

MR-5769

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

621.31
Р651

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Борсуковський С. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)

«06» 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц каф. ЕСС

Восіток Ю. П.
(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

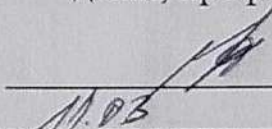
(прізвище та ініціали)

«02» 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.


_____ 2024 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Борсуковському Сергію Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу №81 від 11.03.2024р.

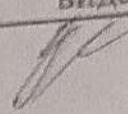
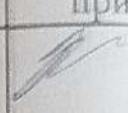
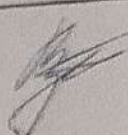
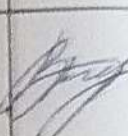
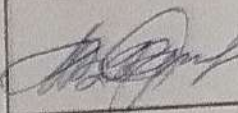
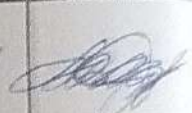
2. Строк подання студентом роботи 05.06.2024р.

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. Оптимізація потоків реактивної потужності. 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. Цифрові підстанції 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

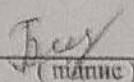
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

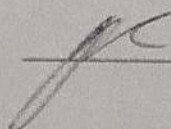
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Підпис
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Прогнозування навантаження	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24	
4	Вправдження цифрових підстанцій	23.03.24	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


(підпис)

С. О. Борсуков

Керівник роботи



В. О. Лесько

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРМ – Автоматизоване робоче місце

АСДТУ – Автоматизована система диспетчерсько-технологічного управління

АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії АСУТП

– Автоматизована система керування технологічним процесом

ДП – Диспетчерський пункт

ІЕП – Інтелектуальний електронний пристрій КРП – Комплектні розподільні пристрої ЛОМ – Локальні обчислювальні мережі

МП – Мікропроцесорний пристрій

ОІК – Оперативний інформаційний комплекс ПА – Протиаварійна автоматика

ПЗВ – Пристрій захисного вимкнення ПЗО – Пристрій зв'язку з об'єктом ПТК –

Програмно-технічний комплекс РЗА – Релейний захист і автоматика РЕМ –

Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням ТМ - Телеметрія

ЦПС – Цифрова підстанція

SCADA – система диспетчерського управління та збору даних DPF – Distribution Power Flow

NMS – Network Management System OMS – Outage Management System

АНОТАЦІЯ

Борсуковський С. О. "Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж". Робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 99 с. – Іл.: 12. – Табл. 23.

Данна 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

Borsukovskyi S. O. " 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	4
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	6
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	7
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	9
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	11
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	11
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	14
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	20
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	20
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	22
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	24
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	26
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	28
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій	29
2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції	29
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції	31
2.6. Оцінювання балансу потужностей	35
2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	35
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	37
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	37
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	38
3 ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ.....	42
3.1. Теоретичні відомості	42
3.2. Цифрове проектування	51
3.3. Опис архітектури системи АСДТУ	52

3.4. Етапи впровадження ADMS.....	58
3.5. Варіант побудови ЦПС для реконструкції об'єкту	63
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	66
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ	86
5.1. Технічні характеристики об'єкта.....	86
5.2. Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників	89
5.3. Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	90
5.4. Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції.....	92
ВИСНОВКИ.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	102
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	103
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму.....	110
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	135

ВСТУП

Актуальність теми. З кожним роком в країнах світу здійснюється поступове впроваджувати нових технологій в електроенергетиці. Особливо перспективними з економічної точки зору, є напрямки по впровадженню технології "Цифрова підстанція", що засновані на стандартах серії IEC 61850, в яких реалізуються технології управління Smart Grid. Застосування технології "Цифрової підстанції" повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Метою магістерської роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками, а також, аналіз впроваджувальних технологій цифрових підстанцій з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage в АСДТУ України.

Об'єкт дослідження: є фрагмент електричних мереж.

Предмет дослідження: Впровадження цифрових методів для керування та обліку енергії на підстанції.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14]. Дослідження автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage.

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих заземлювальних пристроїв.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у 10, 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 $a' = -2055,5$, $b' = 1,0667$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,0667T - 2055,5$$

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

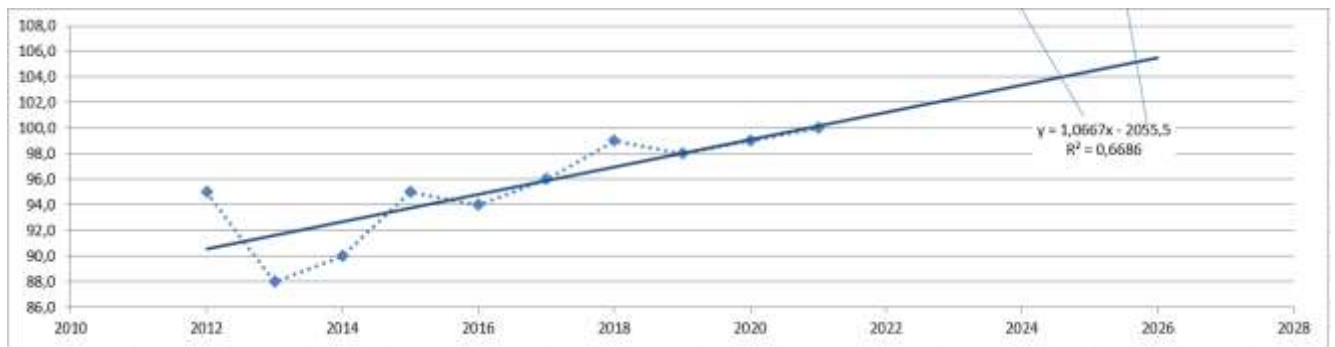


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 108,3 %, що на 8,3 % 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 А) 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	104,95	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 104,95 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.

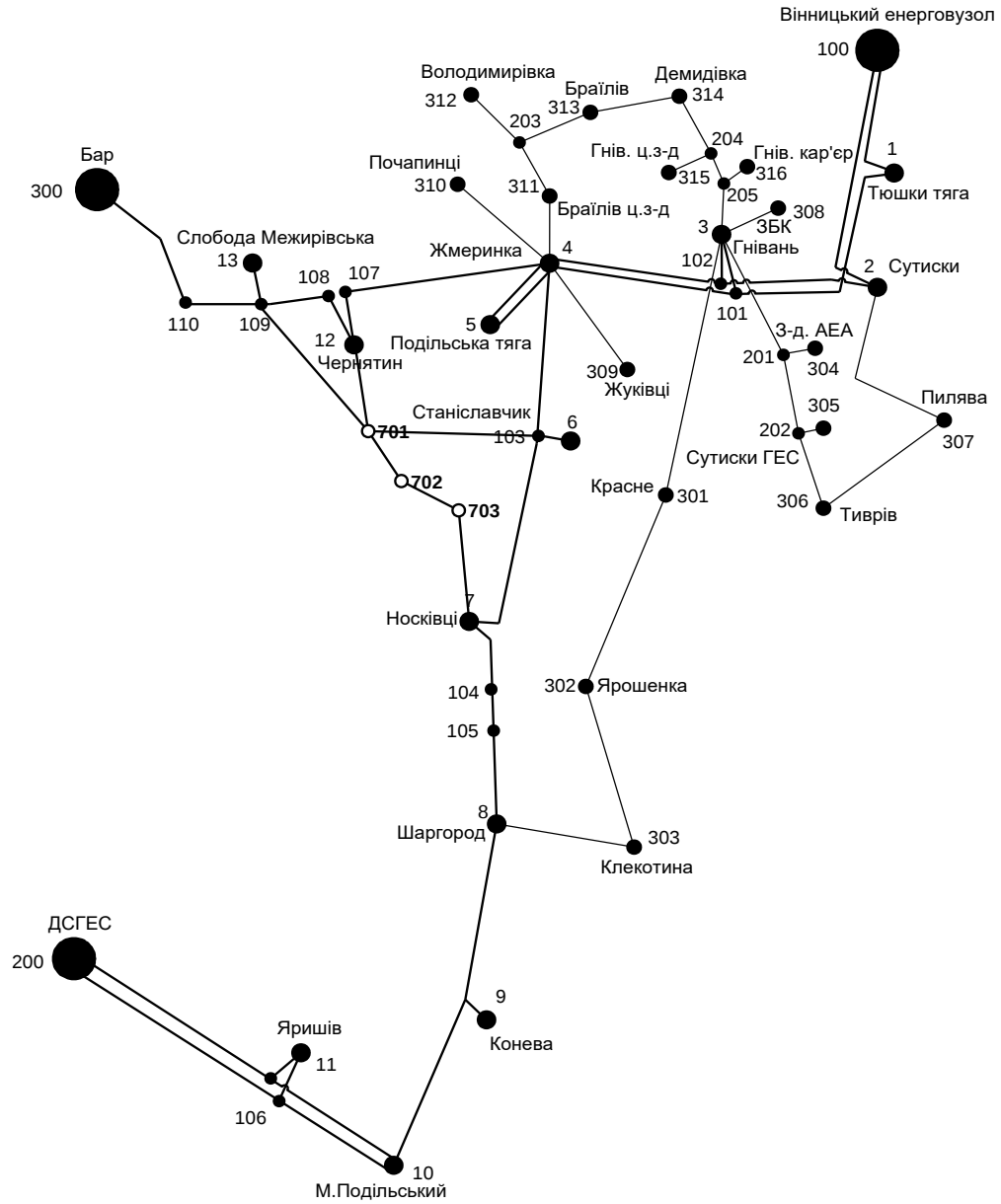


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 провoda 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 (2.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (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	$U_{ном}$, 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
12	701	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5
109	701	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	1,560	5896,7
103	701	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	1,560	5896,7
7	703	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	0,985	3724,3
701	702	0,7	4,2	110	1573,680	0,131	2115,0	0,575	2172,5
702	703	0,8	4,8	110	1573,680	0,131	2417,2	0,657	2482,8

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
12-701	1	16,6	3246,3	3165,4	3345,2	3021,5	13,584	3246,3	3201,3	3291,2
109-701	1,9	16,6	6167,9	6014,2	6355,9	5740,8	25,810	6167,9	6082,5	6253,4
103-701	1,9	16,6	6167,9	6014,2	6355,9	5740,8	25,810	6167,9	6082,5	6253,4
7-703	1,2	16,6	3895,5	3798,4	4014,2	3625,8	16,301	3895,5	3841,6	3949,5
701-702	0,7	16,6	2272,4	2215,7	2341,6	2115,0	9,509	2272,4	2240,9	2303,9
702-703	0,8	16,6	2597,0	2532,3	2676,2	2417,2	10,867	2597,0	2561,1	2633,0

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
12-701	1	16,6	3246,3	3203,6	3293,5	196,2	3246,3	2921,7	3570,9
109-701	1,9	16,6	6167,9	6086,8	6257,6	372,7	6167,9	5551,1	6784,7
103-701	1,9	16,6	6167,9	6086,8	6257,6	372,7	6167,9	5551,1	6784,7
7-703	1,2	16,6	3895,5	3844,3	3952,2	235,4	3895,5	3506,0	4285,1
701-702	0,7	16,6	2272,4	2242,5	2305,4	137,3	2272,4	2045,2	2499,6
702-703	0,8	16,6	2597,0	2562,9	2634,8	156,9	2597,0	2337,3	2856,7

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
	12-701	109-701	103-701	7-703	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	19,33	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	7,50	0,00
703	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	15,63	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	609,9	1661,9	655,8	414,2	241,6	241,6	276,1	237,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		11290,965
Потужності ЛЕП	4,987243	3,465677	0	0	0	0	0	10,5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		
Постійні складові витрат	3021,466	5740,785	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2417,173	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		11179,424
Змінні складові витрат	20,415	18,731	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	72,395	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		111,541
Дисконтовані витрати, тис. грн																11290,965

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
	12-701	109-701	103-701	7-703	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	19,33	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	7,50	0,00
703	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	15,63	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	609,9	1661,9	655,8	414,2	241,6	241,6	276,1	237,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		23151,140
Потужності ЛЕП	19,33106	0	0	23,13389	0	0	0	7,50003	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3021,466	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000	2417,173	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		9064,398
Змінні складові витрат	306,725	0,000	0,000	527,129	0,000	0,000	0,000	36,936	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		870,791
Дисконтовані витрати, тис. грн																9935,188

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
	12-701	109-701	103-701	7-703	701-702	702-701	702-703	703-702	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	19,33	0,00
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	7,50	0,00
703	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	15,63	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	172,2	655,8	655,8	379,5	241,6	241,6	276,1	327,2	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		9238,139
Потужності ЛЕП	26,83109	0	0	15,63386	7,500028	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3021,466	0,000	0,000	3625,759	2115,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8762,251
Змінні складові витрат	590,901	0,000	0,000	240,742	32,319	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		863,963
Дисконтовані витрати, тис. грн																9626,214

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.

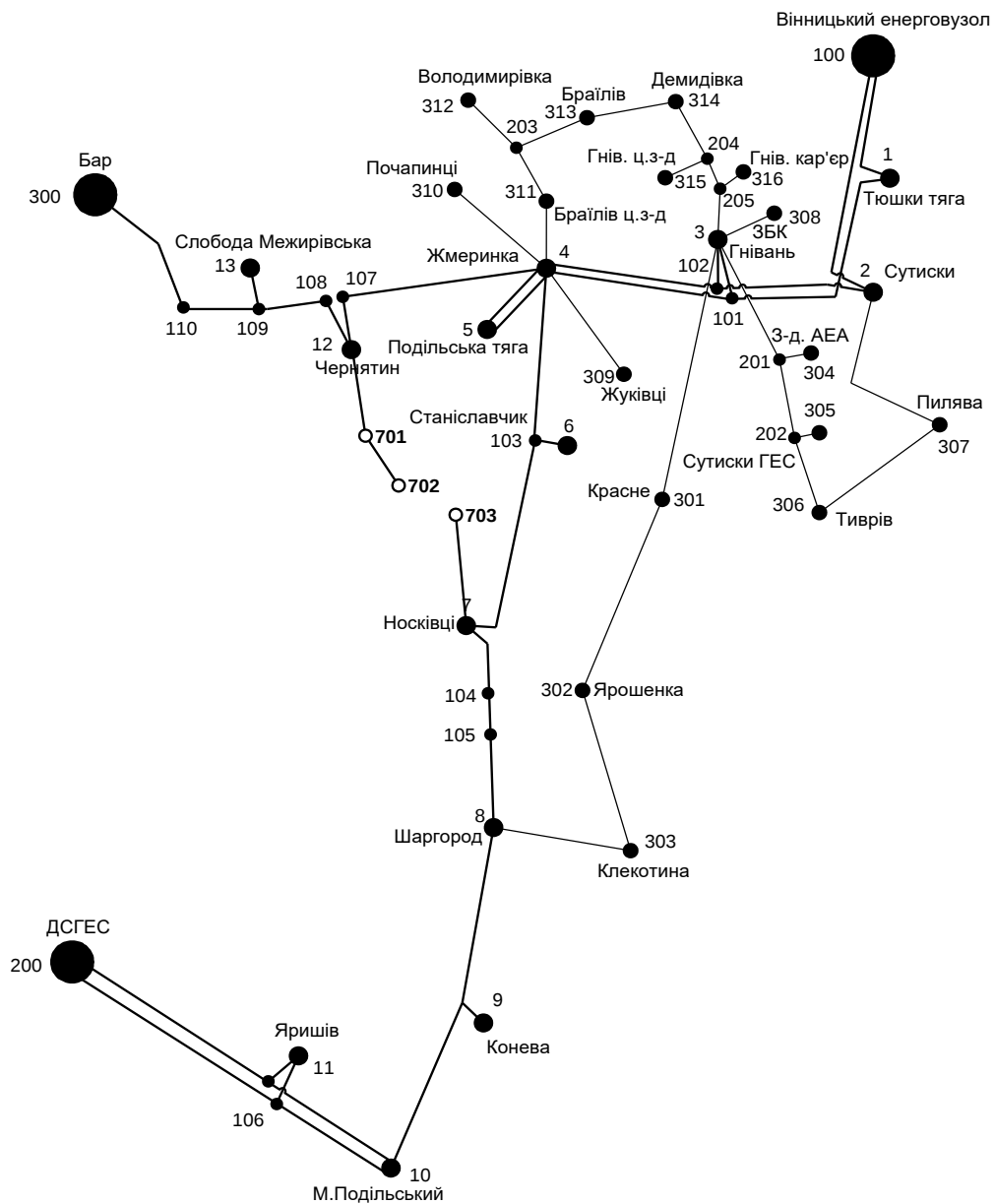


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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.

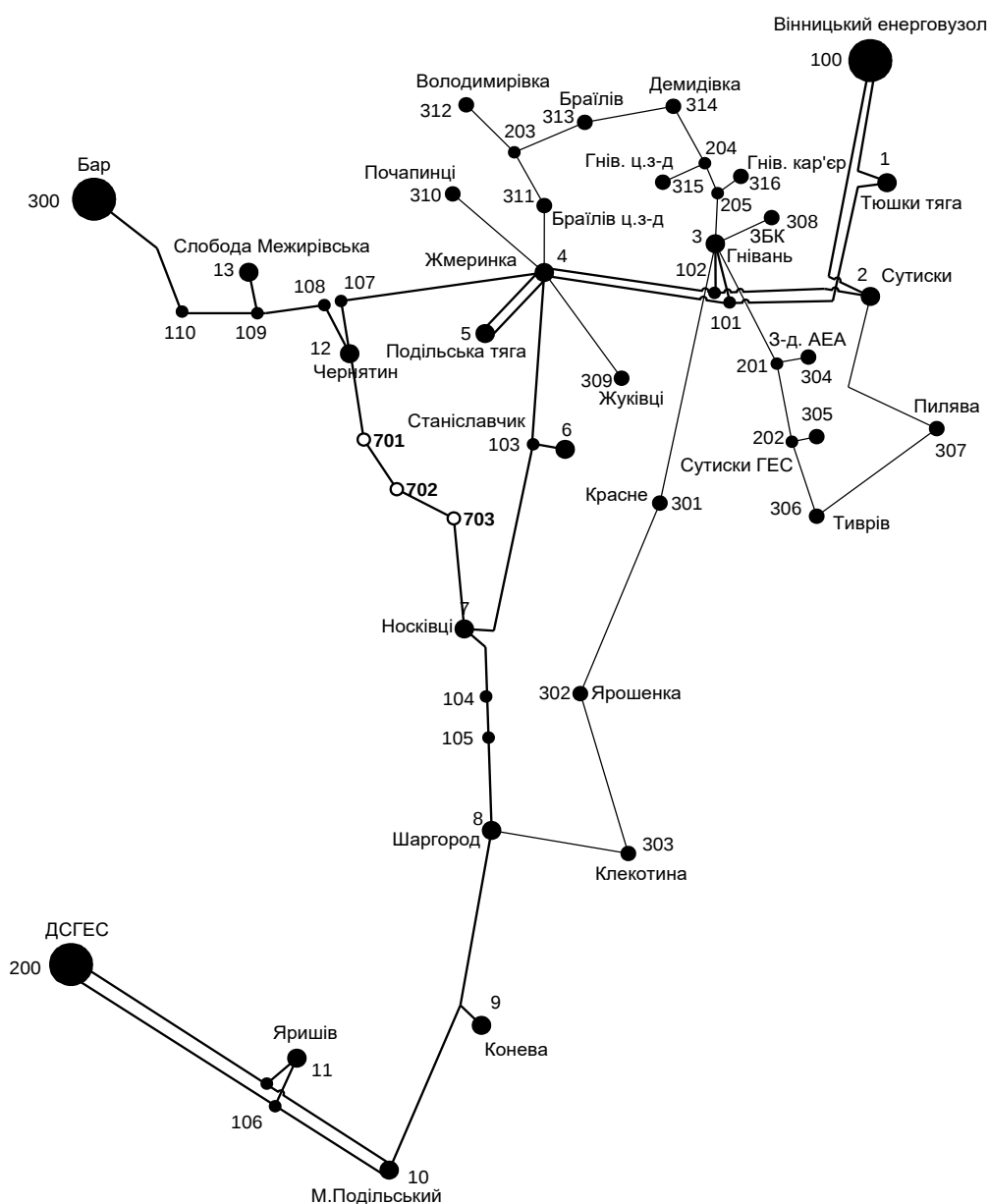


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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 4,8 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:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.6)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.5) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

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 (2.7).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.5), 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:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.8)$$

Коефіцієнти a_i та b_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, 703-7. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-701} + \Delta L_{701-702} + \Delta L_{702-703} + \Delta L_{703-7} = 6 + 7,2 + 4,2 + 4,8 = 22,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.8) 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.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	B _t	Вартість
1	1	12-701	6	26,8	22,2	10962,85	39728,53	33107,11	33107,11
		701-702	4,2	7,5		7423,763			
		702-703	4,8	8,9		8494,219			
		703-7	7,2	15,6		12847,7			

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 2.4 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 1. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 1 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. 2.4.

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

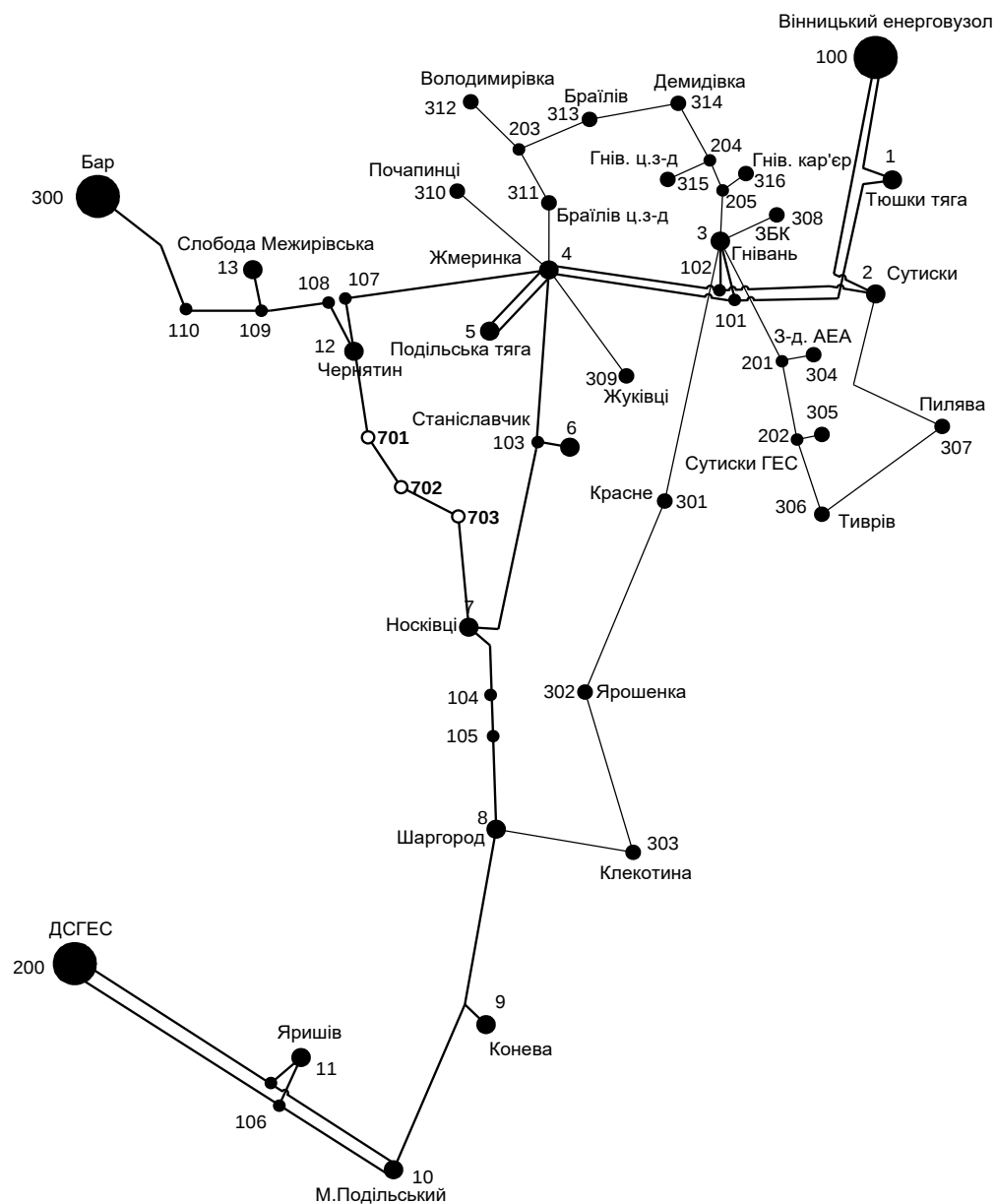


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.9) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.9)$$

$$I_{\text{розр}12-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{37.347}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 205.824 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-7} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.371}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 35.111 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15.609}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 86.021 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{24.13}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 132.981 \text{ (A)};$$

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 2.5

Таблиця 2.5 – 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 max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
12-701	0	171.7	0	219.3	119.8	72.3	220.1	390	205.82	АС-240/19
7-703	172.2	0	220.1	0	51.5	99.1			35.11	АС-240/19
701-702	119.8	51.7	119.8	98.8	0	47.1			86.02	АС-240/19
702-703	72.7	98.9	119.8	98.9	47.1	0			132.98	АС-240/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-240/19, було прийняте рішення використати провід АС-240/19, 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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.10)$$

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

Для 701 вузла згідно (2.10) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18.3}{1.4 \cdot 0.89} = 14.7 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 16.0 МВА.

У вузлах 702 та 703 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.6 – 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-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.11

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.11)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{20.562}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.285 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{8.068}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 1.281 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{17.011}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.063 \leq 1.4$$

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.2.6.

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;

- урахувати 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;

- урахувати 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 2.10).

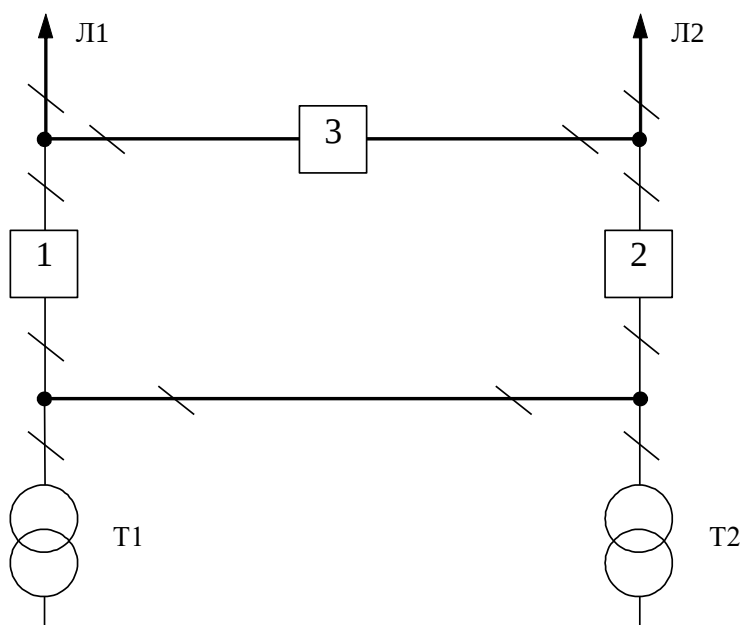


Рисунок 2.10 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702 та 703

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 2.11).

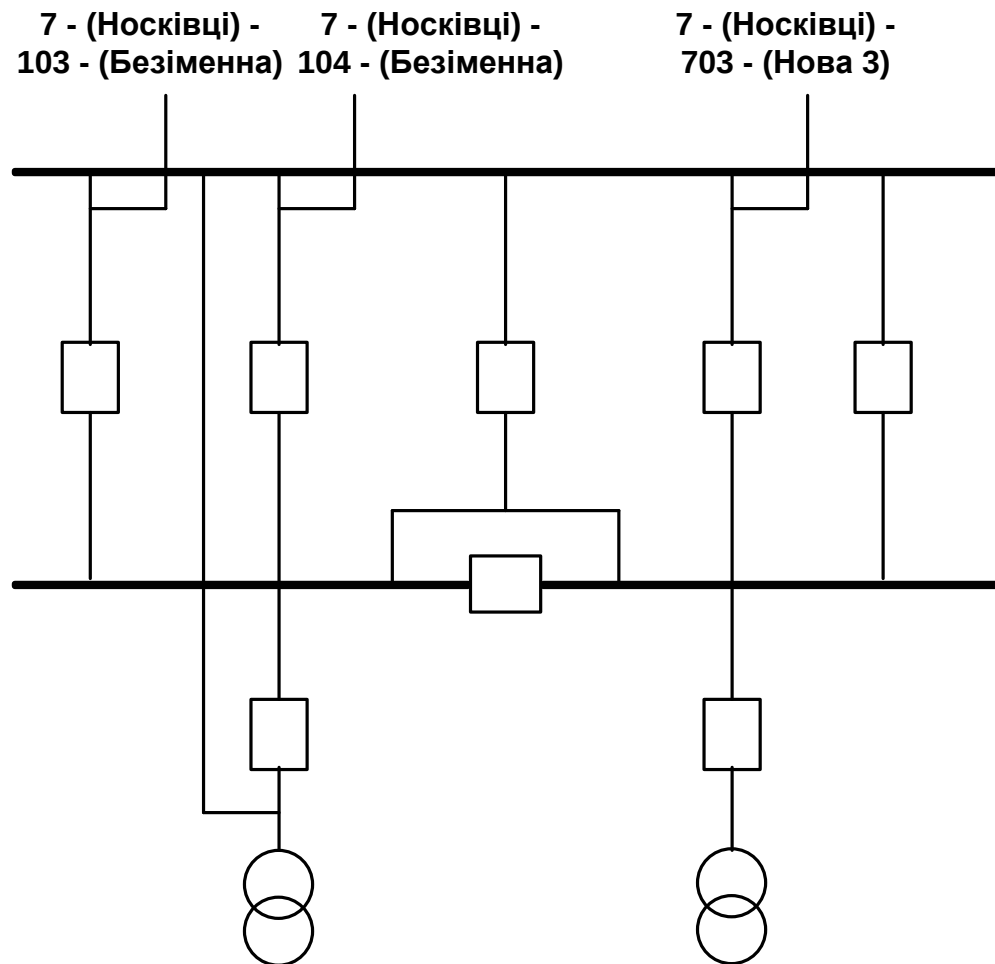


Рисунок 2.11 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 103, що є місцем з'єднання проводів АС-120 ліній «Чернятин - Жмеринка» та «Слобода Межирівська - Чернятин» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності

релейного захисту ЛЕП «Чернятин - Жмеринка» та «Слобода Межирівська - Чернятин» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» 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_P (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_r (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.7, 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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.12)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.12) 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. 2.7).

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. 2.8).

Таблиця 2.7 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільного пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		Л3, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 2.8 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

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(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	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 (2.13), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.14) та недовідпуск електроенергії (2.15).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 385$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (2.13)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 385 = 666589 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (2.14)$$

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

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рік} \quad (2.15)$$

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	666589

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:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.16)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 33,1 + 0,05 \cdot 33,1 = 31,445 \text{ (МВт)},$$

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:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.17)$$

$$Q_{\Gamma} = 31,445 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 31,445 \cdot 0,34 = 10,691 \text{ (МВАр)}.$$

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.18)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 12-701

$$Q_{\text{ЛЕП12-701}} = 105,61^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 6) = 0,191 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,191 + 0,132 + 0,151 + 0,225 = 0,699 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 16,1 = 15,295 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,295 = 1,53 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 15,295 + 1,53 - 10,691 - 0,699 = 5,435 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 15,295 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 5,435 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 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 В у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в 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 балансуючих 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. 2.10).

Таблиця 2.10 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	99,79	95,18	105,2
702	99,56	94,97	104,99
703	199,19	94,62	104,65

Таблиця 2.11 – 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:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.19)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.20)$$

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).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.21)$$

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:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.22)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Тд}}$ за формулою (2.22) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.20) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{\text{Т701}} = \frac{((19,33) \cdot (4,38 / 2)) + ((9,9) \cdot (86,7 / 2))}{105,2} = 4,482 \text{ кВ}$$

За (2.21) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т701б}} = \frac{105,2 + 4,482}{10,5} = 10,446$$

Ближчий за табл. 2.11 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 10,446$, що відповідає 9-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.19).

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{105,2 + 4,482}{10,446} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.12 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – 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	4,482	10,446	10,5	9	10,455	0,09
702	4,774	10,454	10,5	9	10,455	0,096
703	3,976	10,345	10,5	9	10,455	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 В). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ

3.1. Теоретичні відомості

В даний момент виникає таке питання, чи потрібно у наш кризовий час, що супроводжується дефіцитом фінансування, удосконалювати старі і проваджувати нові технології в електроенергетиці. Особливо перспективними з економічної точки зору, на думку багатьох вчених і фахівців, є напрямок по впровадженню технології "Цифрова підстанція" (ЦПС).

В даний час в світі почалося масове впровадження рішень класу «Цифрова підстанція», заснованих на стандартах серії IEC 61850, реалізуються технології управління Smart Grid, вводяться в експлуатацію додатки автоматизованих систем технологічного управління. Застосування технології "цифрової підстанції" повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, пуско-наладку, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Першим великим пілотним проектом по впровадженню стандарту IEC 61850 стала підстанція TVA Bradley 500 кВ в США. Мета проекту полягала в перевірці сумісності реалізації стандарту IEC 61850 в пристроях різних виробників. Реалізація проекту дозволила поліпшити сумісність між пристроями різних виробників, підвищити кваліфікацію персоналу мережевої компанії в частині IEC 61850, а також виявити проблеми, що виникають при впровадженні стандарту.

На підстанції Alcala de Henares в Іспанії проведено експериментальне впровадження шини процесу в частині передачі дискретної інформації. Вся інформація про стан комутаційних апаратів, а також команди управління комутаційними апаратами передавалися по цифрових каналах зв'язку за допомогою GOOSE повідомлень.

На ЦПС Osbaldwick 400 кВ у Великобританії проводилися експерименти, мета яких полягала в порівнянні тимчасових характеристик мікропроцесорної

релейного захисту (МПРЗА) на базі традиційних трансформаторів струму і МПРЗА на базі цифрових трансформаторів струму з використанням пристроїв, що передають інформацію про миттєвих значеннях струмів і напруг по протоколу IEC 61850-9-2.

Великий розвиток цифрові підстанції отримали в Китаї. Вже в 2006 р. була введена в експлуатацію цифрова підстанція 110 кВ Qujing, Yunnan. А до 2009 р. Китай зайняв лідируюче місце в світі по ЦПС, який щорічно вводить в експлуатацію десятки таких ПС. Міжнародний досвід спорудження таких підстанцій наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Міжнародний досвід впровадження ЦПС

Країна	Тип проекта	Кількість	Примітка
Китай	Серійне впровадження	100+	Впроваджуються в основному розробки китайських фірм
США, Канада	Пілотні проекти	До 10 проектів	Реалізовані
Європа	Пілотні проекти	Одиничні проекти в Іспанії, Франції та ін.	Реалізовані
Україна	Пілотні проекти	1-2	В процесі реалізації пілотний проект в «ДТЕК Київські електромережі»

Сучасні інформаційні технології відкривають можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, дозволяючи створювати підстанції нового типу. Цифрова підстанція – одна із базових технологій Smart Grid. В основу побудови цифрової підстанції покладено заміну численних зв'язків, виконаних проводами, для обміну традиційними аналоговими і дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників.

Найбільш повно сьогодні для практичної реалізації відпрацьовано питання обміну інформацією в рамках стандарту IEC 61850 для таких пристроїв

і підсистем підстанції, як вимірювальні трансформатори струму і напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та автоматики, АСДТУ. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання і в першу чергу силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів, вимикачів розглядаються в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

Передбачається, що в «розумних» мережах з необслуговуваними підстанціями буде встановлено «інтелектуальні» трансформатори, під якими розуміються трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (активної частини, масла, вводів, системи охолодження, РПН, технологічних захистів), самодіагностику і видачу рекомендацій щодо подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Принципово важливим є те, що при цьому трансформатор має забезпечувати всі режими управління своїми регульованими пристроями (РПН) – автоматичний, ручний місцевий і ручний дистанційний, у тому числі з віддалених центрів управління, з повним контролем правильності виконання команд.

«Інтелектуальний» трансформатор має забезпечувати профілактичну діагностику (самодіагностику) з використанням аналітичного програмного забезпечення на основі показників датчиків, автоматичне управління системою охолодження і автоматичне регулювання напруги під навантаженням залежно від відповідної інформації щодо його зміни енергомережі зони обслуговування ідстанції. Подібний трансформатор виробляє компанія «АВВ» який зображено на рис 3.1.



Рисунок 3.1 - Інтелектуальні трансформатори

Система автоматизації енергооб'єкта, побудована за технологією «цифрова підстанція», ділиться на три рівні: «польовий» (рівень процесу), рівень приєднання, станційний.

«Польовий» рівень складається з первинних датчиків для збору як дискретної інформації та передачі команд управління на комутаційні апарати (micro RTU), так і аналогової інформації. Рівень приєднання об'єднує інтелектуальні електронні пристрої (IEU) управління та моніторингу (контролер приєднання, багатофункціональні вимірювальні прилади, лічильники АСКОВ, системи моніторингу та трансформаторного устаткування тощо), а також термінали РЗА і локальної ПА.

«Станційний» рівень включає в себе: сервери верхнього рівня (бази даних, SCADA, телемеханіки, збору та передачі технологічної інформації тощо, а також концентратор даних); автоматизоване робоче місце оперативного персоналу (АРМ ОП) підстанції. Цифрові вимірювальні трансформатори

передають миттєві значення напруги і струмів за протоколом IEC 61850-9-2 пристроям рівня приєднання. Існує два види таких трансформаторів: оптичні та електронні.

Оптичні трансформатори мають більшу перевагу в разі створення систем управління та автоматизації ЦПС, оскільки вони працюють за інноваційним принципом вимірювання, який унеможливорює вплив електромагнітних перешкод. Електронні вимірювальні трансформатори створено на базі традиційних трансформаторів, в яких задіяно спеціалізовані аналогово-цифрові перетворювачі.

Дані про становище комутаційних апаратів та інша дискретна інформація (положення ключів режиму управління, стан ланцюгів обігрівання приводів тощо) збираються за допомогою виносних модулів ПЗО, установлених у безпосередній близькості від комутаційних апаратів. Ці модулі мають релейні виходи для управління комутаційними апаратами і синхронізуються з високою точністю. Дані від виносних модулів ПЗО передаються по волоконно-оптичному зв'язку – частини шини процесу за протоколом IEC 61850-8-1 (GOOSE), команди управління на комутаційні апарати – також через модулі відповідно з цим протоколом.

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУТП без використання дискретних входів і датчиків на струм 4–20 мА.

Сучасні комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРУЕ – виносними ПЗО для збору дискретних сигналів. Цифрові датчики розміщують в КРУЕ на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

Крім того, до особливостей побудови системи автоматизації енергооб'єкта відноситься об'єднання середнього (концентраторів даних) і верхнього (сервера і АРМ) рівнів у єдиний станційний. Це пов'язано з тим, що дані передаються за спільним протоколом (стандарт ІЕС 61850-8-1), оскільки середній рівень, який раніше перетворював інформацію в єдиний формат для інтегрованої АСУТП, поступово втрачає своє призначення.

Рівень «приєднання» включає в себе ІЕП, які отримують інформацію від пристроїв «польового» рівня, логічно її обробляють і передають керуючі впливи через пристрої «польового» рівня на первинне обладнання, а також на станційний рівень. До цих пристроїв відносяться контролери приєднання, термінали МП РЗА та інші багатофункціональні МП–пристрої.

Важливою відмінною рисою в структурі системи автоматизації за технологією «цифрова підстанція» є її гнучкість. Пристрої для ЦПС може бути виконано за модульним принципом, що дозволяє поєднувати ряд функцій. Гнучкість побудови ЦПС дозволяє передбачати різні рішення з урахуванням особливостей енергооб'єкта.

З виходом змінених норм технологічного проектування ПС 35-750 кВ цифровою є підстанція з високим рівнем автоматизації, в якій практично всі процеси інформаційного обміну між елементами ПС, а також управління роботою ПС здійснюються в цифровому вигляді на основі стандартів серії ІЕС 61850. Іншими словами, в якості визначальної ознаки ЦПС використовується її "тотальна" ІТ- розвиненість, тобто всі процеси інформаційного обміну між елементами програмно-апаратного комплексу ПС здійснюються в цифровому вигляді. Слід зазначити, що сам стандарт ІЕС 1850 також визначає процес проектування і налагодження, мова опису конфігурації систем автоматизації, методики випробувань обладнання та багато ін. аспекти реалізації та експлуатації ЦПС. Що застосовується до основного силового електрообладнання (високовольтні комутаційні апарати, трансформаторне і

реакторне обладнання, системи оперативного постійного і змінного струму та ін.) висувають наступні вимоги:

- використання цифрових трансформаторів струму і трансформаторів напруги з підтримкою протоколу IEC 61850-9-2;
- використання систем діагностики та моніторингу стану силових;
- трансформаторів, автотрансформаторів, шунтуючих реакторів, елегазових розподільних пристроїв, маслонаповнених вводів та ін. з підтримкою протоколу IEC 61850-8-1;
- використання керованих засобів компенсації реактивної потужності, оснащених контролерами з підтримкою протоколу IEC 61850-8-1;
- використання комутаційних апаратів напругою 6-750 кВ, привід яких оснащений вбудованими польовими перетворювачами з підтримкою протоколу IEC 61850-8-1 або забезпечення можливості додаткової установки зазначених перетворювачів стороннього виробника;
- використання в щитах постійного струму пристроїв сигналізації та контролю, які підтримують протокол IEC 61850-8-1;
- ПТК цифровий ЕС повинен забезпечувати передачу в ПТК цифровий ПС команд управління та результати роботи аналітичних функцій щодо обладнання цифрової ПС (дані визначення стану обладнання, діагностичні дані, дані за результатами достовіризації прийнятої інформації та ін.);
- затримка передачі інформації не повинна перевищувати 100 мс для технологічних нужд і не більше 150 мс для корпоративних додатків.

Схема автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління наведено на рис.3.2.

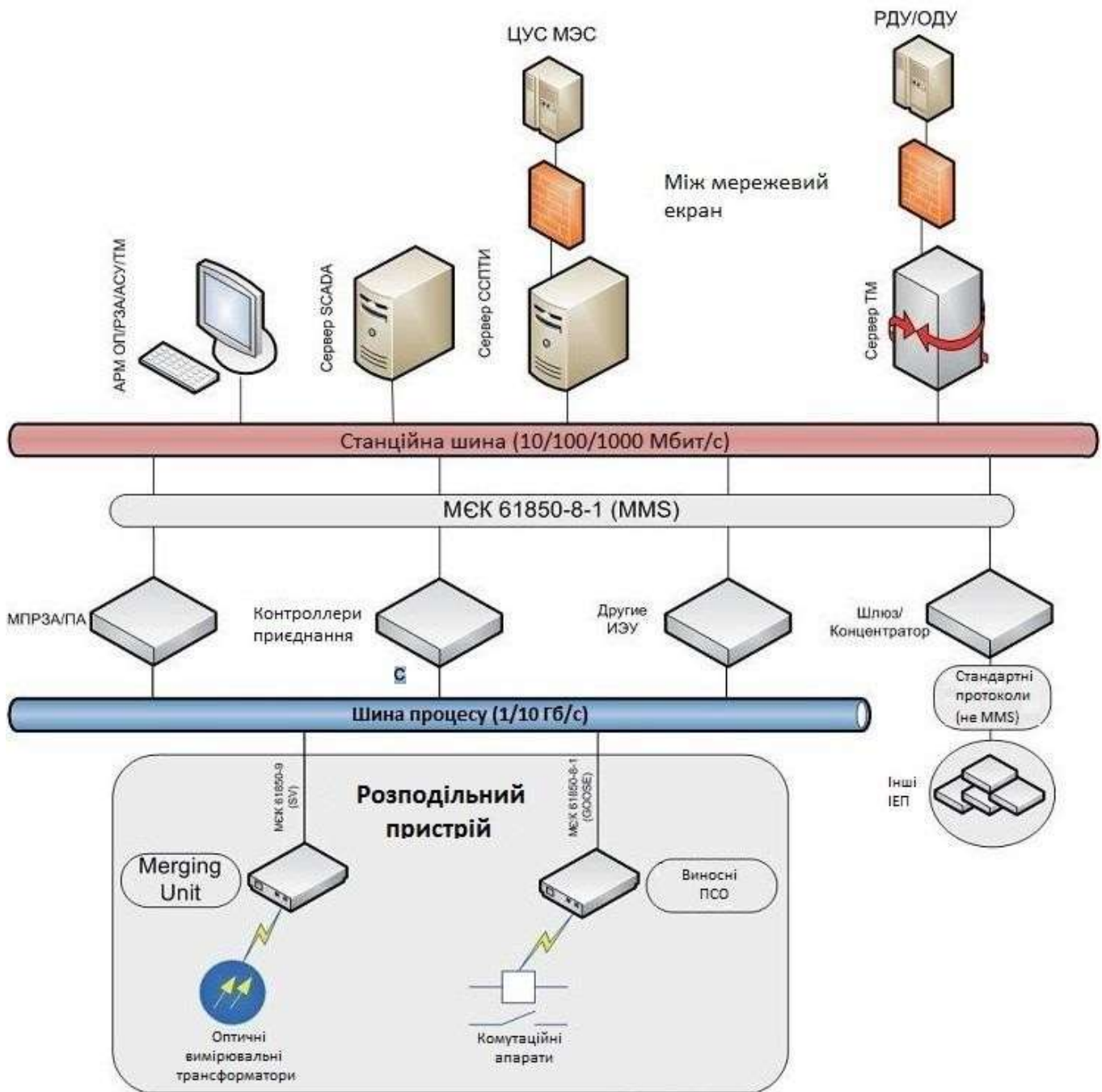


Рисунок 3.2 - Схема автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління

Переваги цифрової підстанції:

- швидкодія, перешкодозахищеність, висока пожежо-вибухобезпечність і екологічність;
- використання інноваційних та сучасних стандартів і рішень

забезпечують сумісність різних (ІЕС 61850);

- підвищення точності вимірювань;
- значно менше загальна кількість і номенклатуру обладнання в складі програмно технічного комплексу (ПТК), що знижує обсяг профілактичного обслуговування, скорочує час відновлення працездатності;
- значне скорочення кабельних зв'язків;
- скорочення монтажних і налагоджувальних робіт на 40%, простота;
- проектування, експлуатації та обслуговування, зменшення розмірів ПС;
- зниження кількості модулів вводу / виводу на пристроях АСУ ТП і РЗА;
- зниження вартості компонування конструктиву шафи системи ТМ / АСУ ТП (кабельна продукція, клемні колодки та ін.).

Фактори які впливають на надійність ЦПС:

а) надійність ЛОМ: структура (архітектура побудови і методи резервування) і надійність окремих елементів мережі;

б) Надійність окремих пристроїв:

1) нові елементи: виносні ПЗВ і цифрові трансформатори струму і напруги (оптичні і електронні);

2) традиційні інтелектуальні електронні пристрої: контролери АСУ ТП, РЗА, ПА, АСКОВЕ. Зазнали істотних змін як в частині введення вихідних даних (прийом GOOSE і SV), так і в частині логічної обробки. Необхідно враховувати затримки в передачі миттєвих значень струму і напруги, затримки передачі GOOSE повідомлень і ряд інших проблем пов'язаних з мережевою природою технологій цифровий підстанції.

в) Надійність системи єдиного часу: Для цифрових підстанцій надійність синхронізації є критично важливою для роботи частини елементів (наприклад, для цифрових трансформаторів струму і напруги).

г) надійність «людського» фактору: Забезпечення функціональної надійності лягає як на виробників, в частині створення надійних пристроїв, так і на персонал, якому необхідно правильно здійснити налаштування і

експлуатацію закладеного функціоналу. При переході до цифрових підстанцій, змінюються підходи до проектування і налагодження обладнання.

д) надійність архітектури побудови ЦПС: На надійність ЦПС впливає сукупність архітектурних рішень при побудові систем автоматизації і управління (централізована- децентралізована, з суміщенням в різних функцій автоматизації і управління та інші).

3.2. Цифрове проектування

Одною з складових цифрової підстанції являється цифрове проектування. Цифрове проектування це не просто креслення в електронному вигляді, а можливість створення такої проектної документації, яку можна буде завантажувати безпосередньо в пристрої у вигляді файлів конфігурація. Це дає нам вихід на істотноінший рівень типування технічних рішень, а як наслідок – зниження кількості помилок, аварій, підвищення надійності.

Крім того, цифрова передача даних між пристроями це можливість повному поглянути на апаратний склад цих систем. Багато технічних рішень на енергооб'єктах приймаються, виходячи з необхідності мати розділені один від одного системи з різним функціональним призначення. Однак коли мова йде про "цифру" і, зокрема, про "оптику", де немає прямого гальванічного зв'язку між різними пристроями, все стає інакше, з'являється необхідність переглянути прийняті нормативи і об'єднати первинні вимірювання для всіх підсистем на єдиній шині.

Нарешті, цифрова передача даних це ще і можливість додавання нових функцій в існуючу систему без необхідності її переробки. Можна порівняти це з сучасною електронікою, коли на ту ж апаратну платформу встановлюється нове програмне забезпечення, відкриває доступ до нових функціональних можливостям. Саме в цьому можна побачити потенціал розвитку і створення рішень, що дозволяють набагато ефективніше використовувати інформацію

пророботу обладнання, проводити його діагностику під час його роботи, оптимізувати або повністю автоматизувати проведення планових випробувань обладнання. Реалізація такого проектування реалізується за допомогою програмного пакету SCADA .

3.3. Опис архітектури системи АСДТУ

АСДТУ слугує системою управління диспетчерсько-технологічного та виробничо-технічною діяльністю мережевого підприємства, що забезпечує всебічну підтримку процесів збору, обробки та використання технологічної інформації (інформації про режими електричних мереж, стан мережних об'єктів і їх обладнання, стан засобів і систем управління).

АСДТУ призначена для:

- забезпечення наочного й оперативного представлення процесів, що протікають в електричній мережі;
- діагностування стану основного обладнання;
- оперативного контролю електроспоживання й потужності;
- мінімізації впливу людського фактору на процеси збору, обробки й зберігання інформації;
- забезпечення цілісності, збереження, однозначності й вірогідності інформації;
- імітаційного моделювання режимів мережі (оцінка ефективності заходів щодо підвищення економічності, включаючи енергозбереження, надійності роботи);
- реалізації технологічних завдань, що розв'язуються різними службами й підрозділами для забезпечення диспетчерського управління;
- забезпечення можливості інтеграції системи АСДТУ в сучасні

корпоративні системи управління підприємством.

Цілями створення такої системи є:

- впровадження Оперативно-Інформаційного Комплексу (ОІК) на базі сучасних технічних і програмних засобів, що характеризуються високою надійністю, тривалими строками експлуатації для ефективного управління роботою електричних мереж і підстанцій;
- збільшення кількості вимірюваних величин, їхньої точності й вірогідності;
- підвищення стійкості й безаварійності роботи електричних мереж;
- підвищення якості управління в умовах ліквідації аварій, порушень режиму й наслідків стихійного лиха;
- підвищення ефективності експлуатації електричних мереж і підстанцій;
- забезпечення роботи всіх елементів автоматизованої системи диспетчерського управління у єдиному часі, зі збереженням установлених правил переходу на літнє/зимовий час;
- одержання інформації, що дозволяє виконувати аналіз втрат потужності й електроенергії в мережі;
- забезпечення оперативного контролю режимів надходження електричної енергії в мережі поточного навантаження (енергоспоживання) і розподілу навантаження по окремих напрямках; забезпечення інформаційної підтримки рішень оперативного персоналу;

АСДТУ базується на програмно технічному комплексі Power On Advantage. Advanced Distribution Management System (ADMS) виробництва GE Power Grid Solutions. Запропонована АСДТУ забезпечує можливість простого та швидкого розширення, шляхом додавання нових функцій при подальшій реконструкції.

Високий рівень надійності досягається за рахунок застосування резервованих серверів ДЦ і резервованих шлюзів, що працюють в режимі

"гарячого" резервування, а також системи гарантованого електроживлення - в кінцевому рахунку, забезпечуючи систему з відсутністю єдиної точки відмови.

Для оптимізації бізнес-процесів управління електричною мережею, забезпечення надійності електропостачання споживачів і зниження операційних витрат на експлуатацію АСДТУ, встановлених в географічно розподілених диспетчерських пунктах ЦДС електромережної компанії, Районів електричних мереж (РЕМ), пропонується використовувати єдину централізовану модель автоматизованої системи оперативно-технологічного управління мережею.

Єдина централізована модель автоматизованої системи управління – модель побудови АСДТУ, при якій у всіх пунктах управління встановлені елементи (серверні вузли, вузли збору або АРМ користувачів) єдиного програмно-апаратного комплексу PowerOn Advantage ADMS. Застосування єдиної централізованої системи дозволяє уніфікувати інформаційну модель і схеми мережі, інтерфейси користувача, функції, форми введення і відображення інформації на всіх рівнях управління розподільної компанії.

Єдина модель передбачає використання обчислювальних ресурсів, встановлених централізовано, або розподілених по декількох об'єктах з метою резервування та забезпечення відмовостійкості комплексу, і організацію доступу до функцій єдиної системи на кожному диспетчерському пункті за допомогою обчислювальних вузлів системи і АРМ системи. Для розподілу і резервування обчислювальних ресурсів пропонується використовувати основний серверний вузол системи, встановлений в ЦУС/ЦДС, і серверні вузли обмеженого функціоналу, що встановлюються в кожному з ПО/ОДС. Обмін даними між вузлами комплексу ведеться по внутрішньосистемним протоколам, конфігурація і експлуатація такого комплексу виконується централізовано і одного разу для всіх об'єктів управління електромережної компанії. Програмна платформа має в собі підпрограми, що наведені на рис.3.3.

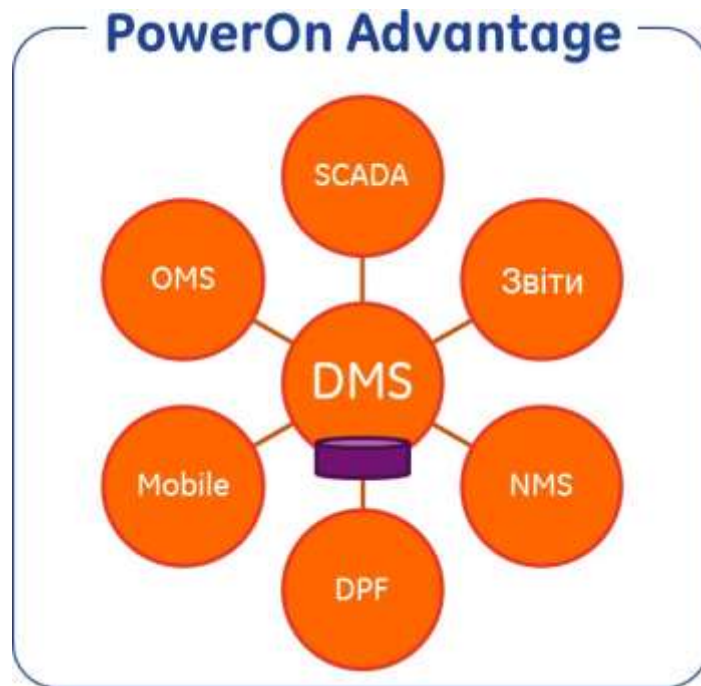


Рисунок 3.3 - Єдина програмна платформа, БД і модель мережі PowerOn Advantage

NMS – Система управління мережею забезпечує точну, інтелектуальну модель електричної всієї розподільної мережі компанії. При цьому система NMS управляє перемиканнями і не тільки дозволяє виконувати їх в контрольованому режимі з дотриманням правил і регламентів безпеки робіт, але і надає інструменти для підтримки схеми мережі в актуальному стані і управління всіма новими включеннями об'єктів в мережу компанії.

OMS – Інтегрована підсистема єдиної системи АСДТУ автоматично визначає і коригує масштаб інциденту за допомогою даних телеметрії і аналізу дзвінків клієнтів, що забезпечує більш швидке реагування ремонтних бригад. У міру надходження дзвінків від споживачів, інформація в базі даних оновлюється, дозволяючи мати в системі найактуальнішу інформацію про підключення споживачів. Наявність актуальної інформації дозволяє інформувати споживачів про хід відновлювальних робіт, а також повідомляти про плановані відключення.

Звіти – Визначення числа тих споживачів хто зателефонував, визначення їх до конкретної живильної підстанції та розміщення на схемі мережі мітку про те, що є дзвінки про відключення або інших інцидентах. При цьому є два рівня уставок по числу дзвінків, для визначення пріоритету і масштабу аварії. При перевищенні певної кількості дзвінків, які стосуються одного інциденту, система перестає видавати сигнали оповіщення, щоб не відволікати диспетчера.

SCADA – Підсистема дозволяє використовувати існуючу у мережевого оператора інфраструктуру і системи диспетчерського управління та збору даних (SCADA) на нижніх рівнях, інтегрувавши всі дані в єдину централізовану систему оперативно-технологічного управління.

DPF – Розрахункові модулі (Distribution Power Analysis - DPF) системи PowerOn Advantage ADMS є вбудованим засобом розрахунку режиму мережі, який дозволяє користувачам здійснювати розрахунок перетоків потужностей і струмів короткого замикання в реальному часі, до або під час проведення перемикань.

Mobile – Програмне забезпечення PowerOn Advantage Mobile забезпечує можливість обміну інформацією в режимі реального часу між диспетчерами і оперативно-виїзними бригадами (ОВБ), включаючи передачу даних про інциденти, перемикання і безпеку в розподільній мережі. Продукт складається з компонентів управління мережею і відключеннями, які можуть працювати як спільно, так і окремо. Система управління мережею (NMS) забезпечує точну, інтелектуальну модель електричної всієї розподільної мережі компанії. При цьому система NMS управляє перемиканнями і не тільки дозволяє виконувати їх в контрольованому режимі з дотриманням правил і регламентів безпеки робіт, але і надає інструменти для підтримки схеми мережі в актуальному стані і управління всіма новими включеннями нових об'єктів в мережу компанії.

В системі PowerOn Advantage підсистеми NMS (управління мережею) і OMS (управління процесом відновлення електропостачання при відключеннях)

інтегровані в єдине програмне рішення, яке використовує єдину схему мережі і єдину базу даних реального часу. Такий підхід довів свою перевагу в порівнянні з ADMS рішеннями з роздільними, що взаємодіють один з одним, системами OMS і DMS. Єдина база даних PowerOn DMS і OMS забезпечує підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикачів, скорочення операційних витрат на експлуатацію системи, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зводить до мінімуму час на збір звітної інформації по аварійних відключень.

Диспетчер отримує уніфіковані інструменти перегляду всіх повідомлень про будь-які відхилення від нормального стану мережі будь-якого рівня напруги в режимі реального часу на єдиної, цілісної схемою мережі, без необхідності вручну вносити сигнали, інциденти та аварії. Панель управління системи рис.1.4. Будь-які дії, перемикачів, плакати, заявки, що вносяться іншими диспетчерами ЦДС або окремих ДП РЕМ, моментально стають видимі на єдиній схемі мережі і будуть враховуватися при виконанні переключень, аналізів та розрахунках режимів мережі іншими диспетчерами. Ця ж єдина схема мережі буде використовуватися в розподільній скриньці відключеннями (PowerOn Advantage OMS), і вся інформація про аварійні відключення, відключених споживачах, Недовідпуск по кожному споживачеві і інша найважливіша інформація буде моментально доступна для формування актуальних звітів.



Рисунок 3.4 - Панель управління системи PowerOn Advantage

Як правило, істотне підвищення продуктивності праці диспетчера і поліпшення показників надійності мережі досягається шляхом правильного застосування системи DMS і процесу управління перемикаваннями, що реалізуються на першому етапі. Впровадження системи на наступних етапах реалізації інтелектуальних функцій ADMS дозволяє домогтися помітних показників підвищення надійності мережі і скоротити час відновлення.

3.4. Етапи впровадження ADMS

Впровадження системи ADMS побудовано на поетапне впровадження (див. Рис. 1.5) в залежності від зрілості, пріоритетів і вимог електромережної компанії, готовності об'єктів розподільчих мереж (стан каналів зв'язку, рівень телемеханізації і т.д.), якості і формату вихідних даних та інших чинників. Незалежно від масштабів електромережної компанії і обсягів даних, система PowerOn Advantage забезпечує масштабованість і можливості подальшого

вдосконалення і розвитку при модернізації взаємодії з нею обладнання та суміжних інформаційних систем.



Рисунок 3.5 - Етапи впровадження ADMS

На першому етапі оператор реалізує базові функції шляхом впровадження ядра системи ADMS:

- Вводяться дані (прорисовується) схеми мережі всіх або окремих рівнів напруги, в залежності від обраної галузі управління. У схемі мережі враховуються всі об'єкти мережі і комутаційні пристрої, що впливають на зв'язність, як телекеровані, так і ручні. Топологія єдиної схеми мережі підтримується оперативним персоналом (диспетчерами) в єдиній базі даних, і являє собою актуальний стан мережі в реальному часі.

- Забезпечується інтеграція АСДТУ з існуючими системами консолідації інформації ОБК, УСПД, ЦППС, АСУТП. Вся телесигналізація і телевимірювання надходять в систему ADMS і відображаються на єдиній схемі мережі.

- Впроваджується телеуправління комутаційних пристроїв через графічний інтерфейс PowerOn Advantage.

- Нові ТВ/ТС підключаються до нової системи в міру їх «обв'язків» легко і

без втрати управління мережею за допомогою вбудованих інструментів введення сигналів в експлуатацію.

Паралельно, при необхідності, впроваджуються системи збору і передачі даних на підстанціях, розподілені сенсори і датчики.

На даному етапі досягається спостережливість і керованість мережі, причому спостережливість мережі однаково ефективна для ділянок як з телемеханізацією, так і без телемеханізації. Вся телесигналізація і телевимірювання з розподілених пристроїв телемеханіки потрапляють в централізовану систему диспетчерського управління PowerOn Advantage, позбавляючи оператора від необхідності установки окремих ОВК на рівні РЕЗ та ОДС. Система забезпечує єдиний, централізований інтерфейс до всіх даних SCADA, виключаючи необхідність окремих дисплеїв SCADA на нижньому рівні і на рівні підстанцій (Див. Рис. 3.6).

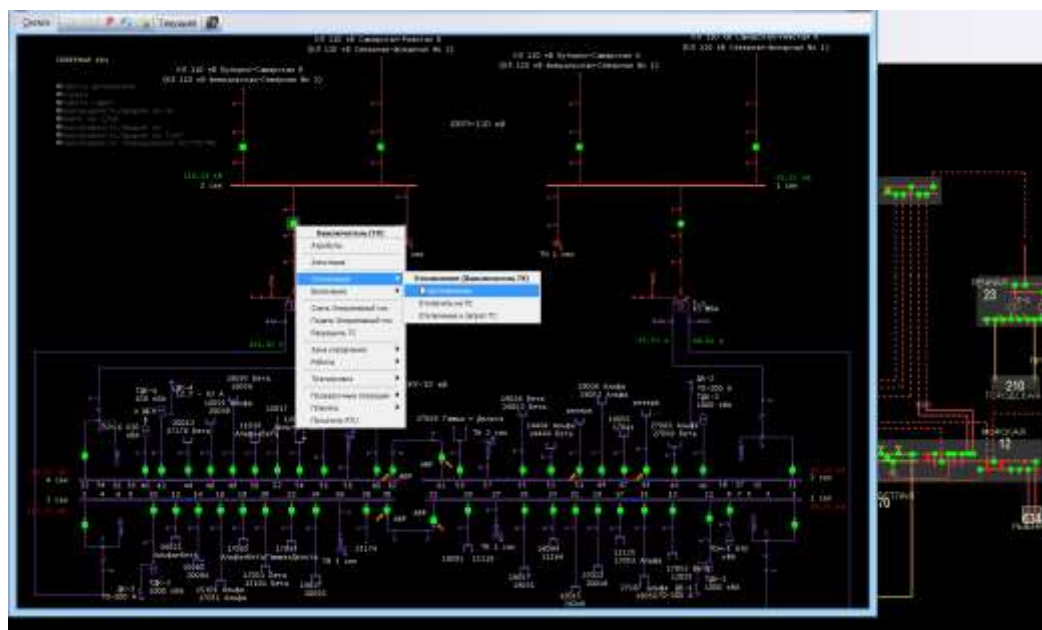


Рисунок 3.6 - Інтерфейс АРМ диспетчера PowerOn Advantage ADMS

Диспетчер отримує уніфіковані інструменти перегляду всіх повідомлень про будь-які відхилення від нормального стану мережі будь-якого рівня напруги в режимі реального часу на єдиної, цілісної схемі мережі, без необхідності вручну вносити сигнали, інциденти та аварії.

На другому етапі впроваджуються розширені модулі системи ADMS, що забезпечують інтелектуальні перемикання і управління відновленням при непланових відключеннях (аваріях та інших перебоях електропостачання):

—Управління перемиканнями. Будь-яка зміна комутаційного пристрою - будь то телекерованого або ручне - емулюється в системі і його наслідки і вплив на всю мережу прораховуються і візуалізуються. Кожна дія перевіряється на відповідність корпоративним/галузевим нормативно-правовим документам і техніці безпеки. Дії диспетчера, що не відповідають вимогами підприємства або впливають на безпеку робіт, які можуть виконуватися на інших ділянках мережі, не будуть дозволені. Якщо всі операції пройшли необхідні перевірки, модуль може автоматично формувати наряди на перемикання разом з необхідними регламентами та документацією з техніки безпеки, прийнятими на підприємстві. Виконання всіх операцій в системі фіксується в оперативному журналі, при цьому операції згруповані за приналежністю до роботи або заявці на перемикання.

—Планування перемикань. Сучасні системи ADMS дозволяють повністю виключити паперовий документообіг, надаючи інтерфейс для створення програм і бланків перемикань (як типових, так і разових). Всі програми перевіряються на перетин з уже запланованими роботами на предмет конфліктів і порушень техніки безпеки. Всі роботи і програми - планові та позапланові - ведуться і відображаються на єдиній схемі мережі. Актуальна інтеграція систем АСДУ з ПК «Заявки», яка підтримується в PowerOn Advantage.

—Управління відключеннями. Інтегрована система управління відключеннями (OMS), яка функціонує на базі єдиної схеми мережі. Забезпечує управління інцидентами (аварійними відключеннями) на підставі самої актуальної інформації, координацію інцидентів і управління оперативно-виїзними бригадами. Всі перемикання, необхідні для відновлення

електропостачання, створюються, тестуються і виконуються в єдиній системі без необхідності ручного введення в різні вікна розрізнених систем.

На третьому етапі впроваджуються інтелектуальні модулі системи ADMS, що забезпечують підтримку прийняття рішень в режимі реального часу, визначення місць пошкодження в мережі, їх автоматичне ізолювання з вибором оптимальної схеми реконфігурації мережі для безпечного відновлення електропостачання відключених споживачів з мінімальним впливом на інші ділянки розподільної мережі. При цьому враховуються як поточне навантаження, так і стан мережі. Дані функції можливі при наявності сучасного обладнання і телекерованих пристроїв для визначення місць пошкодження в мережі. На даному етапі можуть бути впроваджені модулі по оптимізації розподільної мережі за рівнем напруги і компенсації реактивної потужності (IVVC Integrated Volt Var Control) при наявності відповідного обладнання і пристроїв в мережі. Функції даного етапу наведені на рис.3.7.

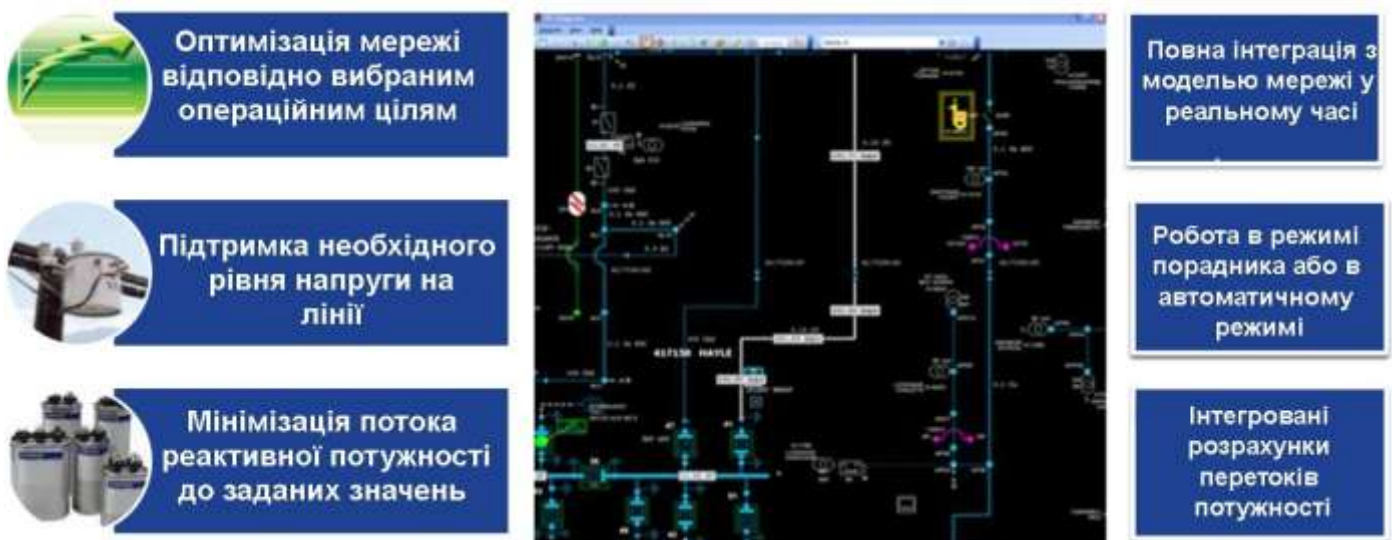


Рисунок 3.7 - Функції оптимізації мережі IVVC

Системи розрахунку електричних режимів дозволяють, використовуючи єдину модель мережі АСДТУ PowerOn Advantage ADMS, моделювати навантаження кожного елемента мережі в режимі часу, близькому до реального. Завдяки цьому можна збільшувати коефіцієнт використання обладнання і уникати перевантаження устаткування. Також, розрахунки режиму електричної мережі дозволяють збільшити спостережність тих об'єктів, що не охоплені системами телемеханіки і на яких відсутній постійний оперативний персонал.

3.5. Варіант побудови ЦПС для реконструкції об'єкту

Одночасний перехід на цифрову передачу даних в рамках всього об'єкта є досить складним завданням. Для частково реконструйованих і розширюваних ПС пропонується комбіноване технічне рішення, яке забезпечує для нових і реконструйованих приєднань повний обсяг функцій АСУ ТП, а для існуючих приєднань – функції СЗПІ (збір дискретних сигналів і вимірювання з прямим введенням).

Перехід до цифрової підстанції відбувається поетапно. На першому етапі встановлюються мікропроцесорні системи захисту з урахуванням вимог стандарту IEC 61850.

Між собою пристрої обмінюються даними по шині процесу, аналогічно відбувається і обмін інформацією з первинними перетворювачами дискретних і аналогових сигналів:

- дискретна інформація по протоколу IEC 61850-8-1 (GOOSE);
- аналогова інформація по протоколу IEC 61850-9-2 (SV).

При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою GOOSE-повідомлень для пристроїв в мережах високої напруги. Для середньої напруги передачу даних можна залишати без змін і виконувати її по контрольному кабелю при здійсненні передачі даних в АСУ ТП відповідно до рекомендацій IEC 61850. У разі

поетапного переходу пристрої РЗА на об'єкті необхідно встановлювати з підтримкою класичної та цифрової схеми вимірювань.

На другому етапі здійснюється: заміна або додаткове установлення нових вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для цифрової ПС можуть використовуватися оптичні датчики струму і напруги на основі магніточутливого оптоволокна. При реконструкції ПС допускається використовувати вимірювальні ТС і ТН з аналоговим виходом з використанням цифрових перетворювачів при відповідному економічному обґрунтуванні переходу. Дискретні виходи, які призначено для передачі команд управління на приводи комутаційних апаратів, залишаються задіяними для дублювання цифрової передачі під час управління.

На останньому етапі здійснюються заміна первинного обладнання енергооб'єкта, а також модернізація інших систем: щитків власних потреб (ЩВП), впроваджуються системи діагностики первинного обладнання тощо.

У разі модернізації існуючої підстанції, заміни її силового обладнання для збору «оцифрування» її первинної інформації застосовують виносні шафи ПЗО (пристрої зв'язку з об'єктом). При цьому виносні ПЗО, крім плат дискретного введення/виведення, містять плати прямого аналогового виведення даних (1/5 А), які дозволяють збирати, оцифровувати і видавати відповідно до протокола IEC 61850-9-2 дані, які надходять від ТС і ТН.

У подальшому повна або часткова заміна первинного обладнання, у тому числі і вимірювальних електромагнітних трансформаторів на оптичні, не призводитиме до зміни рівня приєднання та підстанційного рівня. У разі використання КРУЕ існує можливість суміщення функцій виносного ПЗО, аналогового мультипроцесора Merging Unit і контролера приєднання. Таке суміщення пристроїв, які встановлюються в шафі керування КРУЕ, дозволяє оцифровувати всю вихідну інформацію (аналогову або дискретну), а також виконувати функції контролера приєднання та резервного місцевого управління.

Силові обладнання оснащуються набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУ ТП без використання дискретних входів і датчиків 4-20 мА. Сучасні КРПЕ (Комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРПЕ дозволяють встановлювати виносні ПЗО для збору дискретних сигналів. Установка цифрових датчиків в КРПЕ проводиться на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

З появою стандарту ІЕС 61850 ряд виробників почали випускати відповідну продукцію для ЦПС. Сьогодні у світі реалізовано цілий ряд проектів, пов'язаних із застосуванням зазначеного стандарту, які показали переваги цієї технології.

Висновок до розділу

Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

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, 702 - 703 та Носківці (вузол 7) - 703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Носківці (вузол 7).
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ «Чернятин - Жмеринка» та «Слобода Межирівська - Чернятин» (вузол 12).

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	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора 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 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 4.3 – 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	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

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

$$K_{\text{ЛЕП}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22,2 = 25\,692,807 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 166\,493,182 + 25\,692,8 = 192\,185,989 \text{ (тис.грн.)}.$$

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:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{п}} = (K_{\text{п/ст}} \cdot P_{\text{п}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

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

$$B_{\text{л1}} = (25\,692,807 \cdot 0,3)/100 = 77,078 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п1}} = (166\,493,182 \cdot 3)/100 = 4994,795 \text{ (тис.грн.)};$$

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, 702-703, 703-7 П/ст: 701, 702, 703	+1320	+30	8,54

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 77,078 + 4994,795 + 8,54 \cdot 1,65 = 5085,965 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 33,1 \cdot 5400 = 178740 \text{ МВт·год};$$

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

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 178740 - 5085,965 = 30304,555 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,158$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,158 = 6,3 \text{ років.}$$

Таблиця 4.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	31,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	178 740
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	192 185,989
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	8,54
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,33
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1691,76
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	39,35

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 (6,3) підтверджують ефективність.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Особливістю цифрових підстанцій є використання інформаційних технологій, що дає можливість перейти до автоматизованого проектування ЦПС, керованих цифровими інтегрованими системами.

Передбачається, що мережі «smart grid» з необслуговуваними підстанціями буде інтегровано «інтелектуальні» трансформатори, та застосована автоматика для діагностики та управління комутаційним обладнанням. Інтелектуальні трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (масла, активної частини, введів, системи охолодження, технологічних захистів, РПН), самодіагностику і видачу рекомендацій що до подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Такі засоби зменшують ймовірність виникнення надзвичайних ситуацій на підстанціях.

5.1. Технічні характеристики об'єкта

Загальна площа комплектної трансформаторної підстанції становить - 5600м². Склад та характеристика проектованої підстанції ТП 110/35/10 занесені в табл.

5.1

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики обладнання

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
1	2	3
-Роз'єднувачі	Тип	РНДЗ-110/1000 У1
	Напруга	110
-Роз'єднувачі	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	100А
	Тип	РДЗ-35/2000 УХЛ1
	Напруга	35
	Номінальний струм	2000 А
	Наскрізний струм КЗ	80А

Закінчення табл. 5.1

1	2	3
-Вимикачі	Тип	GL-312F1
	Напруга 110 кВ	
	Струм	2500 А
	Струм відключення	40 кА
	Тип	ОНВ 40.12.25
	Напруга	35 кВ
	Струм	2550 А
	Струм відключення	25 кА
	Тип	ВМП 10/600
	Напруга	10 кВ
	Струм	600 А
	Струм відключення	20 кА
-Трансформатори струму	Тип	GIF-123
	Напруга	110 кВ
	Струм	1000/5 А
	Тип	GIF-38
	Напруга	35 кВ
	Струм	600/5 А
-Трансформатор напруги	Тип	НКФ-110-III У1
	Напруга	10 кВ
	Гранична потужність	2000 ВА
	Тип	DNT SM-36
	Напруга	35
	Гранична потужність	200 ВА
	Тип	НКФ-110-83У1
	Напруга	110
	Гранична потужність	400

5.2. Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників

Для виконання ремонтних робіт працівники мають мати 4 групу допуску з електробезпеки. Всі роботи виконуються за нарядом-допуском. Показники умов праці наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Показники умов праці

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників бригади	Кількість Група з електробезпеки	7 IV
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Площа Постійне чи тимчасове	Відкрите 5600 м ² Тимчасове
Розташування робочого місця	На поверхні земліНа висоті	На поверхні землі Висота до 6 метрів
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	Від -15 до 30 С 65-75 % 3-4 м/с
Важкість праці	Статичні та динамічні навантаження, положення виконання робіт Напруженість органів чуття:	2 категорія важкості положення стоячи 30% робочого часу
Зовнішнє освітлення	Природне та штучне Вид світильників Потужність джерел Рівень освітленості	Прожектори ЖО-04В- 1000-71 400 Вт 300 лк

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники, які виникають у ході виконання ремонтних робіт, представлені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	110 кВ	6 В
Струм	839 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	8 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	4,2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	115 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії	

Технічні та організаційні заходи впроваджують для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників, наведено у табл. 5.4.

Таблиця 5.4. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робота струмопровідних частин	Керамічні. полівінілхлорид. $R = 10^{15}$ Ом, $\operatorname{tg} \delta = 0,02$
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Попереджувальна сигналізація, написи, плакати	Попередження небезпеки	Показчики напруги та знеструмлених частин
Організаційні заходи з електробезпеки		
Заземлюючі пристрої	Робота без напруги	Заземлення струмопровідної частини
Пристрої захисного відключення ЕУ		Відключення ЕУ дід напруги при надзвичайних ситуаціях
Захист від коротких замикань і перенапружень	РЗА, ОПН, розрядники	Обмеження КЗ, та перенапруг
Грозозахисні пристрої	Щогли	Захист від ударів блискавки

5.3. Аналіз імовірних небезпек та ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Під час ремонтних робіт основними небезпечними чинниками є небезпека праці з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ПС (ізоляторів, струмопровідних жил, і т. д.). Для захисту від уражень електричним струмом монтажники повинні, упевнитися у заземленні та знеструмленні ЕУ,

використовувати сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски.

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2х2 м – 1 шт., гаки – 2 шт., ломи – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

Перелік основних джерел небезпек та електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.5-5.6.

Таблиця 5.5 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки	Небезпеки
Ураження електричним струмом	Пробій інструментів	Несправне заземлення	Ураження персоналу
Електромагнітне поле	Поле струмопровідної частини, трансформатор		Несправності обладнання
Падіння з висоти	Не виконання техніки безпеки		Ураження персоналу
Загорання горючих матеріалів	Порушення нормального режиму роботи		Життю персоналу
Розлив маса	Механічне ушкодження		Виникнення пожежі
Витік електричного струму	Втрата властивостей установок		Хімічне забруднення
Важкість. Пов'язана з вагою елементів КТП	Статичні і динамічні навантаження		Хімічне забруднення
			3 категорія важкості

Перелік електрозахисних засобів для роботи на підстанції наведені в табл.5.6.

Таблиця 5.6. Перелік електрозахисних засобів

Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Діелектричні рукавички, спецодяг, каска	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - щод 6 місяців
Ізольовальні кліщі,	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці
електровимірювальні кліщі, сигналізатори напруги	Визначення потенціалу струмопроводу	0,4-110 кВ Раз у 24 місяці
Захисне заземлення,	Виконання робіт	Заземлення елементів

Під час виконання ремонтних робіт необхідно дотримуватись вимог НАПБА01.001-2014 "Правила пожежної безпеки.

На території підстанції повинен бути пожежний щит з нормативним набором засобів пожежогасіння: вогнегасники- 2 шт., негорюча повсть 2х2 м – 1 шт., гаки – 2 шт., лом – 1 шт., лопати – 2 шт., сокири – 1 шт., поряд повинні бути ящики з піском та бочка з водою. Вогнегасники повинні бути пінні чи водяні місткістю 10 л або порошкові місткістю 5 л. Бочка для води має мати місткість 200 л та укомплектована пожежним відром 8 л. Ящик для піску повинен бути місткістю 0,5 м³ та укомплектований совковими лопатами.

5.4. Дія програмного устаткування під час надзвичайних ситуацій на цифровій підстанції

Єдина база даних PowerOn DMS і OMS забезпечує підвищену надійність управління мережею і безпеку виконання перемикачів, уніфікацію інтерфейсів і призначених для користувача форм, зручність роботи диспетчера, зводить до мінімуму час на збір звітної інформації про надзвичайні ситуації.

Досягається це за рахунок того, що всі користувачі системи - від диспетчера і майстра оперативно-виїзної бригади (ОВБ) до співробітника

контакт-центру оперують з одними і тими ж даними, які обробляються в одній базі даних і візуалізуються на єдиній схемі мережі.

В системі за замовчуванням налаштовані блокування безпеки, які дозволяють контролювати (тобто математично моделювати) поточний стан секцій електричної мережі і не допускати певні дії, такі як:

- заземлення небезпечного ділянки мережі;
- подача напруги на заземлену ділянку мережі.

При цьому в системі PowerOn Advantage для забезпечення безпечного виконання ремонтних робіт різняться такі стану електричної мережі:

- під напругою;
- без напруги - відсутній електричний зв'язок з джерелами напруги;
- схема розібрана – на ділянці з усіх можливих сторін подачі напруги існує видимий розрив, і допустиме виконання робіт ОВБ;
- частково заземлена зона – на ділянці встановлені заземлення, але не з усіх можливих сторін подачі напруги. Заземлення можуть бути подані як стаціонарними заземлювальними ножами, так і переносними заземлювачами в точках схеми мережі.
- повністю заземлена зона – встановлені заземлення з усіх можливих сторін.

Диспетчеру на робочому екрані в реальному часі показується сповіщення про вихід з ладу обладнання, зображено на рис. 5.1. Що в подальшому передається оперативно-виїзній бригаді (ОВБ), і ремонту несправності.

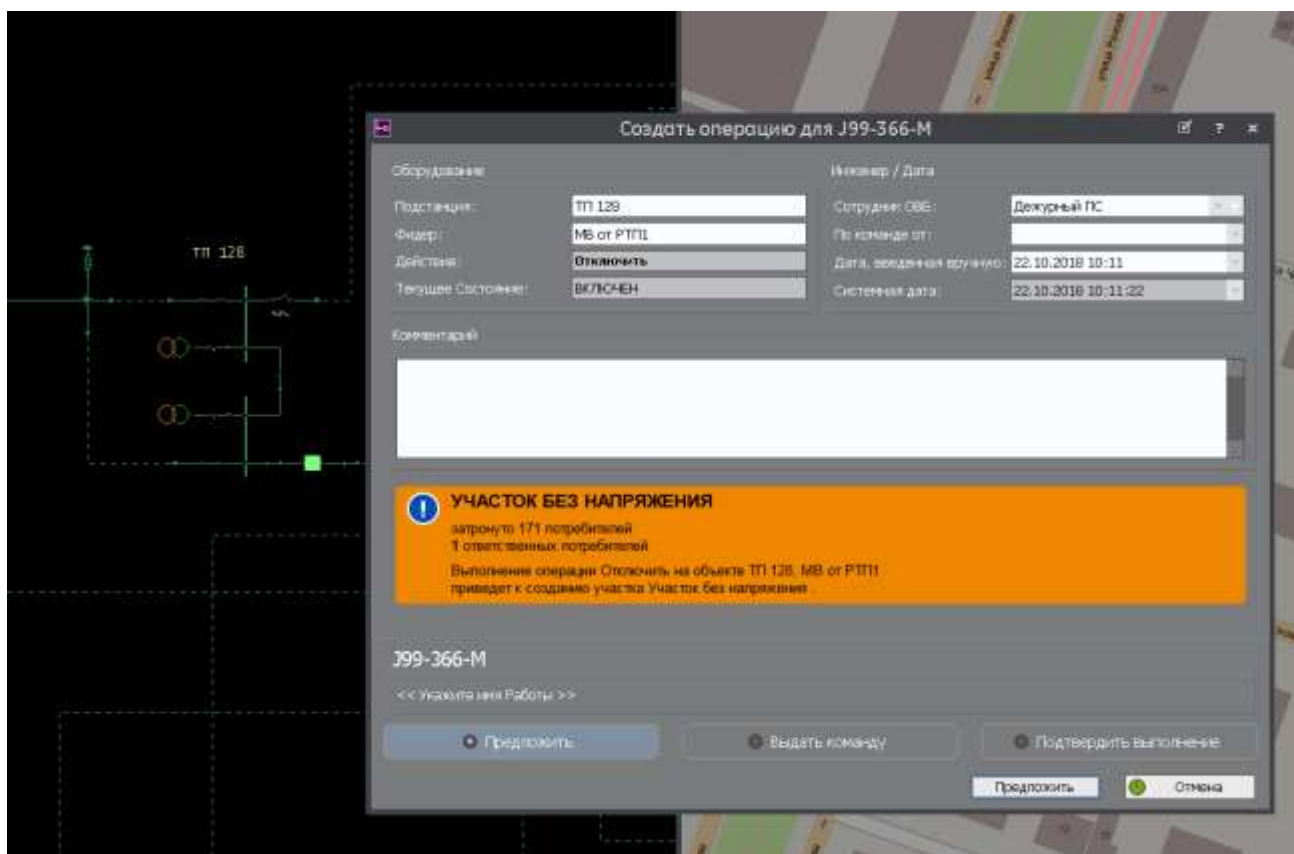


Рис.5.1 - Робочі екрани АРМа диспетчера PowerOn Advantage ADMS

В системі за замовчуванням налаштовані блокування безпеки, які дозволяють контролювати (тобто математично моделювати) поточний стан секцій електричної мережі і не допускати певні дії, такі як:

- заземлення небезпечної ділянки мережі;
- подача напруги на заземлену ділянку мережі.

При цьому в системі PowerOn Advantage для забезпечення безпечної виконання ремонтних робіт різняться такі стани електричної мережі:

- під напругою;
- без напруги - відсутній електричний зв'язок з джерелами напруги;
- схема розібрана – на ділянці з усіх можливих сторін подачі напруги існує видимий розрив, і допустиме виконання робіт ОББ;
- частково заземлена зона – на ділянці встановлені заземлення, але не з усіх можливих сторін подачі напруги. Заземлення можуть бути подані як

стаціонарними заземлювальними ножами, так і переносними заземлювачами в точках схеми мережі.

- повністю заземлена зона – встановлені заземлення з усіх можливих сторін.

Графічне відображення відповідного стану елементів електричних з'єднань (ЛЕП, ошиновки) налаштовується адміністратором системи і може бути сконфігуровано за результатами запитів замовника. При цьому в системі існують базові правила безпеки (які можуть бути розширені при реалізації проекту):

- не можна встановити заземлення на ділянку електричної мережі, якщо схема в цьому ділянці не розібрана
- не можна подати напругу на частково заземлений або повністю заземлений ділянку мережі.

Додатково система розрізняє стан нормальної схеми (як для трифазних ділянок мережі, так і для ділянок з пофазним моделюванням):

- нормальний стан;
- відхилення від нормального – Паралельне живлення;
- відхилення від нормального – живлення за ненормальною схемою;
- зворотне живлення.

У даному розділі було розглянуто основні заходи для зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів які можуть виникнути під час виконання ремонтних робіт на цифровій підстанції. Було визначено небезпечні та шкідливі чинники на робочому місці – робота з струмопровідними частинами підстанції, підйом важких елементів ТП. Рівень важкості праці визначено II ступеня. Робота на поверхні та на рівні до 6 метрів над землею. Умови праці визначено шкідливими II категорії.

Особливістю «розумних» мереж є швидкість реагування та збір інформації про пошкодження, для подальшого його усунення. Програмний комплекс інформує робітників про стан обладнання (заземлення установок, ділянки під

напругою), що зменшує виникнення небезпечних ситуацій підчас ремонтних робіт.

Роботи виконується за нарядом допуску. Кваліфікація працівників складає IV групу з електробезпеки. Для безпеки монтажників вибрано: сигналізатори напруги, електровимірювальні кліщі, спец одяг та захисні каски. Вибрані заходи і засоби уникнення пожежі на підстанції.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі 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 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС 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 – 8,54 МВт при сумарній активній потужності генерації 178,740 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 1 рік складає 192 276,76 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.158)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6.3 років.

Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

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. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
8. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
9. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
10. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
11. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
12. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;

13. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
14. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
15. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
16. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
17. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
18. Сокол Е.И. Сетецентрическое диспетчерское управление в электроэнергетике / Сокол Е.И., Гриб О.Г., Белов Н.С., Гапон Д.А., Шевченко С.Ю. // Вестник Национального технического университета «Харьковский политехнический институт»: «Проблемы автоматизированного электропривода Теория и практика» – Харьков: НТУ «ХПИ», 2014. – № 12 (1121). – С.23-29.
19. Richards S., Alstom Grid, UK, Pavaiya, N., Omicron Electronics, Boucherit, M. and Ferret, P., Alstom Grid, France, Diemer P., Energinet.dk, Denmark New World. PAC World Magazine. June 2014.
20. IEC 61850, “Communication networks and system in substations”, Ed.1, 2003.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Борсуковський С. О.
(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

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових
підстанцій»

08-21.МКР.015.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Борсуковський С. М.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) оптимізація управління реактивною потужністю має важливе значення для ефективності та надійності електроенергетичних систем. Генерація реактивної потужності призводить до зниження загальних витрат на виробництво, але має відчутний вплив на загальні витрати електроенергії через зменшення втрат під час транспортування електроенергії.

Виникнення нових ринкових відносин у галузі енергетики та необхідність державного регулювання цих відносин для забезпечення напрямків енергозбереження з метою підвищення якості та надійності електропостачання, призвело до встановлення відповідних нормативів щодо впровадження цифрових підстанцій.

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 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 оптимізацією потоків реактивної потужності;

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 роботи з сонячними фотоелектричними станціями 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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 95 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 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 40 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	18,3	7,1	14,8
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	95	94	96	99	98	99	100

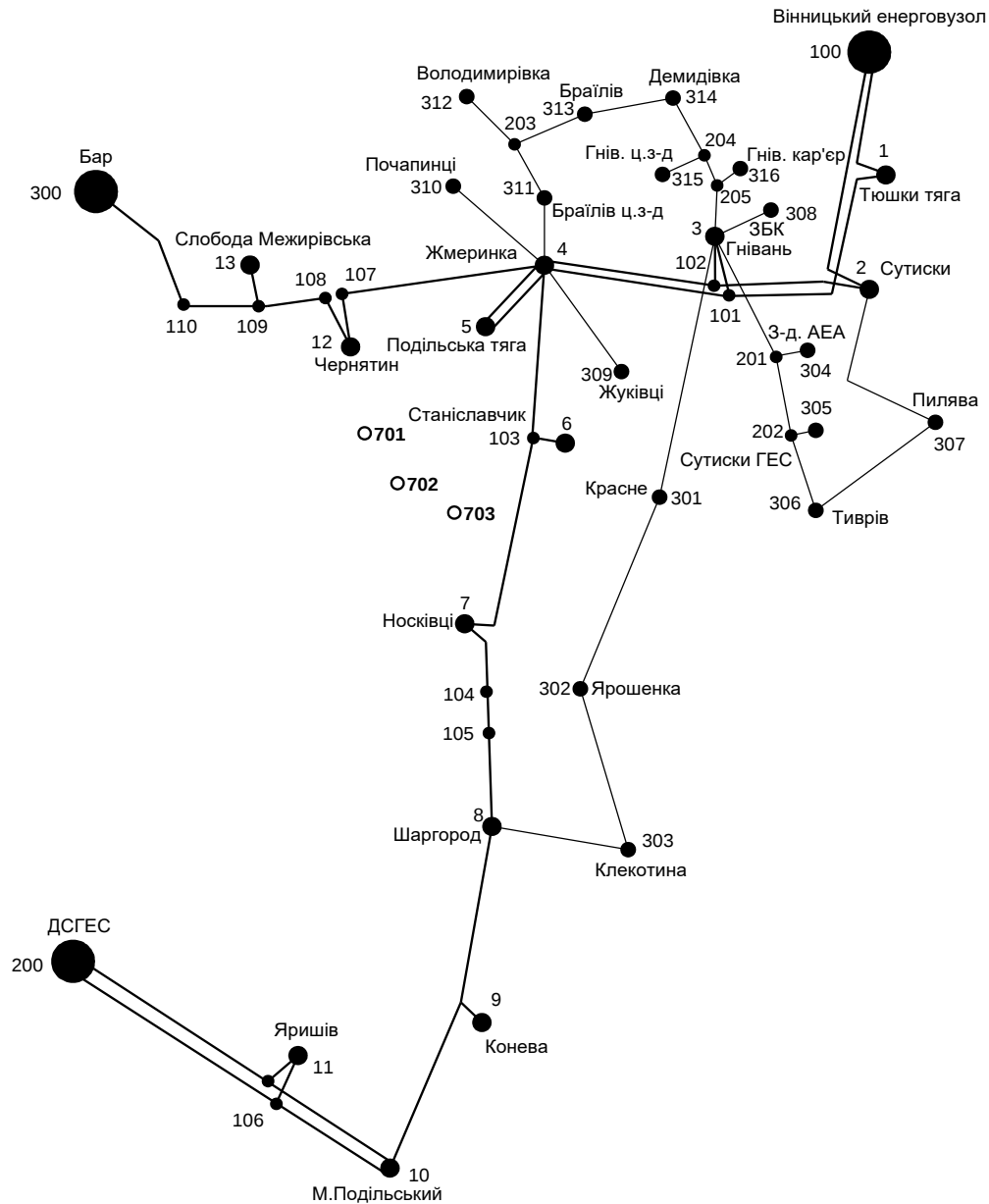


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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_N , 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 РЕЖИМУ

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

204		0.000	0.000	28.292	-13.48
315	ГНІВАНЬ Ц. З.	0.000	0.000	28.114	-13.59
205		0.000	0.000	28.381	-13.41
316	ГНІВАНЬ КАР'ЄР	0.000	0.000	28.377	-13.41
3001		0.000	0.000	116.812	-2.16
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13
1001		8.800	4.750	11.163	-2.11
30011		0.000	0.000	116.717	-2.09
20011		0.000	0.000	39.075	-2.09
10011		8.800	4.750	10.775	-5.15
3002		0.000	0.000	97.019	-9.59
2002		0.000	0.000	32.330	-9.46
1002		3.500	1.790	9.108	-11.32
3003		0.000	0.000	91.331	-9.73
2003		0.000	0.000	28.727	-13.16
1003		7.800	4.420	5.228	-9.64
30033		0.000	0.000	103.979	-3.01
20033		0.000	0.000	34.811	-3.01
10033		7.800	4.420	9.790	-4.41
3004		0.000	0.000	86.880	-13.65
2004		0.000	0.000	28.878	-13.39
1004		4.000	2.270	8.065	-16.15
30044		0.000	0.000	103.043	-3.08
20044		0.000	0.000	34.497	-3.08
10044		4.000	2.270	9.846	-3.05
3005		0.000	0.000	101.022	-4.44
2005		0.000	0.000	24.156	-4.44
1005		17.000	9.180	9.452	-6.50
1006		4.300	2.200	9.673	-4.53
1007		2.100	1.020	9.743	-3.88
3008		0.000	0.000	98.297	-6.83
2008		0.000	0.000	32.875	-6.80
1008		10.200	5.780	9.183	-8.90
1009		1.200	0.610	9.575	-1.34
30088		0.000	0.000	102.746	-2.93
20088		0.000	0.000	34.398	-2.93
10088		4.300	2.080	9.753	-3.72
30055		0.000	0.000	101.022	-4.44
20055		0.000	0.000	24.156	-4.44
10055		17.000	9.180	9.452	-6.50
30010		0.000	0.000	104.724	-3.46
20010		0.000	0.000	35.060	-3.46
10010		3.800	2.150	9.829	-5.07
3001010		0.000	0.000	104.724	-3.46
2001010		0.000	0.000	35.060	-3.46
1001010		3.800	2.150	9.829	-5.07
3001111		0.000	0.000	107.280	-2.07
2001111		0.000	0.000	35.916	-2.07
1001111		3.800	2.150	10.252	-2.05
10012		3.200	1.730	10.021	-2.88
10013		2.400	1.230	9.982	-3.28
100301		0.900	0.510	8.762	-13.95
100302		0.900	0.510	9.027	-12.53
100303		0.600	0.310	9.355	-10.71
100304		1.300	0.700	8.669	-15.71
100305		1.300	0.700	8.674	-15.69
100306		0.900	0.460	9.048	-13.55
100307		0.900	0.460	9.511	-12.28
100308		0.700	0.340	8.927	-13.93
100309		1.400	0.790	8.716	-15.80
100310		1.400	0.790	8.461	-16.74
100311		0.800	0.430	8.629	-15.58
100312		3.000	1.450	8.127	-19.36
100313		3.000	1.450	8.155	-19.30
100314		1.600	0.910	8.306	-17.48
100315		1.600	0.910	8.390	-17.16
100316		1.200	0.610	8.797	-14.61
100301301		1.100	0.620	8.708	-14.38
100303303		1.500	0.890	9.224	-11.66
100304304		1.400	0.720	8.654	-15.94
100306306		1.400	0.720	8.963	-14.30
100308308		0.800	0.390	8.917	-14.03
100309309		1.000	0.540	8.797	-15.16
100313313		1.000	0.540	8.510	-15.74
100315315		2.200	1.130	8.249	-18.63

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	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.: 194.654 МВт / 1705.169 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 184.660 МВт / 1617.622 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.780 МВт / 33.601 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.780 МВт / 33.601 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.492 МВт / 4.312 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.794 МВт / 7.750 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.287 МВт / 12.063 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 10.067 МВт / 45.664 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-96.702	-90.838	105.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	104.551	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	102.246	-0.68
101		0.000	0.000	101.361	-0.89
102		0.000	0.000	101.113	-0.95
3	Гнівань	0.000	0.000	101.041	-0.96
4	Жмеринка	0.000	0.000	99.172	-1.50
5	Подільська тяга	0.000	0.000	98.686	-1.61
103		0.000	0.000	98.984	-1.65
6	Станіславчик	0.000	0.000	98.871	-1.68
7	Носківці	0.000	0.000	99.004	-1.73
104		0.000	0.000	98.865	-1.78
105		0.000	0.000	98.815	-1.80
8	Шаргород	0.000	0.000	98.448	-1.90
9	Конева	0.000	0.000	101.797	-1.14
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	102.972	-0.87
106		0.000	0.000	104.152	-0.44
11	Яришів	0.000	0.000	104.151	-0.45
200	Дністровська ГЕС	-33.069	-13.621	105.000	0.00
107		0.000	0.000	100.455	-1.14
12	Чернятин	0.000	0.000	100.475	-1.13
108		0.000	0.000	100.542	-1.11
109		0.000	0.000	100.548	-1.11
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	100.544	-1.11
110		0.000	0.000	104.361	-0.30
300	Бар	-57.383	-33.187	105.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	25.710	-14.13
302	Ярошенка	0.000	0.000	26.722	-12.52
303	Клекотина	0.000	0.000	27.629	-11.10
201		0.000	0.000	25.656	-15.26
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	25.653	-15.26
202		0.000	0.000	25.672	-15.23
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	25.670	-15.23
306	Тиврів	0.000	0.000	26.351	-14.36
307	Пилиава	0.000	0.000	28.249	-12.46
308	ЗБК	0.000	0.000	25.609	-15.66
309	Жуківці	0.000	0.000	25.386	-16.20
310	Почапинці	0.000	0.000	24.923	-16.21
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	24.903	-16.44

203		0.000	0.000	24.569	-16.64
312	Володимирівка	0.000	0.000	24.281	-16.75
313	Браїлів	0.000	0.000	24.397	-16.71
314	Демидівка	0.000	0.000	24.682	-16.40
204		0.000	0.000	25.215	-15.93
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	25.011	-16.07
205		0.000	0.000	25.322	-15.85
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	25.317	-15.86
3001		0.000	0.000	111.139	-2.39
2001		0.000	0.000	26.564	-2.35
1001		8.800	4.750	10.620	-2.33
30011		0.000	0.000	111.041	-2.31
20011		0.000	0.000	37.175	-2.31
10011		8.800	4.750	10.209	-5.71
3002		0.000	0.000	89.773	-11.22
2002		0.000	0.000	29.886	-11.06
1002		3.500	1.790	8.400	-13.26
3003		0.000	0.000	83.287	-11.33
2003		0.000	0.000	25.731	-15.55
1003		7.800	4.420	4.765	-11.23
30033		0.000	0.000	98.161	-3.43
20033		0.000	0.000	32.863	-3.43
10033		7.800	4.420	9.223	-5.01
3004		0.000	0.000	77.671	-16.26
2004		0.000	0.000	25.772	-15.91
1004		4.000	2.270	7.151	-19.41
30044		0.000	0.000	96.860	-3.64
20044		0.000	0.000	32.427	-3.64
10044		4.000	2.270	9.254	-3.60
3005		0.000	0.000	94.631	-5.19
2005		0.000	0.000	22.628	-5.19
1005		17.000	9.180	8.825	-7.54
1006		4.300	2.200	9.098	-5.22
1007		2.100	1.020	9.205	-4.43
3008		0.000	0.000	91.958	-7.87
2008		0.000	0.000	30.749	-7.83
1008		10.200	5.780	8.559	-10.25
1009		1.200	0.610	9.099	-1.50
30088		0.000	0.000	97.114	-3.31
20088		0.000	0.000	32.512	-3.31
10088		4.300	2.080	9.210	-4.20
30055		0.000	0.000	94.631	-5.19
20055		0.000	0.000	22.628	-5.19
10055		17.000	9.180	8.825	-7.54
30010		0.000	0.000	99.315	-3.84
20010		0.000	0.000	33.249	-3.84
10010		3.800	2.150	9.300	-5.63
3001010		0.000	0.000	99.315	-3.84
2001010		0.000	0.000	33.249	-3.84
1001010		3.800	2.150	9.300	-5.63
3001111		0.000	0.000	102.082	-2.29
2001111		0.000	0.000	34.175	-2.29
1001111		3.800	2.150	9.754	-2.26
10012		3.200	1.730	9.342	-3.65
10013		2.400	1.230	9.302	-4.10
100301		0.900	0.510	7.815	-16.49
100302		0.900	0.510	8.145	-14.70
100303		0.600	0.310	8.534	-12.45
100304		1.300	0.700	7.683	-18.75
100305		1.300	0.700	7.689	-18.72
100306		0.900	0.460	8.121	-16.00
100307		0.900	0.460	8.658	-14.42
100308		0.700	0.340	7.973	-16.52
100309		1.400	0.790	7.690	-18.98
100310		1.400	0.790	7.391	-20.22
100311		0.800	0.430	7.594	-18.67
100312		3.000	1.450	6.996	-23.67
100313		3.000	1.450	7.037	-23.57
100314		1.600	0.910	7.234	-21.12

100315	1.600	0.910	7.346	-20.66
100316	1.200	0.610	7.819	-17.37
100301301	1.100	0.620	7.753	-17.03
100303303	1.500	0.890	8.389	-13.60
100304304	1.400	0.720	7.666	-19.05
100306306	1.400	0.720	8.025	-16.94
100308308	0.800	0.390	7.962	-16.64
100309309	1.000	0.540	7.783	-18.16
100313313	1.000	0.540	7.464	-18.85
100315315	2.200	1.130	7.174	-22.59
701	19.330	9.900	99.786	-1.45
702	-7.500	-4.050	99.563	-1.53
703	15.630	8.860	99.186	-1.69

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	58.769	56.813	58.614	56.470	0.154	0.342	0.449	0.449
1	101	43.277	39.211	42.475	37.434	0.798	1.770	0.322	3.202
101	3	21.859	20.828	21.817	20.735	0.042	0.093	0.172	0.322
3	102	-3.321	-5.383	-3.323	-5.387	0.002	0.004	-0.036	-0.072
102	2	-24.987	-22.970	-25.157	-23.346	0.169	0.375	-0.193	-1.140
2	100	-37.331	-32.690	-37.934	-34.026	0.600	1.330	-0.280	-2.761
2	3002	12.158	9.601	12.037	6.335	0.121	3.253	0.087	14.182
3002	2002	8.528	4.380	8.468	4.380	0.060	0.000	0.062	0.443
2002	307	8.468	4.394	8.104	3.956	0.363	0.437	0.184	1.748
307	306	7.195	3.465	6.815	3.008	0.378	0.455	0.163	2.056
306	202	4.497	1.688	4.405	1.578	0.091	0.110	0.105	0.757
202	201	3.087	0.757	3.085	0.755	0.001	0.002	0.071	0.018
201	2003	0.347	-0.933	0.343	-0.937	0.004	0.004	0.022	-0.038
2003	301	-1.085	0.988	-1.108	0.960	0.023	0.028	-0.033	-0.143
301	302	-3.131	-0.300	-3.245	-0.403	0.113	0.102	-0.071	-1.153
302	303	-4.154	-0.948	-4.269	-1.086	0.115	0.138	-0.092	-1.027
303	2008	-6.388	-2.397	-6.945	-3.068	0.555	0.668	-0.142	-3.349
3008	2008	6.956	3.031	6.945	3.031	0.010	0.000	0.048	0.104
8	3008	17.242	11.916	17.175	9.397	0.067	2.509	0.123	7.300
8	105	-4.634	-2.618	-4.647	-2.636	0.012	0.018	-0.031	-0.373
105	104	-4.647	-2.393	-4.649	-2.396	0.002	0.003	-0.030	-0.051
104	7	-4.649	-2.277	-4.653	-2.284	0.005	0.007	-0.030	-0.142
7	103	-2.194	2.005	-2.197	2.001	0.003	0.004	-0.017	0.016
103	4	-6.529	-0.229	-6.540	-0.246	0.012	0.017	-0.038	-0.195
4	107	-17.528	-7.795	-17.705	-8.008	0.176	0.212	-0.111	-1.297
107	12	-17.705	-7.813	-17.707	-7.817	0.002	0.004	-0.111	-0.020
12	108	-53.113	-29.623	-53.137	-29.665	0.023	0.042	-0.349	-0.068
108	109	-53.137	-29.660	-53.139	-29.663	0.002	0.003	-0.349	-0.006
109	110	-55.557	-30.939	-57.205	-32.922	1.642	1.975	-0.365	-3.830
110	300	-57.205	-32.686	-57.383	-33.187	0.177	0.498	-0.364	-0.640
12	701	32.186	19.904	32.075	19.589	0.111	0.313	0.217	0.702
701	702	12.757	9.840	12.742	9.800	0.014	0.040	0.093	0.227
702	703	20.238	13.974	20.199	13.866	0.038	0.108	0.142	0.384
703	7	4.579	5.180	4.575	5.167	0.005	0.013	0.040	0.184
4	101	-20.350	-16.598	-20.616	-17.188	0.265	0.587	-0.153	-2.211
4	102	-21.416	-17.472	-21.664	-18.022	0.247	0.548	-0.161	-1.962
4	3004	14.397	16.240	14.143	9.427	0.252	6.785	0.126	24.574
3004	2004	10.126	6.846	9.995	6.846	0.131	0.000	0.091	0.532
2004	311	6.079	4.360	5.912	4.159	0.166	0.200	0.167	0.899
311	203	5.104	3.679	5.048	3.612	0.055	0.067	0.146	0.344
203	313	1.957	1.613	1.946	1.599	0.012	0.014	0.059	0.175
313	314	-2.120	-0.978	-2.139	-1.001	0.019	0.023	-0.055	-0.313
314	204	-3.770	-2.116	-3.834	-2.192	0.064	0.076	-0.101	-0.568
204	205	-7.743	-4.848	-7.769	-4.880	0.026	0.031	-0.209	-0.112
205	2003	-8.977	-5.556	-9.092	-5.694	0.114	0.138	-0.240	-0.430
8	9	-16.957	-11.193	-17.380	-11.805	0.421	0.609	-0.119	-3.383
9	10	-18.604	-11.913	-18.761	-12.140	0.156	0.226	-0.125	-1.184
10	106	-26.432	-16.689	-26.609	-17.079	0.175	0.389	-0.175	-1.189
106	11	6.296	-2.577	6.296	-2.579	0.001	0.001	0.038	0.001

11	30011	2.448	-5.092	2.432	-5.511	0.016	0.417	0.031	-6.802
1	30011	7.504	8.613	7.486	7.949	0.018	0.661	0.063	4.696
30011	2001	0.226	-0.168	0.226	-0.169	0.000	0.000	0.001	-0.046
3001	2001	-0.226	0.169	-0.226	0.169	0.000	0.000	-0.001	0.046
1	3001	7.751	8.450	7.733	7.781	0.018	0.666	0.063	4.613
3001	1001	7.959	7.612	7.944	7.612	0.015	0.000	0.057	0.106
30011	1001	0.852	-2.865	0.850	-2.865	0.001	0.000	0.016	0.013
106	200	-32.905	-13.258	-33.069	-13.621	0.163	0.362	-0.196	-0.851
3003	2003	9.252	9.815	9.181	8.405	0.071	1.404	0.093	7.618
3	3003	17.272	20.714	17.078	14.232	0.193	6.456	0.154	19.364
316	100316	1.203	0.652	1.199	0.610	0.004	0.042	0.031	0.607
204	315	3.910	2.664	3.884	2.633	0.025	0.031	0.108	0.213
315	100315	1.628	1.107	1.599	0.909	0.028	0.197	0.045	2.161
315	100315315	2.253	1.503	2.199	1.129	0.054	0.372	0.062	2.957
314	100314	1.628	1.113	1.599	0.909	0.029	0.203	0.046	2.205
313	100313313	1.005	0.592	0.999	0.540	0.006	0.052	0.028	0.890
311	100311	0.806	0.475	0.799	0.430	0.006	0.045	0.022	0.993
3004	1004	4.017	2.581	3.997	2.269	0.020	0.311	0.035	4.050
4	30044	4.010	2.474	4.004	2.269	0.006	0.205	0.027	2.473
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	34.310	23.705	34.186	23.525	0.124	0.179	0.242	0.491
5	3005	17.062	11.637	17.026	10.116	0.036	1.515	0.121	4.404
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.026	10.116	16.989	9.174	0.036	0.938	0.121	2.779
5	30055	17.062	11.637	17.026	10.116	0.036	1.515	0.121	4.404
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.026	10.116	16.989	9.174	0.036	0.938	0.121	2.779
7	1007	2.107	1.149	2.099	1.019	0.009	0.129	0.014	3.007
8	30088	4.305	2.300	4.301	2.163	0.004	0.136	0.029	1.442
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.163	4.297	2.079	0.004	0.084	0.029	0.917
309	100309309	1.005	0.588	0.999	0.540	0.005	0.048	0.026	0.846
9	1009	1.200	0.619	1.199	0.610	0.000	0.010	0.008	0.381
2004	310	1.466	0.973	1.423	0.934	0.043	0.039	0.039	0.852
310	100310	1.421	0.938	1.399	0.790	0.021	0.148	0.039	1.863
13	10013	2.410	1.399	2.398	1.229	0.011	0.169	0.016	3.517
12	10012	3.209	1.921	3.198	1.729	0.011	0.192	0.021	2.987
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	4.749
203	312	3.091	2.007	3.058	1.978	0.032	0.029	0.086	0.289
312	100312	3.056	1.963	2.998	1.449	0.057	0.512	0.086	2.862
6	1006	4.317	2.556	4.297	2.199	0.020	0.356	0.029	4.098
313	100313	3.055	1.957	2.998	1.449	0.057	0.506	0.086	2.842
103	6	4.332	2.567	4.328	2.562	0.004	0.005	0.029	0.114
109	13	2.418	1.447	2.418	1.447	0.000	0.000	0.016	0.004
11	3001111	3.808	2.315	3.803	2.149	0.005	0.166	0.025	2.147
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	2.450	1.543	2.421	1.508	0.029	0.035	0.065	0.406
10	3001010	3.819	2.602	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.868
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	2.330
10	30010	3.819	2.602	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.868
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	2.330
3008	1008	10.219	6.366	10.194	5.776	0.025	0.587	0.075	3.032
303	100303	0.602	0.329	0.600	0.310	0.003	0.020	0.014	0.595
303	100303303	1.510	0.987	1.499	0.889	0.011	0.098	0.038	1.168
302	100302	0.907	0.560	0.899	0.510	0.007	0.051	0.023	1.019
301	100301	0.907	0.565	0.899	0.510	0.008	0.055	0.024	1.086
301	100301301	1.111	0.703	1.099	0.620	0.012	0.083	0.029	1.344
309	100309	1.410	0.889	1.399	0.790	0.011	0.099	0.038	1.241
205	316	1.208	0.679	1.208	0.678	0.000	0.000	0.032	0.005
3003	1003	7.827	4.417	7.795	4.417	0.031	0.000	0.062	0.222
2003	308	1.516	0.818	1.511	0.812	0.006	0.007	0.039	0.131
308	100308308	0.801	0.408	0.799	0.390	0.002	0.018	0.020	0.384
308	100308	0.701	0.353	0.700	0.340	0.001	0.014	0.018	0.334
201	304	2.739	1.695	2.739	1.695	0.000	0.000	0.072	0.003

304	100304304	1.418	0.852	1.399	0.720	0.019	0.132	0.037	1.691
304	100304	1.316	0.816	1.299	0.700	0.017	0.116	0.035	1.597
202	305	1.318	0.829	1.318	0.829	0.000	0.000	0.035	0.002
305	100305	1.316	0.815	1.299	0.700	0.017	0.115	0.035	1.596
306	100306	0.903	0.495	0.899	0.460	0.004	0.035	0.023	0.687
306	100306306	1.409	0.807	1.399	0.720	0.010	0.087	0.036	1.100
307	100307	0.906	0.503	0.899	0.460	0.006	0.043	0.021	0.901
3002	1002	3.508	1.954	3.498	1.789	0.011	0.165	0.026	2.576
3	30033	7.821	5.194	7.808	4.714	0.013	0.478	0.054	3.042
30033	10033	7.808	4.714	7.795	4.417	0.013	0.296	0.054	1.926
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.: 194.026 МВт / 1699.671 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 185.493 МВт / 1624.922 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.630 МВт / 28.633 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.630 МВт / 28.633 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 3.935 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.520 МВт / 6.566 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.969 МВт / 10.501 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.599 МВт / 39.134 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергетичний вузол	-85.830	-79.691	100.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	99.584	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	97.463	-0.68
101		0.000	0.000	96.643	-0.88
102		0.000	0.000	96.415	-0.94
3	Гнівань	0.000	0.000	96.349	-0.95
4	Жмеринка	0.000	0.000	94.617	-1.48
5	Подільська тяга	0.000	0.000	94.165	-1.59
103		0.000	0.000	94.441	-1.62
6	Станіславчик	0.000	0.000	94.336	-1.65
7	Носківці	0.000	0.000	94.457	-1.70
104		0.000	0.000	94.331	-1.75
105		0.000	0.000	94.285	-1.77
8	Шаргород	0.000	0.000	93.950	-1.87
9	Конева	0.000	0.000	97.045	-1.12
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	98.131	-0.85
106		0.000	0.000	99.221	-0.43
11	Яришів	0.000	0.000	99.221	-0.45
200	Дністровська ГЕС	-29.324	-11.733	100.000	0.00
107		0.000	0.000	95.796	-1.12
12	Чернятин	0.000	0.000	95.814	-1.12
108		0.000	0.000	95.876	-1.09
109		0.000	0.000	95.882	-1.09
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	95.878	-1.09
110		0.000	0.000	99.410	-0.29
300	Бар	-50.855	-29.012	100.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	24.848	-13.66
302	Ярошенка	0.000	0.000	25.761	-12.13
303	Клекотина	0.000	0.000	26.584	-10.77
201		0.000	0.000	24.811	-14.74
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	24.808	-14.74
202		0.000	0.000	24.825	-14.71
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	24.823	-14.71
306	Тиврів	0.000	0.000	25.444	-13.88
307	Пилява	0.000	0.000	27.179	-12.06
308	ЗБК	0.000	0.000	24.770	-15.12
309	Жуківці	0.000	0.000	24.583	-15.62
310	Почапинці	0.000	0.000	24.161	-15.64
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	24.141	-15.86
203		0.000	0.000	23.837	-16.05
312	Володимирівка	0.000	0.000	23.575	-16.16
313	Браїлів	0.000	0.000	23.677	-16.12
314	Демидівка	0.000	0.000	23.933	-15.82
204		0.000	0.000	24.414	-15.38
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	24.227	-15.51
205		0.000	0.000	24.510	-15.30
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	24.506	-15.31
3001		0.000	0.000	105.922	-2.34
2001		0.000	0.000	25.317	-2.30

1001	7.822	4.222	10.121	-2.29
30011	0.000	0.000	105.830	-2.27
20011	0.000	0.000	35.430	-2.27
10011	7.822	4.222	9.739	-5.59
3002	0.000	0.000	86.117	-10.86
2002	0.000	0.000	28.676	-10.70
1002	3.111	1.591	8.064	-12.82
3003	0.000	0.000	80.170	-10.99
2003	0.000	0.000	24.882	-15.01
1003	6.933	3.929	4.588	-10.89
30033	0.000	0.000	93.672	-3.36
20033	0.000	0.000	31.360	-3.36
10033	6.933	3.929	8.805	-4.90
3004	0.000	0.000	75.118	-15.68
2004	0.000	0.000	24.936	-15.35
1004	3.556	2.018	6.930	-18.66
30044	0.000	0.000	92.466	-3.57
20044	0.000	0.000	30.956	-3.57
10044	3.556	2.018	8.834	-3.53
3005	0.000	0.000	90.406	-5.08
2005	0.000	0.000	21.618	-5.08
1005	15.111	8.160	8.437	-7.36
1006	3.822	1.956	8.690	-5.10
1007	1.867	0.907	8.789	-4.33
3008	0.000	0.000	88.006	-7.65
2008	0.000	0.000	29.428	-7.62
1008	9.067	5.138	8.199	-9.96
1009	1.067	0.542	8.675	-1.48
30088	0.000	0.000	92.710	-3.25
20088	0.000	0.000	31.038	-3.25
10088	3.822	1.849	8.794	-4.11
30055	0.000	0.000	90.406	-5.08
20055	0.000	0.000	21.618	-5.08
10055	15.111	8.160	8.437	-7.36
30010	0.000	0.000	94.731	-3.76
20010	0.000	0.000	31.714	-3.76
10010	3.378	1.911	8.875	-5.51
3001010	0.000	0.000	94.731	-3.76
2001010	0.000	0.000	31.714	-3.76
1001010	3.378	1.911	8.875	-5.51
3001111	0.000	0.000	97.292	-2.24
2001111	0.000	0.000	32.572	-2.24
1001111	3.378	1.911	9.297	-2.21
10012	2.844	1.538	8.914	-3.58
10013	2.133	1.093	8.878	-4.02
100301	0.800	0.453	7.566	-15.91
100302	0.800	0.453	7.863	-14.21
100303	0.533	0.276	8.217	-12.06
100304	1.156	0.622	7.450	-18.05
100305	1.156	0.622	7.455	-18.02
100306	0.800	0.409	7.849	-15.44
100307	0.800	0.409	8.339	-13.94
100308	0.622	0.302	7.716	-15.93
100309	1.244	0.702	7.462	-18.25
100310	1.244	0.702	7.191	-19.41
100311	0.711	0.382	7.375	-17.97
100312	2.667	1.289	6.835	-22.65
100313	2.667	1.289	6.870	-22.55
100314	1.422	0.809	7.046	-20.27
100315	1.422	0.809	7.145	-19.84
100316	1.067	0.542	7.576	-16.74
100301301	0.978	0.551	7.510	-16.43
100303303	1.333	0.791	8.083	-13.17
100304304	1.244	0.640	7.434	-18.33
100306306	1.244	0.640	7.761	-16.34
100308308	0.711	0.347	7.705	-16.05
100309309	0.889	0.480	7.547	-17.48
100313313	0.889	0.480	7.255	-18.14
100315315	1.956	1.004	6.991	-21.65
701	17.182	8.800	95.176	-1.43
702	-6.667	-3.600	94.971	-1.51
703	13.893	7.876	94.623	-1.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	52.185	49.995	52.052	49.699	0.133	0.294	0.417	0.416
1	101	38.412	34.249	37.726	32.728	0.683	1.515	0.298	2.952
101	3	19.400	18.150	19.364	18.070	0.036	0.079	0.158	0.296
3	102	-2.962	-4.697	-2.964	-4.700	0.002	0.003	-0.033	-0.066
102	2	-22.228	-20.161	-22.374	-20.485	0.145	0.322	-0.179	-1.054
2	100	-33.130	-28.554	-33.645	-29.696	0.513	1.137	-0.259	-2.544
2	3002	10.741	8.303	10.638	5.543	0.102	2.749	0.080	12.881
3002	2002	7.520	3.811	7.469	3.811	0.051	0.000	0.056	0.410
2002	307	7.469	3.823	7.163	3.455	0.305	0.367	0.169	1.598
307	306	6.355	3.021	6.037	2.638	0.317	0.382	0.149	1.878
306	202	3.976	1.469	3.900	1.377	0.076	0.092	0.096	0.690
202	201	2.729	0.652	2.727	0.651	0.001	0.002	0.065	0.017
201	2003	0.294	-0.838	0.291	-0.842	0.003	0.004	0.021	-0.038
2003	301	-0.939	0.899	-0.958	0.875	0.019	0.023	-0.030	-0.112
301	302	-2.756	-0.238	-2.850	-0.323	0.093	0.085	-0.064	-1.042
302	303	-3.658	-0.805	-3.753	-0.920	0.095	0.115	-0.084	-0.930
303	2008	-5.636	-2.080	-6.103	-2.642	0.465	0.560	-0.130	-3.053
3008	2008	6.112	2.609	6.103	2.609	0.008	0.000	0.044	0.096
8	3008	15.252	10.396	15.195	8.251	0.057	2.137	0.113	6.677
8	105	-4.083	-2.253	-4.094	-2.268	0.011	0.015	-0.029	-0.341
105	104	-4.094	-2.047	-4.095	-2.049	0.001	0.002	-0.028	-0.046
104	7	-4.095	-1.941	-4.099	-1.947	0.004	0.006	-0.028	-0.129
7	103	-1.935	1.728	-1.937	1.725	0.002	0.003	-0.016	0.013
103	4	-5.788	-0.242	-5.798	-0.257	0.010	0.015	-0.035	-0.183
4	107	-15.515	-6.710	-15.665	-6.892	0.150	0.181	-0.103	-1.192
107	12	-15.665	-6.714	-15.667	-6.718	0.002	0.004	-0.103	-0.019
12	108	-47.113	-25.927	-47.133	-25.963	0.020	0.036	-0.323	-0.063
108	109	-47.133	-25.959	-47.135	-25.962	0.002	0.002	-0.323	-0.005
109	110	-49.284	-27.090	-50.702	-28.796	1.412	1.699	-0.338	-3.545
110	300	-50.702	-28.581	-50.855	-29.012	0.152	0.429	-0.337	-0.591
12	701	28.583	17.523	28.487	17.252	0.096	0.270	0.202	0.650
701	702	11.315	8.589	11.303	8.555	0.012	0.034	0.086	0.209
702	703	17.966	12.268	17.933	12.175	0.033	0.093	0.132	0.355
703	7	4.048	4.457	4.044	4.447	0.004	0.011	0.037	0.168
4	101	-18.097	-14.600	-18.326	-15.107	0.228	0.505	-0.142	-2.047
4	102	-19.051	-15.385	-19.265	-15.860	0.213	0.472	-0.149	-1.817
4	3004	12.774	14.019	12.562	8.303	0.212	5.693	0.116	22.262
3004	2004	8.991	6.024	8.882	6.024	0.109	0.000	0.083	0.495
2004	311	5.406	3.833	5.266	3.665	0.139	0.168	0.153	0.824
311	203	4.548	3.241	4.501	3.184	0.046	0.056	0.133	0.315
203	313	1.759	1.440	1.749	1.428	0.010	0.012	0.055	0.162
313	314	-1.861	-0.831	-1.877	-0.850	0.016	0.019	-0.050	-0.280
314	204	-3.324	-1.829	-3.377	-1.892	0.052	0.063	-0.091	-0.513
204	205	-6.846	-4.220	-6.868	-4.246	0.021	0.026	-0.190	-0.102
205	2003	-7.942	-4.846	-8.037	-4.960	0.095	0.114	-0.219	-0.391
8	9	-15.036	-9.814	-15.398	-10.339	0.361	0.522	-0.110	-3.126
9	10	-16.487	-10.424	-16.622	-10.619	0.134	0.194	-0.116	-1.094
10	106	-23.440	-14.631	-23.592	-14.967	0.151	0.335	-0.162	-1.099
106	11	5.591	-2.417	5.591	-2.418	0.001	0.001	0.035	0.000
11	30011	2.170	-4.653	2.156	-5.034	0.014	0.379	0.030	-6.529
1	30011	6.672	7.709	6.656	7.126	0.016	0.580	0.059	4.411
30011	2001	0.204	-0.150	0.204	-0.150	0.000	0.000	0.001	-0.043
3001	2001	-0.204	0.151	-0.204	0.150	0.000	0.000	-0.001	0.043
1	3001	6.894	7.563	6.878	6.976	0.016	0.585	0.059	4.334
3001	1001	7.081	6.826	7.068	6.826	0.013	0.000	0.054	0.099
30011	1001	0.750	-2.606	0.749	-2.606	0.001	0.000	0.015	0.012
106	200	-29.183	-11.420	-29.324	-11.733	0.140	0.311	-0.182	-0.781
3003	2003	8.214	8.579	8.155	7.399	0.059	1.175	0.085	6.915
3	3003	15.333	17.977	15.170	12.505	0.163	5.449	0.141	17.636
316	100316	1.070	0.578	1.066	0.542	0.004	0.036	0.029	0.551
204	315	3.470	2.336	3.448	2.310	0.021	0.026	0.099	0.195
315	100315	1.445	0.973	1.421	0.808	0.024	0.164	0.041	1.957
315	100315315	1.999	1.315	1.954	1.004	0.045	0.310	0.057	2.669
314	100314	1.446	0.978	1.421	0.808	0.024	0.169	0.042	1.994
313	100313313	0.893	0.524	0.888	0.480	0.005	0.044	0.025	0.806
311	100311	0.716	0.420	0.711	0.382	0.005	0.038	0.020	0.901
3004	1004	3.570	2.279	3.553	2.017	0.017	0.262	0.033	3.678
4	30044	3.564	2.195	3.559	2.017	0.005	0.177	0.025	2.299
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	3.559	2.017	3.553	2.017	0.005	0.000	0.025	0.101
4	5	30.493	20.952	30.386	20.796	0.107	0.155	0.225	0.456
5	3005	15.164	10.284	15.133	8.969	0.031	1.310	0.112	4.078
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	15.133	8.969	15.102	8.155	0.031	0.811	0.112	2.574
5	30055	15.164	10.284	15.133	8.969	0.031	1.310	0.112	4.078
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	15.133	8.969	15.102	8.155	0.031	0.811	0.112	2.574

7	1007	1.873	1.018	1.865	0.906	0.007	0.112	0.013	2.793
8	30088	3.826	2.039	3.823	1.921	0.003	0.118	0.027	1.339
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	3.823	1.921	3.820	1.848	0.003	0.073	0.027	0.851
309	100309309	0.893	0.520	0.888	0.480	0.005	0.040	0.024	0.768
9	1009	1.066	0.550	1.066	0.542	0.000	0.008	0.007	0.355
2004	310	1.300	0.855	1.264	0.822	0.036	0.033	0.036	0.780
310	100310	1.262	0.826	1.244	0.702	0.018	0.124	0.036	1.687
13	10013	2.142	1.240	2.132	1.093	0.010	0.146	0.015	3.269
12	10012	2.852	1.704	2.843	1.537	0.009	0.166	0.020	2.777
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	7.858	4.849	7.817	4.220	0.040	0.627	0.050	4.413
203	312	2.742	1.752	2.715	1.728	0.027	0.024	0.079	0.264
312	100312	2.713	1.714	2.665	1.288	0.047	0.424	0.078	2.572
6	1006	3.837	2.264	3.820	1.954	0.017	0.309	0.027	3.803
313	100313	2.712	1.709	2.665	1.288	0.047	0.420	0.078	2.556
103	6	3.850	2.273	3.847	2.269	0.003	0.004	0.027	0.106
109	13	2.149	1.284	2.149	1.284	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.384	2.055	3.380	1.910	0.004	0.144	0.023	2.000
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.380	1.910	3.376	1.910	0.004	0.000	0.023	0.092
2004	309	2.176	1.364	2.151	1.335	0.024	0.029	0.059	0.372
10	3001010	3.394	2.303	3.385	2.054	0.009	0.248	0.024	3.593
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.385	2.054	3.376	1.910	0.009	0.144	0.024	2.165
10	30010	3.394	2.303	3.385	2.054	0.009	0.248	0.024	3.593
30010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30010	10010	3.385	2.054	3.376	1.910	0.009	0.144	0.024	2.165
3008	1008	9.083	5.642	9.061	5.135	0.022	0.506	0.070	2.798
303	100303	0.535	0.292	0.533	0.275	0.002	0.017	0.013	0.546
303	100303303	1.342	0.874	1.332	0.791	0.009	0.083	0.035	1.071
302	100302	0.806	0.496	0.799	0.453	0.006	0.043	0.021	0.932
301	100301	0.806	0.499	0.799	0.453	0.007	0.046	0.022	0.990
301	100301301	0.987	0.621	0.977	0.551	0.010	0.070	0.027	1.224
309	100309	1.253	0.785	1.244	0.702	0.009	0.083	0.035	1.126
205	316	1.074	0.603	1.073	0.602	0.000	0.000	0.029	0.005
3003	1003	6.956	3.926	6.929	3.926	0.027	0.000	0.057	0.206
2003	308	1.348	0.728	1.343	0.722	0.005	0.006	0.035	0.120
308	100308308	0.712	0.362	0.711	0.346	0.001	0.015	0.019	0.349
308	100308	0.623	0.314	0.622	0.302	0.001	0.012	0.016	0.304
201	304	2.433	1.496	2.433	1.495	0.000	0.000	0.066	0.003
304	100304304	1.260	0.751	1.244	0.640	0.016	0.111	0.034	1.536
304	100304	1.169	0.719	1.155	0.622	0.014	0.097	0.032	1.452
202	305	1.171	0.732	1.171	0.732	0.000	0.000	0.032	0.001
305	100305	1.169	0.719	1.155	0.622	0.014	0.097	0.032	1.450
306	100306	0.803	0.438	0.799	0.409	0.003	0.030	0.021	0.626
306	100306306	1.252	0.713	1.244	0.640	0.008	0.073	0.033	1.002
307	100307	0.805	0.445	0.799	0.409	0.005	0.036	0.020	0.825
3002	1002	3.118	1.732	3.109	1.590	0.009	0.141	0.024	2.366
3	30033	6.951	4.600	6.940	4.184	0.011	0.414	0.050	2.825
30033	10033	6.940	4.184	6.929	3.926	0.011	0.256	0.050	1.789
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

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.: 194.026 МВт / 1699.671 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 185.493 МВт / 1624.922 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.630 МВт / 28.633 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.630 МВт / 28.633 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 3.935 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.520 МВт / 6.566 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.969 МВт / 10.501 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.599 МВт / 39.134 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-85.830	-79.691	100.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	99.584	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	97.463	-0.68
101		0.000	0.000	96.643	-0.88
102		0.000	0.000	96.415	-0.94
3	Гнівань	0.000	0.000	96.349	-0.95
4	Жмеринка	0.000	0.000	94.617	-1.48
5	Подільська тяга	0.000	0.000	94.165	-1.59
103		0.000	0.000	94.441	-1.62
6	Станіславчик	0.000	0.000	94.336	-1.65
7	Носківці	0.000	0.000	94.457	-1.70
104		0.000	0.000	94.331	-1.75
105		0.000	0.000	94.285	-1.77
8	Шаргород	0.000	0.000	93.950	-1.87
9	Конева	0.000	0.000	97.045	-1.12
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	98.131	-0.85
106		0.000	0.000	99.221	-0.43
11	Яришів	0.000	0.000	99.221	-0.45
200	Дністровська ГЕС	-29.324	-11.733	100.000	0.00
107		0.000	0.000	95.796	-1.12
12	Чернятин	0.000	0.000	95.814	-1.12
108		0.000	0.000	95.876	-1.09
109		0.000	0.000	95.882	-1.09
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	95.878	-1.09
110		0.000	0.000	99.410	-0.29
300	Бар	-50.855	-29.012	100.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	24.848	-13.66
302	Ярошенка	0.000	0.000	25.761	-12.13
303	Клекотина	0.000	0.000	26.584	-10.77
201		0.000	0.000	24.811	-14.74
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	24.808	-14.74
202		0.000	0.000	24.825	-14.71
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	24.823	-14.71
306	Тиврів	0.000	0.000	25.444	-13.88
307	Пилява	0.000	0.000	27.179	-12.06
308	ЗБК	0.000	0.000	24.770	-15.12
309	Жуківці	0.000	0.000	24.583	-15.62
310	Почапинці	0.000	0.000	24.161	-15.64
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	24.141	-15.86
203		0.000	0.000	23.837	-16.05
312	Володимирівка	0.000	0.000	23.575	-16.16
313	Браїлів	0.000	0.000	23.677	-16.12
314	Демидівка	0.000	0.000	23.933	-15.82
204		0.000	0.000	24.414	-15.38
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	24.227	-15.51
205		0.000	0.000	24.510	-15.30
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	24.506	-15.31
3001		0.000	0.000	105.922	-2.34
2001		0.000	0.000	25.317	-2.30

1001	7.822	4.222	10.121	-2.29
30011	0.000	0.000	105.830	-2.27
20011	0.000	0.000	35.430	-2.27
10011	7.822	4.222	9.739	-5.59
3002	0.000	0.000	86.117	-10.86
2002	0.000	0.000	28.676	-10.70
1002	3.111	1.591	8.064	-12.82
3003	0.000	0.000	80.170	-10.99
2003	0.000	0.000	24.882	-15.01
1003	6.933	3.929	4.588	-10.89
30033	0.000	0.000	93.672	-3.36
20033	0.000	0.000	31.360	-3.36
10033	6.933	3.929	8.805	-4.90
3004	0.000	0.000	75.118	-15.68
2004	0.000	0.000	24.936	-15.35
1004	3.556	2.018	6.930	-18.66
30044	0.000	0.000	92.466	-3.57
20044	0.000	0.000	30.956	-3.57
10044	3.556	2.018	8.834	-3.53
3005	0.000	0.000	90.406	-5.08
2005	0.000	0.000	21.618	-5.08
1005	15.111	8.160	8.437	-7.36
1006	3.822	1.956	8.690	-5.10
1007	1.867	0.907	8.789	-4.33
3008	0.000	0.000	88.006	-7.65
2008	0.000	0.000	29.428	-7.62
1008	9.067	5.138	8.199	-9.96
1009	1.067	0.542	8.675	-1.48
30088	0.000	0.000	92.710	-3.25
20088	0.000	0.000	31.038	-3.25
10088	3.822	1.849	8.794	-4.11
30055	0.000	0.000	90.406	-5.08
20055	0.000	0.000	21.618	-5.08
10055	15.111	8.160	8.437	-7.36
30010	0.000	0.000	94.731	-3.76
20010	0.000	0.000	31.714	-3.76
10010	3.378	1.911	8.875	-5.51
3001010	0.000	0.000	94.731	-3.76
2001010	0.000	0.000	31.714	-3.76
1001010	3.378	1.911	8.875	-5.51
3001111	0.000	0.000	97.292	-2.24
2001111	0.000	0.000	32.572	-2.24
1001111	3.378	1.911	9.297	-2.21
10012	2.844	1.538	8.914	-3.58
10013	2.133	1.093	8.878	-4.02
100301	0.800	0.453	7.566	-15.91
100302	0.800	0.453	7.863	-14.21
100303	0.533	0.276	8.217	-12.06
100304	1.156	0.622	7.450	-18.05
100305	1.156	0.622	7.455	-18.02
100306	0.800	0.409	7.849	-15.44
100307	0.800	0.409	8.339	-13.94
100308	0.622	0.302	7.716	-15.93
100309	1.244	0.702	7.462	-18.25
100310	1.244	0.702	7.191	-19.41
100311	0.711	0.382	7.375	-17.97
100312	2.667	1.289	6.835	-22.65
100313	2.667	1.289	6.870	-22.55
100314	1.422	0.809	7.046	-20.27
100315	1.422	0.809	7.145	-19.84
100316	1.067	0.542	7.576	-16.74
100301301	0.978	0.551	7.510	-16.43
100303303	1.333	0.791	8.083	-13.17
100304304	1.244	0.640	7.434	-18.33
100306306	1.244	0.640	7.761	-16.34
100308308	0.711	0.347	7.705	-16.05
100309309	0.889	0.480	7.547	-17.48
100313313	0.889	0.480	7.255	-18.14
100315315	1.956	1.004	6.991	-21.65
701	17.182	8.800	95.176	-1.43
702	-6.667	-3.600	94.971	-1.51
703	13.893	7.876	94.623	-1.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

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

100	1	52.185	49.995	52.052	49.699	0.133	0.294	0.417	0.416
1	101	38.412	34.249	37.726	32.728	0.683	1.515	0.298	2.952
101	3	19.400	18.150	19.364	18.070	0.036	0.079	0.158	0.296
3	102	-2.962	-4.697	-2.964	-4.700	0.002	0.003	-0.033	-0.066
102	2	-22.228	-20.161	-22.374	-20.485	0.145	0.322	-0.179	-1.054
2	100	-33.130	-28.554	-33.645	-29.696	0.513	1.137	-0.259	-2.544
2	3002	10.741	8.303	10.638	5.543	0.102	2.749	0.080	12.881
3002	2002	7.520	3.811	7.469	3.811	0.051	0.000	0.056	0.410
2002	307	7.469	3.823	7.163	3.455	0.305	0.367	0.169	1.598
307	306	6.355	3.021	6.037	2.638	0.317	0.382	0.149	1.878
306	202	3.976	1.469	3.900	1.377	0.076	0.092	0.096	0.690
202	201	2.729	0.652	2.727	0.651	0.001	0.002	0.065	0.017
201	2003	0.294	-0.838	0.291	-0.842	0.003	0.004	0.021	-0.038
2003	301	-0.939	0.899	-0.958	0.875	0.019	0.023	-0.030	-0.112
301	302	-2.756	-0.238	-2.850	-0.323	0.093	0.085	-0.064	-1.042
302	303	-3.658	-0.805	-3.753	-0.920	0.095	0.115	-0.084	-0.930
303	2008	-5.636	-2.080	-6.103	-2.642	0.465	0.560	-0.130	-3.053
3008	2008	6.112	2.609	6.103	2.609	0.008	0.000	0.044	0.096
8	3008	15.252	10.396	15.195	8.251	0.057	2.137	0.113	6.677
8	105	-4.083	-2.253	-4.094	-2.268	0.011	0.015	-0.029	-0.341
105	104	-4.094	-2.047	-4.095	-2.049	0.001	0.002	-0.028	-0.046
104	7	-4.095	-1.941	-4.099	-1.947	0.004	0.006	-0.028	-0.129
7	103	-1.935	1.728	-1.937	1.725	0.002	0.003	-0.016	0.013
103	4	-5.788	-0.242	-5.798	-0.257	0.010	0.015	-0.035	-0.183
4	107	-15.515	-6.710	-15.665	-6.892	0.150	0.181	-0.103	-1.192
107	12	-15.665	-6.714	-15.667	-6.718	0.002	0.004	-0.103	-0.019
12	108	-47.113	-25.927	-47.133	-25.963	0.020	0.036	-0.323	-0.063
108	109	-47.133	-25.959	-47.135	-25.962	0.002	0.002	-0.323	-0.005
109	110	-49.284	-27.090	-50.702	-28.796	1.412	1.699	-0.338	-3.545
110	300	-50.702	-28.581	-50.855	-29.012	0.152	0.429	-0.337	-0.591
12	701	28.583	17.523	28.487	17.252	0.096	0.270	0.202	0.650
701	702	11.315	8.589	11.303	8.555	0.012	0.034	0.086	0.209
702	703	17.966	12.268	17.933	12.175	0.033	0.093	0.132	0.355
703	7	4.048	4.457	4.044	4.447	0.004	0.011	0.037	0.168
4	101	-18.097	-14.600	-18.326	-15.107	0.228	0.505	-0.142	-2.047
4	102	-19.051	-15.385	-19.265	-15.860	0.213	0.472	-0.149	-1.817
4	3004	12.774	14.019	12.562	8.303	0.212	5.693	0.116	22.262
3004	2004	8.991	6.024	8.882	6.024	0.109	0.000	0.083	0.495
2004	311	5.406	3.833	5.266	3.665	0.139	0.168	0.153	0.824
311	203	4.548	3.241	4.501	3.184	0.046	0.056	0.133	0.315
203	313	1.759	1.440	1.749	1.428	0.010	0.012	0.055	0.162
313	314	-1.861	-0.831	-1.877	-0.850	0.016	0.019	-0.050	-0.280
314	204	-3.324	-1.829	-3.377	-1.892	0.052	0.063	-0.091	-0.513
204	205	-6.846	-4.220	-6.868	-4.246	0.021	0.026	-0.190	-0.102
205	2003	-7.942	-4.846	-8.037	-4.960	0.095	0.114	-0.219	-0.391
8	9	-15.036	-9.814	-15.398	-10.339	0.361	0.522	-0.110	-3.126
9	10	-16.487	-10.424	-16.622	-10.619	0.134	0.194	-0.116	-1.094
10	106	-23.440	-14.631	-23.592	-14.967	0.151	0.335	-0.162	-1.099
106	11	5.591	-2.417	5.591	-2.418	0.001	0.001	0.035	0.000
11	30011	2.170	-4.653	2.156	-5.034	0.014	0.379	0.030	-6.529
1	30011	6.672	7.709	6.656	7.126	0.016	0.580	0.059	4.411
30011	2001	0.204	-0.150	0.204	-0.150	0.000	0.000	0.001	-0.043
3001	2001	-0.204	0.151	-0.204	0.150	0.000	0.000	-0.001	0.043
1	3001	6.894	7.563	6.878	6.976	0.016	0.585	0.059	4.334
3001	1001	7.081	6.826	7.068	6.826	0.013	0.000	0.054	0.099
30011	1001	0.750	-2.606	0.749	-2.606	0.001	0.000	0.015	0.012
106	200	-29.183	-11.420	-29.324	-11.733	0.140	0.311	-0.182	-0.781
3003	2003	8.214	8.579	8.155	7.399	0.059	1.175	0.085	6.915
3	3003	15.333	17.977	15.170	12.505	0.163	5.449	0.141	17.636
316	100316	1.070	0.578	1.066	0.542	0.004	0.036	0.029	0.551
204	315	3.470	2.336	3.448	2.310	0.021	0.026	0.099	0.195
315	100315	1.445	0.973	1.421	0.808	0.024	0.164	0.041	1.957
315	100315315	1.999	1.315	1.954	1.004	0.045	0.310	0.057	2.669
314	100314	1.446	0.978	1.421	0.808	0.024	0.169	0.042	1.994
313	100313313	0.893	0.524	0.888	0.480	0.005	0.044	0.025	0.806
311	100311	0.716	0.420	0.711	0.382	0.005	0.038	0.020	0.901
3004	1004	3.570	2.279	3.553	2.017	0.017	0.262	0.033	3.678
4	30044	3.564	2.195	3.559	2.017	0.005	0.177	0.025	2.299
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	3.559	2.017	3.553	2.017	0.005	0.000	0.025	0.101
4	5	30.493	20.952	30.386	20.796	0.107	0.155	0.225	0.456
5	3005	15.164	10.284	15.133	8.969	0.031	1.310	0.112	4.078
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	15.133	8.969	15.102	8.155	0.031	0.811	0.112	2.574
5	30055	15.164	10.284	15.133	8.969	0.031	1.310	0.112	4.078
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	15.133	8.969	15.102	8.155	0.031	0.811	0.112	2.574

7	1007	1.873	1.018	1.865	0.906	0.007	0.112	0.013	2.793
8	30088	3.826	2.039	3.823	1.921	0.003	0.118	0.027	1.339
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	3.823	1.921	3.820	1.848	0.003	0.073	0.027	0.851
309	100309309	0.893	0.520	0.888	0.480	0.005	0.040	0.024	0.768
9	1009	1.066	0.550	1.066	0.542	0.000	0.008	0.007	0.355
2004	310	1.300	0.855	1.264	0.822	0.036	0.033	0.036	0.780
310	100310	1.262	0.826	1.244	0.702	0.018	0.124	0.036	1.687
13	10013	2.142	1.240	2.132	1.093	0.010	0.146	0.015	3.269
12	10012	2.852	1.704	2.843	1.537	0.009	0.166	0.020	2.777
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	7.858	4.849	7.817	4.220	0.040	0.627	0.050	4.413
203	312	2.742	1.752	2.715	1.728	0.027	0.024	0.079	0.264
312	100312	2.713	1.714	2.665	1.288	0.047	0.424	0.078	2.572
6	1006	3.837	2.264	3.820	1.954	0.017	0.309	0.027	3.803
313	100313	2.712	1.709	2.665	1.288	0.047	0.420	0.078	2.556
103	6	3.850	2.273	3.847	2.269	0.003	0.004	0.027	0.106
109	13	2.149	1.284	2.149	1.284	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.384	2.055	3.380	1.910	0.004	0.144	0.023	2.000
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.380	1.910	3.376	1.910	0.004	0.000	0.023	0.092
2004	309	2.176	1.364	2.151	1.335	0.024	0.029	0.059	0.372
10	3001010	3.394	2.303	3.385	2.054	0.009	0.248	0.024	3.593
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.385	2.054	3.376	1.910	0.009	0.144	0.024	2.165
10	30010	3.394	2.303	3.385	2.054	0.009	0.248	0.024	3.593
30010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30010	10010	3.385	2.054	3.376	1.910	0.009	0.144	0.024	2.165
3008	1008	9.083	5.642	9.061	5.135	0.022	0.506	0.070	2.798
303	100303	0.535	0.292	0.533	0.275	0.002	0.017	0.013	0.546
303	100303303	1.342	0.874	1.332	0.791	0.009	0.083	0.035	1.071
302	100302	0.806	0.496	0.799	0.453	0.006	0.043	0.021	0.932
301	100301	0.806	0.499	0.799	0.453	0.007	0.046	0.022	0.990
301	100301301	0.987	0.621	0.977	0.551	0.010	0.070	0.027	1.224
309	100309	1.253	0.785	1.244	0.702	0.009	0.083	0.035	1.126
205	316	1.074	0.603	1.073	0.602	0.000	0.000	0.029	0.005
3003	1003	6.956	3.926	6.929	3.926	0.027	0.000	0.057	0.206
2003	308	1.348	0.728	1.343	0.722	0.005	0.006	0.035	0.120
308	100308308	0.712	0.362	0.711	0.346	0.001	0.015	0.019	0.349
308	100308	0.623	0.314	0.622	0.302	0.001	0.012	0.016	0.304
201	304	2.433	1.496	2.433	1.495	0.000	0.000	0.066	0.003
304	100304304	1.260	0.751	1.244	0.640	0.016	0.111	0.034	1.536
304	100304	1.169	0.719	1.155	0.622	0.014	0.097	0.032	1.452
202	305	1.171	0.732	1.171	0.732	0.000	0.000	0.032	0.001
305	100305	1.169	0.719	1.155	0.622	0.014	0.097	0.032	1.450
306	100306	0.803	0.438	0.799	0.409	0.003	0.030	0.021	0.626
306	100306306	1.252	0.713	1.244	0.640	0.008	0.073	0.033	1.002
307	100307	0.805	0.445	0.799	0.409	0.005	0.036	0.020	0.825
3002	1002	3.118	1.732	3.109	1.590	0.009	0.141	0.024	2.366
3	30033	6.951	4.600	6.940	4.184	0.011	0.414	0.050	2.825
30033	10033	6.940	4.184	6.929	3.926	0.011	0.256	0.050	1.789
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.: 193.124 МВт / 1691.762 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 184.660 МВт / 1617.622 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.516 МВт / 28.144 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.516 МВт / 28.144 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.554 МВт / 4.850 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.473 МВт / 6.360 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.026 МВт / 11.211 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.543 МВт / 39.355 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-96.156	-86.335	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.583	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.502	-0.64
101		0.000	0.000	106.683	-0.83
102		0.000	0.000	106.461	-0.90
3	Гніваний	0.000	0.000	106.396	-0.90
4	Жмеринка	0.000	0.000	104.664	-1.40
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.209	-1.50
103		0.000	0.000	104.482	-1.53
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.376	-1.56
7	Носківці	0.000	0.000	104.494	-1.60
104		0.000	0.000	104.374	-1.64
105		0.000	0.000	104.332	-1.66
8	Шаргород	0.000	0.000	104.011	-1.76
9	Коневе	0.000	0.000	107.085	-1.06
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.164	-0.80
106		0.000	0.000	109.246	-0.41
11	Яришів	0.000	0.000	109.248	-0.42
200	Дністровська ГЕС	-32.759	-11.800	110.000	0.00
107		0.000	0.000	105.815	-1.06
12	Чернятин	0.000	0.000	105.833	-1.05
108		0.000	0.000	105.895	-1.03
109		0.000	0.000	105.900	-1.03
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	105.896	-1.03
110		0.000	0.000	109.418	-0.27
300	Бар	-56.709	-31.006	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.513	-12.24
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.365	-10.91
303	Клекотина	0.000	0.000	30.138	-9.73
201		0.000	0.000	28.509	-13.14
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.506	-13.14
202		0.000	0.000	28.522	-13.12
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.521	-13.12
306	Тиврів	0.000	0.000	29.115	-12.41
307	Пиліва	0.000	0.000	30.787	-10.81
308	ЗБК	0.000	0.000	28.475	-13.46
309	Жуківці	0.000	0.000	28.338	-13.88
310	Почапинці	0.000	0.000	27.936	-13.91
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	27.913	-14.09
203		0.000	0.000	27.619	-14.27
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.370	-14.36
313	Браїлів	0.000	0.000	27.461	-14.33
314	Демидівка	0.000	0.000	27.693	-14.07
204		0.000	0.000	28.141	-13.69
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	27.962	-13.81
205		0.000	0.000	28.232	-13.63
316	Гніваний кар'єр	0.000	0.000	28.228	-13.63

3001	0.000	0.000	116.790	-2.17
2001	0.000	0.000	27.916	-2.14
1001	8.800	4.750	11.161	-2.12
30011	0.000	0.000	116.695	-2.10
20011	0.000	0.000	39.068	-2.10
10011	8.800	4.750	10.773	-5.16
3002	0.000	0.000	96.734	-9.74
2002	0.000	0.000	32.233	-9.61
1002	3.500	1.790	9.080	-11.49
3003	0.000	0.000	90.945	-9.90
2003	0.000	0.000	28.585	-13.37
1003	7.800	4.420	5.206	-9.81
30033	0.000	0.000	103.695	-3.12
20033	0.000	0.000	34.715	-3.12
10033	7.800	4.420	9.762	-4.54
3004	0.000	0.000	86.288	-13.92
2004	0.000	0.000	28.681	-13.65
1004	4.000	2.270	8.007	-16.45
30044	0.000	0.000	102.485	-3.31
20044	0.000	0.000	34.310	-3.31
10044	4.000	2.270	9.792	-3.28
3005	0.000	0.000	100.447	-4.69
2005	0.000	0.000	24.019	-4.69
1005	17.000	9.180	9.395	-6.77
1006	4.300	2.200	9.647	-4.72
1007	2.100	1.020	9.746	-4.01
3008	0.000	0.000	98.262	-6.95
2008	0.000	0.000	32.863	-6.93
1008	10.200	5.780	9.179	-9.03
1009	1.200	0.610	9.575	-1.38
30088	0.000	0.000	102.758	-3.02
20088	0.000	0.000	34.402	-3.02
10088	4.300	2.080	9.755	-3.81
30055	0.000	0.000	100.447	-4.69
20055	0.000	0.000	24.019	-4.69
10055	17.000	9.180	9.395	-6.77
30010	0.000	0.000	104.732	-3.48
20010	0.000	0.000	35.063	-3.48
10010	3.800	2.150	9.829	-5.09
3001010	0.000	0.000	104.732	-3.48
2001010	0.000	0.000	35.063	-3.48
1001010	3.800	2.150	9.829	-5.09
3001111	0.000	0.000	107.283	-2.08
2001111	0.000	0.000	35.917	-2.08
1001111	3.800	2.150	10.252	-2.05
10012	3.200	1.730	9.869	-3.32
10013	2.400	1.230	9.833	-3.72
100301	0.900	0.510	8.725	-14.14
100302	0.900	0.510	9.000	-12.71
100303	0.600	0.310	9.336	-10.86
100304	1.300	0.700	8.624	-15.94
100305	1.300	0.700	8.629	-15.91
100306	0.900	0.460	9.006	-13.74
100307	0.900	0.460	9.476	-12.45
100308	0.700	0.340	8.882	-14.15
100309	1.400	0.790	8.651	-16.10
100310	1.400	0.790	8.394	-17.05
100311	0.800	0.430	8.568	-15.86
100312	3.000	1.450	8.062	-19.69
100313	3.000	1.450	8.093	-19.62
100314	1.600	0.910	8.250	-17.76
100315	1.600	0.910	8.340	-17.42
100316	1.200	0.610	8.749	-14.84
100301301	1.100	0.620	8.670	-14.58
100303303	1.500	0.890	9.205	-11.82
100304304	1.400	0.720	8.609	-16.17
100306306	1.400	0.720	8.921	-14.51
100308308	0.800	0.390	8.872	-14.25
100309309	1.000	0.540	8.733	-15.45
100313313	1.000	0.540	8.451	-16.01
100315315	2.200	1.130	8.197	-18.91
701	19.330	9.900	105.195	-1.34
702	-7.500	-4.050	104.994	-1.42
703	15.630	8.860	104.650	-1.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	58.541	54.706	58.406	54.406	0.135	0.299	0.420	0.417
1	101	43.032	36.547	42.350	35.035	0.679	1.506	0.297	2.911
101	3	21.733	19.260	21.698	19.182	0.035	0.078	0.157	0.290
3	102	-3.363	-5.024	-3.365	-5.027	0.002	0.003	-0.033	-0.065
102	2	-25.061	-21.840	-25.208	-22.166	0.146	0.325	-0.180	-1.048
2	100	-37.104	-30.497	-37.615	-31.628	0.508	1.127	-0.258	-2.505
2	3002	11.878	8.615	11.780	5.965	0.098	2.640	0.079	12.156
3002	2002	8.273	4.034	8.225	4.034	0.048	0.000	0.055	0.409
2002	307	8.225	4.050	7.936	3.702	0.288	0.347	0.164	1.541
307	306	7.028	3.221	6.728	2.860	0.299	0.359	0.145	1.806
306	202	4.411	1.559	4.340	1.473	0.071	0.085	0.093	0.657
202	201	3.024	0.675	3.023	0.673	0.001	0.002	0.063	0.016
201	2003	0.291	-0.967	0.288	-0.971	0.003	0.004	0.020	-0.048
2003	301	-0.980	1.072	-0.999	1.049	0.018	0.022	-0.029	-0.055
301	302	-3.019	-0.181	-3.104	-0.258	0.085	0.077	-0.061	-0.969
302	303	-4.012	-0.791	-4.100	-0.897	0.088	0.105	-0.080	-0.871
303	2008	-6.218	-2.186	-6.655	-2.712	0.436	0.524	-0.126	-2.918
3008	2008	6.663	2.670	6.655	2.670	0.008	0.000	0.042	0.095
8	3008	16.935	11.062	16.879	8.960	0.056	2.093	0.112	6.422
8	105	-4.484	-2.275	-4.494	-2.289	0.010	0.014	-0.028	-0.326
105	104	-4.494	-2.018	-4.495	-2.021	0.001	0.002	-0.027	-0.044
104	7	-4.495	-1.888	-4.499	-1.894	0.004	0.005	-0.027	-0.122
7	103	-2.130	1.788	-2.132	1.785	0.002	0.003	-0.015	0.009
103	4	-6.462	-0.367	-6.473	-0.382	0.010	0.015	-0.036	-0.187
4	107	-17.242	-6.849	-17.390	-7.028	0.148	0.178	-0.102	-1.165
107	12	-17.390	-6.811	-17.392	-6.815	0.002	0.004	-0.102	-0.018
12	108	-52.687	-27.834	-52.707	-27.871	0.020	0.036	-0.325	-0.062
108	109	-52.707	-27.866	-52.709	-27.869	0.002	0.003	-0.324	-0.005
109	110	-55.127	-29.113	-56.555	-30.831	1.422	1.711	-0.339	-3.534
110	300	-56.555	-30.572	-56.709	-31.006	0.153	0.432	-0.339	-0.584
12	701	32.074	19.140	31.976	18.864	0.098	0.275	0.203	0.649
701	702	12.659	9.131	12.647	9.097	0.012	0.034	0.086	0.204
702	703	20.142	13.286	20.109	13.192	0.033	0.093	0.132	0.351
703	7	4.488	4.525	4.485	4.515	0.003	0.010	0.035	0.157
4	101	-20.386	-15.906	-20.617	-16.419	0.230	0.511	-0.142	-2.040
4	102	-21.479	-16.818	-21.696	-17.299	0.216	0.479	-0.150	-1.815
4	3004	14.299	14.496	14.099	9.112	0.200	5.363	0.112	20.878
3004	2004	10.085	6.594	9.982	6.594	0.103	0.000	0.080	0.503
2004	311	6.088	4.189	5.957	4.031	0.131	0.158	0.149	0.798
311	203	5.149	3.560	5.105	3.507	0.044	0.053	0.129	0.306
203	313	2.036	1.639	2.027	1.627	0.010	0.012	0.055	0.161
313	314	-2.025	-0.821	-2.039	-0.837	0.013	0.016	-0.046	-0.255
314	204	-3.663	-1.905	-3.709	-1.960	0.046	0.055	-0.086	-0.480
204	205	-7.595	-4.481	-7.615	-4.505	0.019	0.023	-0.181	-0.097
205	2003	-8.823	-5.178	-8.909	-5.282	0.086	0.104	-0.209	-0.372
8	9	-16.805	-10.611	-17.167	-11.135	0.361	0.522	-0.110	-3.106
9	10	-18.394	-11.187	-18.529	-11.382	0.134	0.194	-0.116	-1.086
10	106	-26.199	-15.769	-26.352	-16.107	0.152	0.337	-0.163	-1.091
106	11	6.265	-3.252	6.265	-3.253	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.414	-5.771	2.396	-6.237	0.017	0.465	0.033	-7.372
1	30011	7.512	8.905	7.495	8.277	0.017	0.626	0.061	4.628
30011	2001	0.240	-0.171	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	7.773	8.739	7.755	8.106	0.017	0.631	0.062	4.548
3001	1001	7.996	7.935	7.981	7.935	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.814	-3.188	0.813	-3.188	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-32.617	-11.486	-32.759	-11.800	0.141	0.312	-0.182	-0.756
3003	2003	9.214	9.211	9.158	8.108	0.055	1.099	0.083	6.524
3	3003	17.192	18.864	17.036	13.629	0.156	5.214	0.138	16.791
316	100316	1.203	0.644	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.522
204	315	3.886	2.531	3.866	2.508	0.020	0.024	0.095	0.187
315	100315	1.621	1.063	1.599	0.909	0.022	0.153	0.040	1.835
315	100315315	2.240	1.415	2.199	1.129	0.041	0.285	0.055	2.479
314	100314	1.622	1.066	1.599	0.909	0.023	0.156	0.040	1.862
313	100313313	1.004	0.581	0.999	0.540	0.005	0.041	0.024	0.756
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.849
3004	1004	4.013	2.518	3.997	2.269	0.016	0.248	0.032	3.470
4	30044	4.008	2.452	4.003	2.269	0.005	0.183	0.026	2.318
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	34.286	23.132	34.176	22.973	0.109	0.158	0.228	0.459
5	3005	17.053	11.347	17.021	10.005	0.032	1.337	0.113	4.063
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	10.005	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.566
5	30055	17.053	11.347	17.021	10.005	0.032	1.337	0.113	4.063

30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	10.005	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.566
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.810
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.346
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.856
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.024	0.726
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.361
2004	310	1.452	0.930	1.418	0.899	0.034	0.030	0.035	0.754
310	100310	1.416	0.905	1.399	0.790	0.017	0.115	0.035	1.581
13	10013	2.409	1.381	2.398	1.229	0.010	0.151	0.015	3.296
12	10012	3.208	1.901	3.198	1.729	0.009	0.172	0.020	2.803
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	4.445
203	312	3.069	1.877	3.045	1.855	0.024	0.022	0.075	0.253
312	100312	3.041	1.836	2.998	1.449	0.043	0.386	0.075	2.361
6	1006	4.315	2.517	4.297	2.199	0.018	0.317	0.028	3.818
313	100313	3.041	1.833	2.998	1.449	0.043	0.383	0.075	2.350
103	6	4.331	2.527	4.327	2.523	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.435	2.418	1.435	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
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
2004	309	2.442	1.513	2.419	1.485	0.023	0.028	0.058	0.361
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.614
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	0.148	0.024	2.179
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.614
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	0.148	0.024	2.179
3008	1008	10.216	6.289	10.194	5.776	0.022	0.511	0.070	2.760
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.530
303	100303303	1.508	0.971	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.037
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.897
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.944
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.164
309	100309	1.408	0.868	1.399	0.790	0.009	0.078	0.034	1.062
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.822	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.817	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.332
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.289
201	304	2.732	1.650	2.732	1.649	0.000	0.000	0.065	0.003
304	100304304	1.414	0.825	1.399	0.720	0.015	0.105	0.033	1.450
304	100304	1.313	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.373
202	305	1.315	0.808	1.315	0.808	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.372
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.598
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.954
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.036	0.019	0.799
3002	1002	3.507	1.931	3.498	1.789	0.009	0.141	0.024	2.305
3	30033	7.818	5.111	7.807	4.682	0.011	0.427	0.051	2.842
30033	10033	7.807	4.682	7.795	4.417	0.011	0.264	0.051	1.800
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 193.124 МВт / 1691.762 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 184.660 МВт / 1617.622 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.516 МВт / 28.144 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.516 МВт / 28.144 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.554 МВт / 4.850 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.473 МВт / 6.360 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.026 МВт / 11.211 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.543 МВт / 39.355 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-96.156	-86.335	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.583	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.502	-0.64
101		0.000	0.000	106.683	-0.83
102		0.000	0.000	106.461	-0.90
3	Гніваний	0.000	0.000	106.396	-0.90
4	Жмеринка	0.000	0.000	104.664	-1.40
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.209	-1.50
103		0.000	0.000	104.482	-1.53
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.376	-1.56
7	Носківці	0.000	0.000	104.494	-1.60
104		0.000	0.000	104.374	-1.64
105		0.000	0.000	104.332	-1.66
8	Шаргород	0.000	0.000	104.011	-1.76
9	Коневе	0.000	0.000	107.085	-1.06
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.164	-0.80
106		0.000	0.000	109.246	-0.41
11	Яришів	0.000	0.000	109.248	-0.42
200	Дністровська ГЕС	-32.759	-11.800	110.000	0.00
107		0.000	0.000	105.815	-1.06
12	Чернятин	0.000	0.000	105.833	-1.05
108		0.000	0.000	105.895	-1.03
109		0.000	0.000	105.900	-1.03
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	105.896	-1.03
110		0.000	0.000	109.418	-0.27
300	Бар	-56.709	-31.006	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.513	-12.24
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.365	-10.91
303	Клекотина	0.000	0.000	30.138	-9.73
201		0.000	0.000	28.509	-13.14
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.506	-13.14
202		0.000	0.000	28.522	-13.12
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.521	-13.12
306	Тиврів	0.000	0.000	29.115	-12.41
307	Пиліва	0.000	0.000	30.787	-10.81
308	ЗБК	0.000	0.000	28.475	-13.46
309	Жуківці	0.000	0.000	28.338	-13.88
310	Почапинці	0.000	0.000	27.936	-13.91
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	27.913	-14.09
203		0.000	0.000	27.619	-14.27
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.370	-14.36
313	Браїлів	0.000	0.000	27.461	-14.33
314	Демидівка	0.000	0.000	27.693	-14.07
204		0.000	0.000	28.141	-13.69
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	27.962	-13.81
205		0.000	0.000	28.232	-13.63
316	Гніваний кар'єр	0.000	0.000	28.228	-13.63

3001	0.000	0.000	116.790	-2.17
2001	0.000	0.000	27.916	-2.14
1001	8.800	4.750	11.161	-2.12
30011	0.000	0.000	116.695	-2.10
20011	0.000	0.000	39.068	-2.10
10011	8.800	4.750	10.773	-5.16
3002	0.000	0.000	96.734	-9.74
2002	0.000	0.000	32.233	-9.61
1002	3.500	1.790	9.080	-11.49
3003	0.000	0.000	90.945	-9.90
2003	0.000	0.000	28.585	-13.37
1003	7.800	4.420	5.206	-9.81
30033	0.000	0.000	103.695	-3.12
20033	0.000	0.000	34.715	-3.12
10033	7.800	4.420	9.762	-4.54
3004	0.000	0.000	86.288	-13.92
2004	0.000	0.000	28.681	-13.65
1004	4.000	2.270	8.007	-16.45
30044	0.000	0.000	102.485	-3.31
20044	0.000	0.000	34.310	-3.31
10044	4.000	2.270	9.792	-3.28
3005	0.000	0.000	100.447	-4.69
2005	0.000	0.000	24.019	-4.69
1005	17.000	9.180	9.395	-6.77
1006	4.300	2.200	9.647	-4.72
1007	2.100	1.020	9.746	-4.01
3008	0.000	0.000	98.262	-6.95
2008	0.000	0.000	32.863	-6.93
1008	10.200	5.780	9.179	-9.03
1009	1.200	0.610	9.575	-1.38
30088	0.000	0.000	102.758	-3.02
20088	0.000	0.000	34.402	-3.02
10088	4.300	2.080	9.755	-3.81
30055	0.000	0.000	100.447	-4.69
20055	0.000	0.000	24.019	-4.69
10055	17.000	9.180	9.395	-6.77
30010	0.000	0.000	104.732	-3.48
20010	0.000	0.000	35.063	-3.48
10010	3.800	2.150	9.829	-5.09
3001010	0.000	0.000	104.732	-3.48
2001010	0.000	0.000	35.063	-3.48
1001010	3.800	2.150	9.829	-5.09
3001111	0.000	0.000	107.283	-2.08
2001111	0.000	0.000	35.917	-2.08
1001111	3.800	2.150	10.252	-2.05
10012	3.200	1.730	9.869	-3.32
10013	2.400	1.230	9.833	-3.72
100301	0.900	0.510	8.725	-14.14
100302	0.900	0.510	9.000	-12.71
100303	0.600	0.310	9.336	-10.86
100304	1.300	0.700	8.624	-15.94
100305	1.300	0.700	8.629	-15.91
100306	0.900	0.460	9.006	-13.74
100307	0.900	0.460	9.476	-12.45
100308	0.700	0.340	8.882	-14.15
100309	1.400	0.790	8.651	-16.10
100310	1.400	0.790	8.394	-17.05
100311	0.800	0.430	8.568	-15.86
100312	3.000	1.450	8.062	-19.69
100313	3.000	1.450	8.093	-19.62
100314	1.600	0.910	8.250	-17.76
100315	1.600	0.910	8.340	-17.42
100316	1.200	0.610	8.749	-14.84
100301301	1.100	0.620	8.670	-14.58
100303303	1.500	0.890	9.205	-11.82
100304304	1.400	0.720	8.609	-16.17
100306306	1.400	0.720	8.921	-14.51
100308308	0.800	0.390	8.872	-14.25
100309309	1.000	0.540	8.733	-15.45
100313313	1.000	0.540	8.451	-16.01
100315315	2.200	1.130	8.197	-18.91
701	19.330	9.900	105.195	-1.34
702	-7.500	-4.050	104.994	-1.42
703	15.630	8.860	104.650	-1.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	58.541	54.706	58.406	54.406	0.135	0.299	0.420	0.417
1	101	43.032	36.547	42.350	35.035	0.679	1.506	0.297	2.911
101	3	21.733	19.260	21.698	19.182	0.035	0.078	0.157	0.290
3	102	-3.363	-5.024	-3.365	-5.027	0.002	0.003	-0.033	-0.065
102	2	-25.061	-21.840	-25.208	-22.166	0.146	0.325	-0.180	-1.048
2	100	-37.104	-30.497	-37.615	-31.628	0.508	1.127	-0.258	-2.505
2	3002	11.878	8.615	11.780	5.965	0.098	2.640	0.079	12.156
3002	2002	8.273	4.034	8.225	4.034	0.048	0.000	0.055	0.409
2002	307	8.225	4.050	7.936	3.702	0.288	0.347	0.164	1.541
307	306	7.028	3.221	6.728	2.860	0.299	0.359	0.145	1.806
306	202	4.411	1.559	4.340	1.473	0.071	0.085	0.093	0.657
202	201	3.024	0.675	3.023	0.673	0.001	0.002	0.063	0.016
201	2003	0.291	-0.967	0.288	-0.971	0.003	0.004	0.020	-0.048
2003	301	-0.980	1.072	-0.999	1.049	0.018	0.022	-0.029	-0.055
301	302	-3.019	-0.181	-3.104	-0.258	0.085	0.077	-0.061	-0.969
302	303	-4.012	-0.791	-4.100	-0.897	0.088	0.105	-0.080	-0.871
303	2008	-6.218	-2.186	-6.655	-2.712	0.436	0.524	-0.126	-2.918
3008	2008	6.663	2.670	6.655	2.670	0.008	0.000	0.042	0.095
8	3008	16.935	11.062	16.879	8.960	0.056	2.093	0.112	6.422
8	105	-4.484	-2.275	-4.494	-2.289	0.010	0.014	-0.028	-0.326
105	104	-4.494	-2.018	-4.495	-2.021	0.001	0.002	-0.027	-0.044
104	7	-4.495	-1.888	-4.499	-1.894	0.004	0.005	-0.027	-0.122
7	103	-2.130	1.788	-2.132	1.785	0.002	0.003	-0.015	0.009
103	4	-6.462	-0.367	-6.473	-0.382	0.010	0.015	-0.036	-0.187
4	107	-17.242	-6.849	-17.390	-7.028	0.148	0.178	-0.102	-1.165
107	12	-17.390	-6.811	-17.392	-6.815	0.002	0.004	-0.102	-0.018
12	108	-52.687	-27.834	-52.707	-27.871	0.020	0.036	-0.325	-0.062
108	109	-52.707	-27.866	-52.709	-27.869	0.002	0.003	-0.324	-0.005
109	110	-55.127	-29.113	-56.555	-30.831	1.422	1.711	-0.339	-3.534
110	300	-56.555	-30.572	-56.709	-31.006	0.153	0.432	-0.339	-0.584
12	701	32.074	19.140	31.976	18.864	0.098	0.275	0.203	0.649
701	702	12.659	9.131	12.647	9.097	0.012	0.034	0.086	0.204
702	703	20.142	13.286	20.109	13.192	0.033	0.093	0.132	0.351
703	7	4.488	4.525	4.485	4.515	0.003	0.010	0.035	0.157
4	101	-20.386	-15.906	-20.617	-16.419	0.230	0.511	-0.142	-2.040
4	102	-21.479	-16.818	-21.696	-17.299	0.216	0.479	-0.150	-1.815
4	3004	14.299	14.496	14.099	9.112	0.200	5.363	0.112	20.878
3004	2004	10.085	6.594	9.982	6.594	0.103	0.000	0.080	0.503
2004	311	6.088	4.189	5.957	4.031	0.131	0.158	0.149	0.798
311	203	5.149	3.560	5.105	3.507	0.044	0.053	0.129	0.306
203	313	2.036	1.639	2.027	1.627	0.010	0.012	0.055	0.161
313	314	-2.025	-0.821	-2.039	-0.837	0.013	0.016	-0.046	-0.255
314	204	-3.663	-1.905	-3.709	-1.960	0.046	0.055	-0.086	-0.480
204	205	-7.595	-4.481	-7.615	-4.505	0.019	0.023	-0.181	-0.097
205	2003	-8.823	-5.178	-8.909	-5.282	0.086	0.104	-0.209	-0.372
8	9	-16.805	-10.611	-17.167	-11.135	0.361	0.522	-0.110	-3.106
9	10	-18.394	-11.187	-18.529	-11.382	0.134	0.194	-0.116	-1.086
10	106	-26.199	-15.769	-26.352	-16.107	0.152	0.337	-0.163	-1.091
106	11	6.265	-3.252	6.265	-3.253	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.414	-5.771	2.396	-6.237	0.017	0.465	0.033	-7.372
1	30011	7.512	8.905	7.495	8.277	0.017	0.626	0.061	4.628
30011	2001	0.240	-0.171	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	7.773	8.739	7.755	8.106	0.017	0.631	0.062	4.548
3001	1001	7.996	7.935	7.981	7.935	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.814	-3.188	0.813	-3.188	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-32.617	-11.486	-32.759	-11.800	0.141	0.312	-0.182	-0.756
3003	2003	9.214	9.211	9.158	8.108	0.055	1.099	0.083	6.524
3	3003	17.192	18.864	17.036	13.629	0.156	5.214	0.138	16.791
316	100316	1.203	0.644	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.522
204	315	3.886	2.531	3.866	2.508	0.020	0.024	0.095	0.187
315	100315	1.621	1.063	1.599	0.909	0.022	0.153	0.040	1.835
315	100315315	2.240	1.415	2.199	1.129	0.041	0.285	0.055	2.479
314	100314	1.622	1.066	1.599	0.909	0.023	0.156	0.040	1.862
313	100313313	1.004	0.581	0.999	0.540	0.005	0.041	0.024	0.756
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.849
3004	1004	4.013	2.518	3.997	2.269	0.016	0.248	0.032	3.470
4	30044	4.008	2.452	4.003	2.269	0.005	0.183	0.026	2.318
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	34.286	23.132	34.176	22.973	0.109	0.158	0.228	0.459
5	3005	17.053	11.347	17.021	10.005	0.032	1.337	0.113	4.063
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	10.005	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.566
5	30055	17.053	11.347	17.021	10.005	0.032	1.337	0.113	4.063

30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	10.005	16.989	9.174	0.032	0.827	0.113	2.566
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.810
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.346
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.856
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.024	0.726
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.361
2004	310	1.452	0.930	1.418	0.899	0.034	0.030	0.035	0.754
310	100310	1.416	0.905	1.399	0.790	0.017	0.115	0.035	1.581
13	10013	2.409	1.381	2.398	1.229	0.010	0.151	0.015	3.296
12	10012	3.208	1.901	3.198	1.729	0.009	0.172	0.020	2.803
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	4.445
203	312	3.069	1.877	3.045	1.855	0.024	0.022	0.075	0.253
312	100312	3.041	1.836	2.998	1.449	0.043	0.386	0.075	2.361
6	1006	4.315	2.517	4.297	2.199	0.018	0.317	0.028	3.818
313	100313	3.041	1.833	2.998	1.449	0.043	0.383	0.075	2.350
103	6	4.331	2.527	4.327	2.523	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.435	2.418	1.435	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
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
2004	309	2.442	1.513	2.419	1.485	0.023	0.028	0.058	0.361
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.614
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	0.148	0.024	2.179
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.614
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	0.148	0.024	2.179
3008	1008	10.216	6.289	10.194	5.776	0.022	0.511	0.070	2.760
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.530
303	100303303	1.508	0.971	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.037
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.897
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.944
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.164
309	100309	1.408	0.868	1.399	0.790	0.009	0.078	0.034	1.062
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.822	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.817	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.332
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.289
201	304	2.732	1.650	2.732	1.649	0.000	0.000	0.065	0.003
304	100304304	1.414	0.825	1.399	0.720	0.015	0.105	0.033	1.450
304	100304	1.313	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.373
202	305	1.315	0.808	1.315	0.808	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.372
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.598
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.954
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.036	0.019	0.799
3002	1002	3.507	1.931	3.498	1.789	0.009	0.141	0.024	2.305
3	30033	7.818	5.111	7.807	4.682	0.011	0.427	0.051	2.842
30033	10033	7.807	4.682	7.795	4.417	0.011	0.264	0.051	1.800
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Г

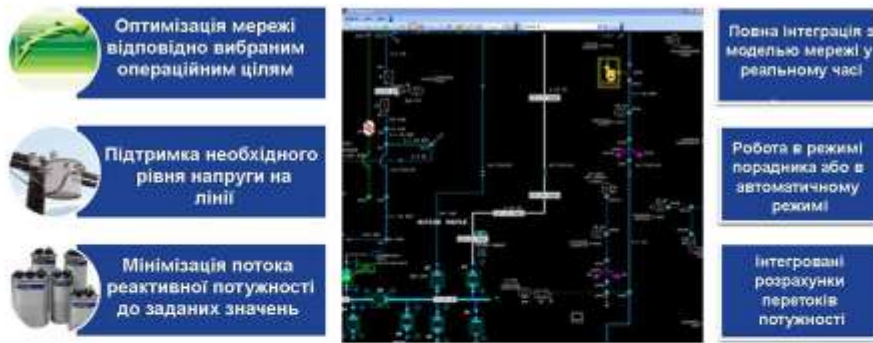
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій».

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій»

- [Борсуковський Сергій Олександрович](#)

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	31,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	178 740
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	192 185,989
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	8,54
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,33
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1691
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	39,35



Функції оптимізації мережі IVVC

Етапи впровадження ADMS



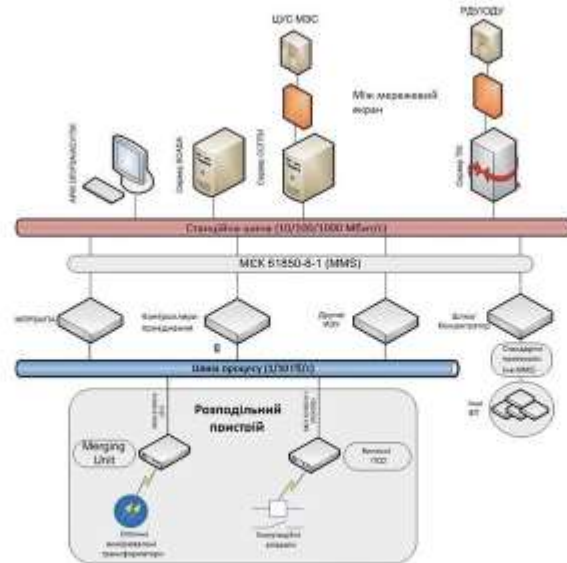
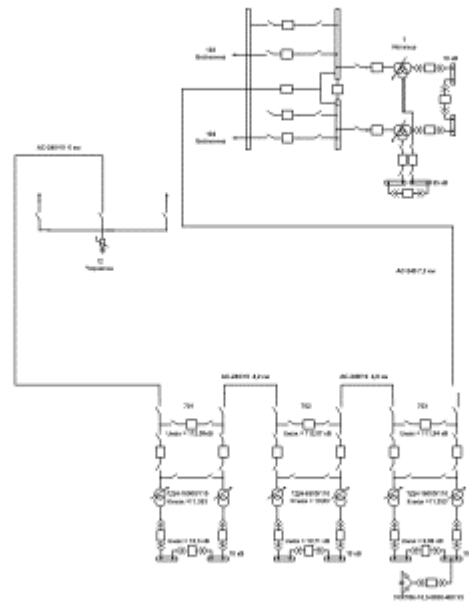
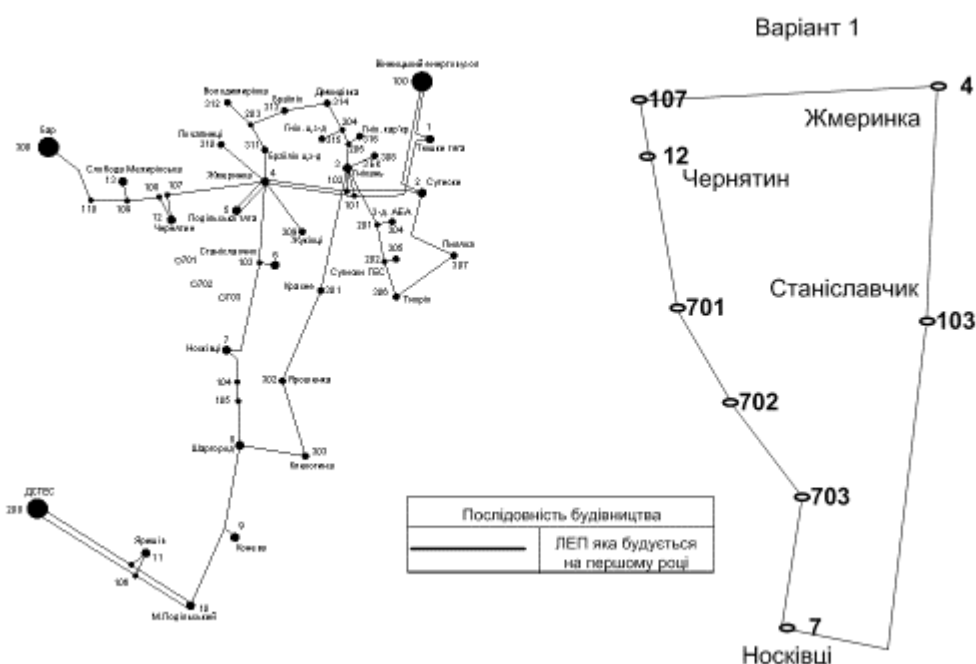


Схема автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління





- **Актуальність теми.** З кожним роком в країнах світу здійснюється поступове впровадження нових технологій в електроенергетиці. Особливо перспективними з економічної точки зору, є напрямки по впровадженню технології "Цифрова підстанція", що засновані на стандартах серії IEC 61850, в яких реалізуються технології управління Smart Grid. Застосування технології "Цифрової підстанції" повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.
- **Метою магістерської роботи** є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками, а також, аналіз впроваджувальних технологій цифрових підстанцій з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage в АСДТУ України.
- **Об'єкт дослідження:** є фрагмент електричних мереж.
- **Предмет дослідження:** Впровадження цифрових методів для керування та обліку енергії на підстанції.
- **Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14]. Дослідження автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління з використанням програмного пакету PowerOnAdvantage.