172	0.381	-0.134	-1.624
4	3004	14.347	14.488	14.147	9.130	0.199	5.337	0.112	20.753
3004	2004	10.134	6.615	10.031	6.615	0.103	0.000	0.080	0.505
2004	311	6.138	4.213	6.006	4.054	0.132	0.158	0.149	0.800
311	203	5.199	3.583	5.155	3.530	0.044	0.053	0.130	0.307
203	313	2.086	1.668	2.076	1.656	0.010	0.012	0.055	0.164
313	314	-1.975	-0.788	-1.988	-0.803	0.012	0.015	-0.044	-0.247
314	204	-3.612	-1.869	-3.656	-1.922	0.044	0.053	-0.084	-0.470
204	205	-7.541	-4.438	-7.560	-4.461	0.019	0.023	-0.178	-0.095
205	2003	-8.768	-5.134	-8.853	-5.236	0.084	0.102	-0.206	-0.368
8	9	-15.517	-9.917	-15.826	-10.364	0.307	0.445	-0.102	-2.870
9	10	-17.053	-10.414	-17.168	-10.581	0.115	0.167	-0.107	-1.006
10	106	-24.839	-14.965	-24.976	-15.269	0.137	0.303	-0.154	-1.033
106	11	6.279	-3.241	6.278	-3.242	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.427	-5.760	2.410	-6.225	0.017	0.463	0.033	-7.356
1	30011	7.505	8.897	7.488	8.270	0.017	0.624	0.061	4.623
30011	2001	0.240	-0.170	0.240	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.240	0.171	-0.240	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.766	8.732	7.748	8.100	0.017	0.629	0.061	4.543
3001	1001	7.988	7.930	7.974	7.930	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.822	-3.183	0.820	-3.183	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-31.255	-10.658	-31.384	-10.944	0.128	0.285	-0.174	-0.714
3003	2003	9.174	9.152	9.119	8.068	0.054	1.079	0.082	6.451
3	3003	17.149	18.734	16.995	13.569	0.153	5.144	0.137	16.632
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.518
204	315	3.885	2.526	3.866	2.503	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.820
315	100315315	2.240	1.412	2.199	1.129	0.041	0.282	0.054	2.458
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.847
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.005	0.040	0.024	0.750
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.841
3004	1004	4.013	2.515	3.997	2.269	0.016	0.246	0.031	3.438
4	30044	4.008	2.451	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.301
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
4	5	34.285	23.095	34.176	22.938	0.108	0.157	0.227	0.457
5	3005	17.053	11.329	17.021	9.998	0.032	1.325	0.113	4.029
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.998	16.989	9.174	0.032	0.820	0.113	2.545

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.762 МВт / 1592.238 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.339 МВт / 27.379 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.339 МВт / 27.379 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.552 МВт / 4.838 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.482 МВт / 6.400 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.034 МВт / 11.238 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.373 МВт / 38.617 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-94.783	-86.363	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.585	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.516	-0.63
101		0.000	0.000	106.706	-0.81
102		0.000	0.000	106.484	-0.87
3	Гнівань	0.000	0.000	106.418	-0.88
4	Жмеринка	0.000	0.000	104.716	-1.35
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.262	-1.45
103		0.000	0.000	103.866	-1.62
6	Станіславчик	0.000	0.000	103.759	-1.65
7	Носківці	0.000	0.000	103.189	-1.85
104		0.000	0.000	103.162	-1.87
105		0.000	0.000	103.153	-1.88
8	Шаргород	0.000	0.000	103.064	-1.94
9	Конева	0.000	0.000	106.672	-1.14
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	107.930	-0.86
106		0.000	0.000	109.148	-0.43
11	Яришів	0.000	0.000	109.149	-0.45
200	Дністровська ГЕС	-35.402	-14.078	110.000	0.00
107		0.000	0.000	107.021	-0.80
12	Чернятин	0.000	0.000	107.058	-0.79
108		0.000	0.000	107.100	-0.77
109		0.000	0.000	107.104	-0.77
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	107.100	-0.77
110		0.000	0.000	109.595	-0.20
300	Бар	-41.187	-20.962	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.396	-12.36
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.181	-11.06
303	Клекотина	0.000	0.000	29.910	-9.90
201		0.000	0.000	28.470	-13.19
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.467	-13.20
202		0.000	0.000	28.484	-13.17
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.482	-13.17
306	Тиврів	0.000	0.000	29.082	-12.45
307	Пиліва	0.000	0.000	30.765	-10.84
308	ЗБК	0.000	0.000	28.431	-13.52
309	Жуківці	0.000	0.000	28.326	-13.90
310	Почапинці	0.000	0.000	27.923	-13.92
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	27.894	-14.12
203		0.000	0.000	27.596	-14.29
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.347	-14.39
313	Браїлів	0.000	0.000	27.434	-14.37
314	Демидівка	0.000	0.000	27.659	-14.12
204		0.000	0.000	28.100	-13.75
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	27.921	-13.86
205		0.000	0.000	28.191	-13.68
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	28.186	-13.68

3001	0.000	0.000	116.772	-2.18
2001	0.000	0.000	27.911	-2.14
1001	8.800	4.750	11.159	-2.13
30011	0.000	0.000	116.677	-2.11
20011	0.000	0.000	39.062	-2.11
10011	8.800	4.750	10.771	-5.17
3002	0.000	0.000	96.696	-9.76
2002	0.000	0.000	32.220	-9.63
1002	3.500	1.790	9.077	-11.51
3003	0.000	0.000	90.865	-9.92
2003	0.000	0.000	28.541	-13.43
1003	7.800	4.420	5.202	-9.83
30033	0.000	0.000	103.717	-3.09
20033	0.000	0.000	34.723	-3.09
10033	7.800	4.420	9.764	-4.51
3004	0.000	0.000	86.258	-13.94
2004	0.000	0.000	28.669	-13.66
1004	4.000	2.270	8.004	-16.47
30044	0.000	0.000	102.539	-3.26
20044	0.000	0.000	34.329	-3.26
10044	4.000	2.270	9.798	-3.22
3005	0.000	0.000	100.502	-4.63
2005	0.000	0.000	24.032	-4.63
1005	17.000	9.180	9.401	-6.71
1006	4.300	2.200	9.586	-4.85
1007	2.100	1.020	9.617	-4.32
3008	0.000	0.000	97.335	-7.15
2008	0.000	0.000	32.553	-7.13
1008	10.200	5.780	9.088	-9.28
1009	1.200	0.610	9.538	-1.47
30088	0.000	0.000	101.798	-3.22
20088	0.000	0.000	34.080	-3.22
10088	4.300	2.080	9.662	-4.03
30055	0.000	0.000	100.502	-4.63
20055	0.000	0.000	24.032	-4.63
10055	17.000	9.180	9.401	-6.71
30010	0.000	0.000	104.489	-3.55
20010	0.000	0.000	34.981	-3.55
10010	3.800	2.150	9.806	-5.17
3001010	0.000	0.000	104.489	-3.55
2001010	0.000	0.000	34.981	-3.55
1001010	3.800	2.150	9.806	-5.17
3001111	0.000	0.000	107.183	-2.11
2001111	0.000	0.000	35.883	-2.11
1001111	3.800	2.150	10.243	-2.08
10012	3.200	1.730	9.990	-3.00
10013	2.400	1.230	9.952	-3.40
100301	0.900	0.510	8.687	-14.28
100302	0.900	0.510	8.941	-12.88
100303	0.600	0.310	9.263	-11.05
100304	1.300	0.700	8.611	-16.00
100305	1.300	0.700	8.616	-15.97
100306	0.900	0.460	8.996	-13.79
100307	0.900	0.460	9.468	-12.49
100308	0.700	0.340	8.868	-14.21
100309	1.400	0.790	8.647	-16.11
100310	1.400	0.790	8.390	-17.07
100311	0.800	0.430	8.561	-15.89
100312	3.000	1.450	8.054	-19.73
100313	3.000	1.450	8.084	-19.67
100314	1.600	0.910	8.238	-17.82
100315	1.600	0.910	8.326	-17.48
100316	1.200	0.610	8.736	-14.90
100301301	1.100	0.620	8.632	-14.72
100303303	1.500	0.890	9.131	-12.03
100304304	1.400	0.720	8.596	-16.23
100306306	1.400	0.720	8.910	-14.55
100308308	0.800	0.390	8.858	-14.31
100309309	1.000	0.540	8.729	-15.47
100313313	1.000	0.540	8.443	-16.04
100315315	2.200	1.130	8.183	-18.98
701	12.650	6.480	107.027	-0.81
702	-10.390	-5.610	107.143	-0.76
703	11.110	6.300	102.754	-2.06

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	57.755	54.740	57.622	54.444	0.133	0.295	0.417	0.416
1	101	42.209	36.514	41.543	35.036	0.664	1.472	0.294	2.889
101	3	21.633	19.332	21.598	19.254	0.035	0.078	0.157	0.290
3	102	-3.540	-5.085	-3.542	-5.089	0.002	0.004	-0.034	-0.067
102	2	-24.441	-21.819	-24.584	-22.135	0.142	0.315	-0.177	-1.038
2	100	-36.527	-30.511	-37.028	-31.622	0.499	1.107	-0.255	-2.491
2	3002	11.925	8.660	11.826	5.987	0.099	2.662	0.079	12.213
3002	2002	8.319	4.057	8.271	4.057	0.048	0.000	0.055	0.411
2002	307	8.271	4.072	7.978	3.720	0.292	0.351	0.165	1.550
307	306	7.070	3.239	6.766	2.873	0.303	0.364	0.146	1.818
306	202	4.449	1.572	4.376	1.485	0.072	0.087	0.094	0.663
202	201	3.061	0.686	3.060	0.685	0.001	0.002	0.063	0.016
201	2003	0.327	-0.957	0.324	-0.960	0.003	0.004	0.020	-0.043
2003	301	-0.794	1.158	-0.811	1.137	0.017	0.021	-0.028	0.023
301	302	-2.831	-0.095	-2.906	-0.163	0.075	0.068	-0.057	-0.900
302	303	-3.815	-0.696	-3.895	-0.793	0.080	0.096	-0.077	-0.826
303	2008	-6.012	-2.084	-6.426	-2.582	0.412	0.496	-0.123	-2.837
3008	2008	6.434	2.541	6.426	2.541	0.007	0.000	0.041	0.092
8	3008	16.706	10.925	16.650	8.840	0.055	2.076	0.112	6.428
8	105	-1.813	-0.228	-1.815	-0.230	0.001	0.002	-0.010	-0.093
105	104	-1.815	0.035	-1.815	0.034	0.000	0.000	-0.010	-0.010
104	7	-1.815	0.164	-1.815	0.163	0.001	0.001	-0.010	-0.028
7	103	-15.058	-6.791	-15.129	-6.896	0.072	0.104	-0.092	-0.689
103	4	-19.460	-9.056	-19.576	-9.224	0.115	0.167	-0.119	-0.863
4	107	-31.909	-15.873	-32.456	-16.531	0.545	0.655	-0.196	-2.323
107	12	-32.456	-16.309	-32.463	-16.323	0.007	0.013	-0.196	-0.037
12	108	-37.949	-18.869	-37.958	-18.887	0.010	0.018	-0.228	-0.043
108	109	-37.958	-18.882	-37.959	-18.883	0.001	0.001	-0.228	-0.004
109	110	-40.377	-20.121	-41.108	-21.001	0.728	0.876	-0.243	-2.500
110	300	-41.108	-20.741	-41.187	-20.962	0.078	0.221	-0.242	-0.406
4	101	-19.689	-15.859	-19.910	-16.349	0.220	0.488	-0.139	-2.008
4	102	-20.693	-16.758	-20.899	-17.216	0.206	0.456	-0.147	-1.784
4	3004	14.380	14.578	14.177	9.138	0.202	5.418	0.113	20.968
3004	2004	10.164	6.620	10.059	6.620	0.104	0.000	0.081	0.508
2004	311	6.165	4.215	6.031	4.054	0.134	0.161	0.150	0.807
311	203	5.223	3.582	5.178	3.528	0.045	0.054	0.131	0.310
203	313	2.109	1.659	2.099	1.647	0.010	0.012	0.056	0.166
313	314	-1.953	-0.802	-1.966	-0.817	0.012	0.015	-0.044	-0.247
314	204	-3.590	-1.885	-3.635	-1.939	0.045	0.054	-0.084	-0.472
204	205	-7.521	-4.462	-7.540	-4.485	0.019	0.023	-0.179	-0.096
205	2003	-8.748	-5.158	-8.834	-5.261	0.085	0.103	-0.208	-0.370
8	9	-19.246	-12.533	-19.739	-13.246	0.490	0.710	-0.128	-3.645
9	10	-20.966	-13.302	-21.146	-13.564	0.180	0.261	-0.134	-1.268
10	106	-28.816	-17.957	-29.005	-18.376	0.188	0.418	-0.181	-1.227
106	200	-35.232	-13.702	-35.402	-14.078	0.169	0.374	-0.200	-0.855
106	11	6.227	-3.307	6.226	-3.309	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.375	-5.827	2.358	-6.299	0.018	0.471	0.033	-7.452
1	30011	7.531	8.941	7.513	8.308	0.017	0.630	0.061	4.646
30011	2001	0.242	-0.172	0.242	-0.172	0.000	0.000	0.001	-0.045
3001	2001	-0.242	0.172	-0.242	0.172	0.000	0.000	-0.001	0.045
3001	1001	8.017	7.965	8.003	7.965	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.793	-3.218	0.792	-3.218	0.001	0.000	0.016	0.012
1	3001	7.793	8.774	7.775	8.137	0.018	0.635	0.062	4.565
3003	2003	9.289	9.285	9.233	8.162	0.056	1.119	0.083	6.584
3	3003	17.269	18.998	17.111	13.703	0.157	5.274	0.139	16.899
701	702	-10.378	-5.649	-10.383	-5.665	0.006	0.016	-0.064	-0.117
4	5	34.286	23.127	34.176	22.968	0.109	0.158	0.228	0.459
5	3005	17.053	11.345	17.021	10.004	0.032	1.335	0.113	4.055
204	315	3.886	2.533	3.867	2.509	0.020	0.024	0.095	0.187
315	100315	1.621	1.063	1.599	0.909	0.022	0.153	0.040	1.839
315	100315315	2.240	1.416	2.199	1.129	0.041	0.286	0.055	2.485
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
316	100316	1.203	0.644	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.523
3005	1005	17.021	10.004	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.561
314	100314	1.622	1.066	1.599	0.909	0.023	0.156	0.040	1.866
313	100313	3.041	1.834	2.998	1.449	0.043	0.384	0.075	2.354
313	100313313	1.004	0.581	0.999	0.540	0.005	0.041	0.024	0.757
203	312	3.069	1.878	3.045	1.856	0.024	0.022	0.075	0.253
312	100312	3.041	1.837	2.998	1.449	0.043	0.386	0.075	2.364
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.850
3004	1004	4.013	2.518	3.997	2.269	0.016	0.249	0.032	3.472
4	30044	4.008	2.452	4.003	2.269	0.005	0.182	0.026	2.314
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

7	1007	2.107	1.138	2.099	1.019	0.008	0.118	0.013	2.870
7	703	11.127	6.183	11.103	6.116	0.024	0.067	0.071	0.447
8	30088	4.304	2.280	4.301	2.156	0.003	0.124	0.027	1.368
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.156	4.297	2.079	0.003	0.077	0.027	0.870
5	30055	17.053	11.345	17.021	10.004	0.032	1.335	0.113	4.055
9	1009	1.200	0.619	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.363
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	10.004	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.561
6	1006	4.315	2.521	4.297	2.199	0.018	0.321	0.028	3.854
103	6	4.331	2.531	4.328	2.527	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.418	1.432	2.418	1.432	0.000	0.000	0.015	0.004
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.042	0.649	0.051	4.446
13	10013	2.408	1.377	2.398	1.229	0.010	0.147	0.015	3.230
2004	309	2.442	1.513	2.419	1.485	0.023	0.028	0.058	0.361
309	100309	1.408	0.868	1.399	0.790	0.009	0.078	0.034	1.063
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.024	0.727
2004	310	1.452	0.930	1.418	0.899	0.034	0.030	0.035	0.755
310	100310	1.416	0.905	1.399	0.790	0.017	0.115	0.035	1.582
11	3001111	3.807	2.300	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.036
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
10	30010	3.817	2.556	3.807	2.298	0.010	0.257	0.025	3.630
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.025	2.188
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	3001010	3.817	2.556	3.807	2.298	0.010	0.257	0.025	3.630
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.025	2.188
3008	1008	10.216	6.300	10.194	5.776	0.022	0.521	0.071	2.802
303	100303303	1.508	0.972	1.499	0.889	0.009	0.082	0.035	1.048
303	100303	0.602	0.327	0.600	0.310	0.002	0.017	0.013	0.536
302	100302	0.906	0.552	0.899	0.510	0.006	0.042	0.021	0.905
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.022	0.950
301	100301301	1.109	0.687	1.099	0.620	0.010	0.067	0.026	1.171
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.817	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.289
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.332
12	10012	3.207	1.897	3.198	1.729	0.009	0.168	0.020	2.748
3003	1003	7.822	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
12	701	2.265	0.671	2.264	0.670	0.000	0.001	0.013	0.031
201	304	2.733	1.650	2.732	1.650	0.000	0.000	0.065	0.003
304	100304304	1.414	0.825	1.399	0.720	0.015	0.105	0.033	1.453
304	100304	1.313	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.376
202	305	1.315	0.808	1.315	0.808	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.313	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.375
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.029	0.020	0.599
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.956
307	100307	0.905	0.496	0.899	0.460	0.005	0.036	0.019	0.800
3002	1002	3.507	1.931	3.498	1.789	0.009	0.141	0.024	2.307
3	30033	7.818	5.110	7.807	4.682	0.011	0.426	0.051	2.839
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	7.807	4.682	7.795	4.417	0.011	0.264	0.051	1.799

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.115 МВт / 1586.566 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.460 МВт / 1519.510 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.712 МВт / 24.672 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.557 МВт / 4.876 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.459 МВт / 6.303 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.016 МВт / 11.180 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.729 МВт / 35.851 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-91.242	-82.515	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.601	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.635	-0.60
101		0.000	0.000	106.877	-0.78
102		0.000	0.000	106.667	-0.84
3	Гнівань	0.000	0.000	106.597	-0.84
4	Жмеринка	0.000	0.000	105.057	-1.28
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.604	-1.37
103		0.000	0.000	104.954	-1.39
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.848	-1.41
7	Носківці	0.000	0.000	105.046	-1.44
104		0.000	0.000	104.889	-1.49
105		0.000	0.000	104.833	-1.52
8	Шаргород	0.000	0.000	104.419	-1.64
9	Конева	0.000	0.000	107.262	-1.00
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.262	-0.77
106		0.000	0.000	109.288	-0.39
11	Яришів	0.000	0.000	109.289	-0.41
200	Дністровська ГЕС	-31.384	-10.944	110.000	0.00
107		0.000	0.000	106.446	-0.90
12	Чернятин	0.000	0.000	106.468	-0.89
108		0.000	0.000	106.520	-0.87
109		0.000	0.000	106.524	-0.87
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	106.520	-0.87
110		0.000	0.000	109.507	-0.23
300	Бар	-48.099	-26.196	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.652	-12.06
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.509	-10.74
303	Клекотина	0.000	0.000	30.285	-9.56
201		0.000	0.000	28.633	-12.98
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.630	-12.98
202		0.000	0.000	28.646	-12.95
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.644	-12.95
306	Тиврів	0.000	0.000	29.229	-12.25
307	Пилява	0.000	0.000	30.883	-10.68
308	ЗБК	0.000	0.000	28.604	-13.28
309	Жуківці	0.000	0.000	28.496	-13.68
310	Почапинці	0.000	0.000	28.097	-13.71
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	28.068	-13.90
203		0.000	0.000	27.773	-14.07
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.526	-14.17
313	Браїлів	0.000	0.000	27.612	-14.14
314	Демидівка	0.000	0.000	27.836	-13.89
204		0.000	0.000	28.275	-13.51
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	28.097	-13.63
205		0.000	0.000	28.365	-13.45
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	28.361	-13.45
3001		0.000	0.000	116.814	-2.17
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13

1001	8.800	4.750	11.163	-2.12
30011	0.000	0.000	116.720	-2.09
20011	0.000	0.000	39.076	-2.09
10011	8.800	4.750	10.775	-5.16
3002	0.000	0.000	96.970	-9.62
2002	0.000	0.000	32.314	-9.49
1002	3.500	1.790	9.103	-11.36
3003	0.000	0.000	91.276	-9.77
2003	0.000	0.000	28.713	-13.20
1003	7.800	4.420	5.225	-9.68
30033	0.000	0.000	103.902	-3.05
20033	0.000	0.000	34.785	-3.05
10033	7.800	4.420	9.782	-4.46
3004	0.000	0.000	86.754	-13.72
2004	0.000	0.000	28.837	-13.46
1004	4.000	2.270	8.053	-16.22
30044	0.000	0.000	102.888	-3.18
20044	0.000	0.000	34.445	-3.18
10044	4.000	2.270	9.831	-3.14
3005	0.000	0.000	100.862	-4.54
2005	0.000	0.000	24.118	-4.54
1005	17.000	9.180	9.436	-6.60
1006	4.300	2.200	9.694	-4.54
1007	2.100	1.020	9.800	-3.83
3008	0.000	0.000	98.695	-6.80
2008	0.000	0.000	33.008	-6.77
1008	10.200	5.780	9.222	-8.86
1009	1.200	0.610	9.591	-1.33
30088	0.000	0.000	103.172	-2.89
20088	0.000	0.000	34.540	-2.89
10088	4.300	2.080	9.794	-3.68
30055	0.000	0.000	100.862	-4.54
20055	0.000	0.000	24.118	-4.54
10055	17.000	9.180	9.436	-6.60
30010	0.000	0.000	104.834	-3.44
20010	0.000	0.000	35.097	-3.44
10010	3.800	2.150	9.839	-5.05
3001010	0.000	0.000	104.834	-3.44
2001010	0.000	0.000	35.097	-3.44
1001010	3.800	2.150	9.839	-5.05
3001111	0.000	0.000	107.326	-2.07
2001111	0.000	0.000	35.931	-2.07
1001111	3.800	2.150	10.256	-2.04
10012	3.200	1.730	9.932	-3.13
10013	2.400	1.230	9.894	-3.53
100301	0.900	0.510	8.770	-13.95
100302	0.900	0.510	9.047	-12.52
100303	0.600	0.310	9.383	-10.68
100304	1.300	0.700	8.665	-15.75
100305	1.300	0.700	8.669	-15.72
100306	0.900	0.460	9.043	-13.58
100307	0.900	0.460	9.506	-12.31
100308	0.700	0.340	8.923	-13.97
100309	1.400	0.790	8.702	-15.87
100310	1.400	0.790	8.447	-16.82
100311	0.800	0.430	8.618	-15.65
100312	3.000	1.450	8.115	-19.43
100313	3.000	1.450	8.144	-19.37
100314	1.600	0.910	8.298	-17.54
100315	1.600	0.910	8.385	-17.20
100316	1.200	0.610	8.792	-14.65
100301301	1.100	0.620	8.716	-14.38
100303303	1.500	0.890	9.252	-11.63
100304304	1.400	0.720	8.650	-15.98
100306306	1.400	0.720	8.958	-14.34
100308308	0.800	0.390	8.913	-14.07
100309309	1.000	0.540	8.784	-15.24
100313313	1.000	0.540	8.500	-15.80
100315315	2.200	1.130	8.243	-18.68
701	12.650	6.480	106.045	-1.07
702	-10.390	-5.610	105.927	-1.11
703	11.110	6.300	105.415	-1.32

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	55.724	52.524	55.601	52.250	0.123	0.273	0.401	0.399
1	101	40.241	34.405	39.641	33.076	0.597	1.324	0.278	2.733
101	3	21.210	18.827	21.176	18.752	0.033	0.074	0.153	0.282
3	102	-3.842	-5.321	-3.844	-5.325	0.002	0.004	-0.035	-0.070
102	2	-23.101	-20.448	-23.227	-20.727	0.126	0.278	-0.167	-0.973
2	100	-35.061	-28.979	-35.518	-29.991	0.455	1.009	-0.244	-2.371
2	3002	11.816	8.536	11.719	5.927	0.097	2.599	0.078	12.022
3002	2002	8.213	3.997	8.166	3.997	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.166	4.013	7.882	3.672	0.282	0.340	0.162	1.524
307	306	6.974	3.191	6.681	2.838	0.292	0.351	0.143	1.784
306	202	4.364	1.537	4.295	1.454	0.069	0.083	0.091	0.646
202	201	2.980	0.657	2.978	0.655	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.246	-0.984	0.243	-0.987	0.003	0.004	0.020	-0.054
2003	301	-1.008	1.062	-1.026	1.039	0.019	0.022	-0.029	-0.064
301	302	-3.046	-0.190	-3.132	-0.268	0.086	0.078	-0.061	-0.973
302	303	-4.041	-0.800	-4.129	-0.906	0.088	0.106	-0.080	-0.872
303	2008	-6.246	-2.194	-6.683	-2.720	0.435	0.524	-0.126	-2.913
3008	2008	6.691	2.678	6.683	2.678	0.008	0.000	0.042	0.095
8	3008	16.962	11.052	16.907	8.962	0.055	2.081	0.112	6.374
8	105	-5.800	-2.953	-5.817	-2.977	0.017	0.024	-0.036	-0.420
105	104	-5.817	-2.704	-5.819	-2.708	0.002	0.004	-0.035	-0.057
104	7	-5.819	-2.574	-5.825	-2.583	0.006	0.009	-0.035	-0.160
7	103	-0.591	2.798	-0.593	2.795	0.002	0.003	-0.016	0.090
103	4	-4.924	0.649	-4.930	0.640	0.006	0.009	-0.027	-0.108
4	107	-20.281	-8.786	-20.490	-9.038	0.208	0.250	-0.121	-1.402
107	12	-20.490	-8.818	-20.493	-8.823	0.003	0.005	-0.121	-0.022
12	108	-44.529	-23.645	-44.543	-23.671	0.014	0.026	-0.273	-0.052
108	109	-44.543	-23.666	-44.545	-23.668	0.001	0.002	-0.273	-0.005
109	110	-46.962	-24.909	-47.989	-26.144	1.022	1.230	-0.288	-2.994
110	300	-47.989	-25.884	-48.099	-26.196	0.110	0.310	-0.287	-0.494
12	701	20.816	12.945	20.774	12.827	0.042	0.117	0.133	0.428
701	702	8.132	6.505	8.128	6.492	0.005	0.013	0.057	0.119
702	703	18.511	12.281	18.466	12.154	0.045	0.126	0.121	0.520
703	7	7.363	6.172	7.350	6.135	0.013	0.037	0.053	0.374
4	101	-18.245	-14.483	-18.432	-14.896	0.186	0.411	-0.128	-1.836
4	102	-19.084	-15.228	-19.257	-15.610	0.172	0.381	-0.134	-1.624
4	3004	14.347	14.488	14.147	9.130	0.199	5.337	0.112	20.753
3004	2004	10.134	6.615	10.031	6.615	0.103	0.000	0.080	0.505
2004	311	6.138	4.213	6.006	4.054	0.132	0.158	0.149	0.800
311	203	5.199	3.583	5.155	3.530	0.044	0.053	0.130	0.307
203	313	2.086	1.668	2.076	1.656	0.010	0.012	0.055	0.164
313	314	-1.975	-0.788	-1.988	-0.803	0.012	0.015	-0.044	-0.247
314	204	-3.612	-1.869	-3.656	-1.922	0.044	0.053	-0.084	-0.470
204	205	-7.541	-4.438	-7.560	-4.461	0.019	0.023	-0.178	-0.095
205	2003	-8.768	-5.134	-8.853	-5.236	0.084	0.102	-0.206	-0.368
8	9	-15.517	-9.917	-15.826	-10.364	0.307	0.445	-0.102	-2.870
9	10	-17.053	-10.414	-17.168	-10.581	0.115	0.167	-0.107	-1.006
10	106	-24.839	-14.965	-24.976	-15.269	0.137	0.303	-0.154	-1.033
106	11	6.279	-3.241	6.278	-3.242	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.427	-5.760	2.410	-6.225	0.017	0.463	0.033	-7.356
1	30011	7.505	8.897	7.488	8.270	0.017	0.624	0.061	4.623
30011	2001	0.240	-0.170	0.240	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.240	0.171	-0.240	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.766	8.732	7.748	8.100	0.017	0.629	0.061	4.543
3001	1001	7.988	7.930	7.974	7.930	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.822	-3.183	0.820	-3.183	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-31.255	-10.658	-31.384	-10.944	0.128	0.285	-0.174	-0.714
3003	2003	9.174	9.152	9.119	8.068	0.054	1.079	0.082	6.451
3	3003	17.149	18.734	16.995	13.569	0.153	5.144	0.137	16.632
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.518
204	315	3.885	2.526	3.866	2.503	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.820
315	100315315	2.240	1.412	2.199	1.129	0.041	0.282	0.054	2.458
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.847
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.005	0.040	0.024	0.750
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.841
3004	1004	4.013	2.515	3.997	2.269	0.016	0.246	0.031	3.438
4	30044	4.008	2.451	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.301
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
4	5	34.285	23.095	34.176	22.938	0.108	0.157	0.227	0.457
5	3005	17.053	11.329	17.021	9.998	0.032	1.325	0.113	4.029
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.998	16.989	9.174	0.032	0.820	0.113	2.545
5	30055	17.053	11.329	17.021	9.998	0.032	1.325	0.113	4.029
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	9.998	16.989	9.174	0.032	0.820	0.113	2.545

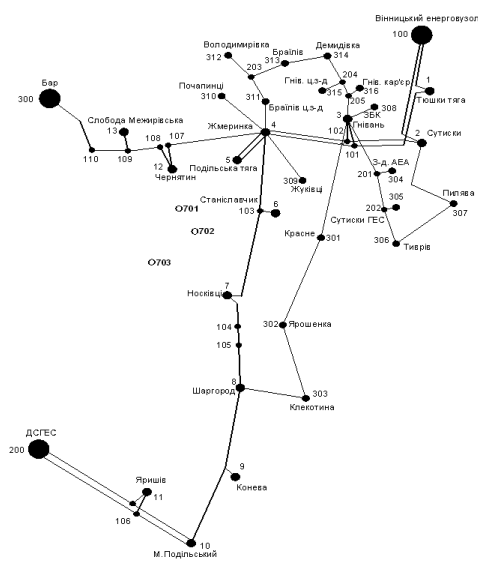
7	1007	2.106	1.134	2.099	1.019	0.008	0.114	0.013	2.781
8	30088	4.304	2.274	4.301	2.153	0.003	0.120	0.027	1.336
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.153	4.297	2.079	0.003	0.074	0.027	0.850
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.023	0.720
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.359
2004	310	1.451	0.928	1.418	0.898	0.033	0.030	0.034	0.750
310	100310	1.416	0.903	1.399	0.790	0.016	0.113	0.034	1.567
13	10013	2.408	1.379	2.398	1.229	0.010	0.149	0.015	3.259
12	10012	3.207	1.899	3.198	1.729	0.009	0.170	0.020	2.772
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.443
203	312	3.068	1.872	3.044	1.850	0.024	0.022	0.075	0.251
312	100312	3.041	1.831	2.998	1.449	0.043	0.381	0.074	2.337
6	1006	4.315	2.514	4.297	2.199	0.017	0.314	0.027	3.783
313	100313	3.040	1.829	2.998	1.449	0.042	0.378	0.074	2.327
103	6	4.331	2.524	4.327	2.520	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.434	2.418	1.433	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.031
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
2004	309	2.442	1.512	2.419	1.484	0.023	0.027	0.057	0.359
10	3001010	3.817	2.553	3.807	2.297	0.009	0.255	0.024	3.607
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.807	2.297	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
10	30010	3.817	2.553	3.807	2.297	0.009	0.255	0.024	3.607
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.297	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
3008	1008	10.215	6.284	10.194	5.776	0.022	0.506	0.070	2.738
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.526
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.080	0.034	1.028
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.890
301	100301	0.906	0.553	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.936
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.155
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.077	0.033	1.053
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.329
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.286
201	304	2.732	1.648	2.732	1.648	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.439
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.363
202	305	1.315	0.807	1.315	0.807	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.362
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.594
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.948
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.794
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.140	0.024	2.294
3	30033	7.818	5.108	7.806	4.681	0.011	0.425	0.050	2.831
30033	10033	7.806	4.681	7.795	4.417	0.011	0.263	0.050	1.793
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

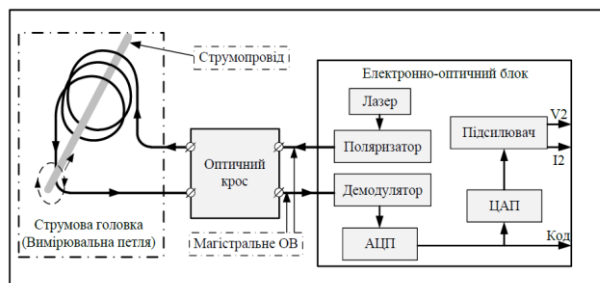
ДОДАТОК Г

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Розширення розподільних електричних мереж структурної одиниці «Жмеринські електричні мережі» з дослідженням оптичних вимірювальних трансформаторів»..

Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення





Спрощена структурна схема ВОТ/ВОП (інтерфейси: V2 – потенційний вихід (напруга), I2 – струмовий вихід, Код – вихід АЦП)



Конструкція струмових головок ВОТ виробництва фірми NxtPhase: а) для плоскої шини; б) для одиночної круглої шини; в) для спарених круглих шин.



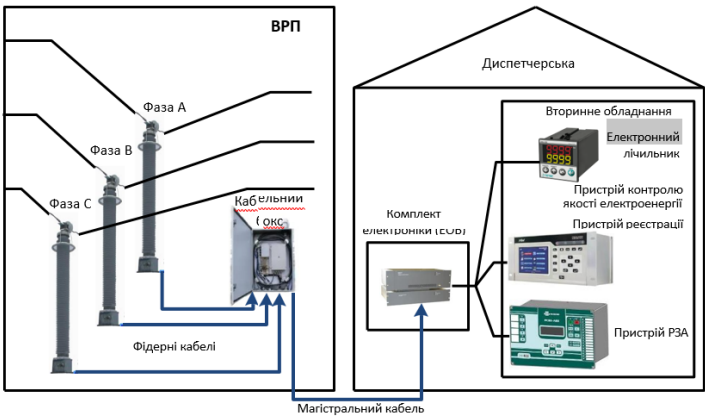


Схема підключення оптичного трансформатору до трифазної мережі

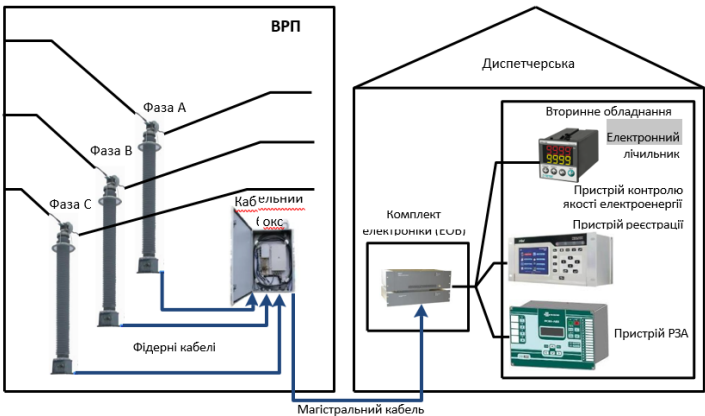


Схема підключення оптичного трансформатору до трифазної мережі