

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричних мереж напругою 110 кВ з дослідженням втрат електроенергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Тихонець Б.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2022 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2022 р.

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

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

_____ 2022 року

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

_____ Тихонецю Богдану Володимировичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Розвиток фрагменту електричних мереж напругою 110 кВ з дослідженням втрат електроенергії _____

керівник роботи _____ д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О. _____

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.03.2022 року № 65

2. Строк подання студентом роботи 07 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 км за рік _____

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

ситуаціях. 7. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 березня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ та заходів щодо зменшення втрат електроенергії	07.03.22	12.03.22	
3	Розрахунок розвитку Козятинських ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	
4	Підвищення енергоефективності Козятинських ЕМ шляхом зниження втрат	06.04.22	30.04.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	

Студент

Тихонець Б. В.

(підпис)

Керівник роботи

Комар В. О.

(підпис)

Анотація

Тихонець Б. В. Розвиток фрагменту електричних мереж напругою 110 кВ з дослідженням втрат електроенергії. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма - Електричні системи та мережі. Вінниця: ВНТУ, 2022. 73 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 17; табл. 23.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку Козятинських електричних мереж 110 кВ. Для нових підстанцій виконано вибір схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів. Для електричної мережі провести розрахунки і аналіз характерних режимів. Проведено розрахунок для підвищення енергоефективності Козятинських електричних мереж.

У розділі охорони праці опрацьовано такі питання, як аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією Козятинських електричних мереж 110 кВ; організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Козятинських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле; основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії та енергетичних об'єктах; проведено розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів.

Ключові слова: підстанція, втрати, оптимізація, енергоефективність, електричні мережі.

Annotation

Tykhonets B. V. Development networks of 110 kV with the analysis of losses of electric energy. Master's thesis in the specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, educational program - Electrical systems and networks. Vinnytsia: VNTU, 2022. 73 p.

In Ukrainian language. Bibliogr .: 21 titles; fig .: 17; table 23.

In the master's qualification work calculations on the development of Kozyatin electric networks of 110 kV were performed. For new substations the choice of schemes of switchgear, main equipment and devices is made taking into account requirements of reliability of power supply of consumers. For the electrical network to perform calculations and analysis of characteristic modes. The calculation was made to increase the energy efficiency of Bar electric networks.

The section of labor protection deals with such issues as the analysis of working conditions during the performance of works related to the repair and operation of 110 kV Kozyatin electric networks; organizational and technical solutions for labor protection for electrical personnel of Bar electric networks of 110 kV during repair and operation of relays; Basic fire protection measures when working on lines and energy facilities; the calculation of the artificial grounding device with the use of natural grounding conductors was carried out.

Key words: substation, losses, optimization, energy efficiency, electric networks.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК РОЗВИТКУ КОЗЯТИНСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ	8
1.1 Прогнозування електричних навантажень.....	8
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	12
РОЗДІЛ 2. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	20
2.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	20
2.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі.....	25
2.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	26
РОЗДІЛ 3. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ.....	29
РОЗДІЛ 4. ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	31
4.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	31
4.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	32
4.3 Оцінювання надійності схем підстанції	33
РОЗДІЛ 5. ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	37
5.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	37
РОЗДІЛ 6. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	39
6.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	39
6.4. Регулювання напруги у мережі	40
РОЗДІЛ 7. АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ 110	

КВ АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО».....	44
РОЗДІЛ 8. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	49
8.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов’язаних з ремонтом та експлуатацією Козятинських електричних мереж 110 кВ	49
8.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Козятинських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле.....	49
8.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії.....	56
РОЗДІЛ 9. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	65
ВИСНОВКИ.....	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	72
ДОДАТОК А Протокол перевірки на плагіат.....	74
ДОДАТОК Б Технічне завдання	75
ДОДАТОК В Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ.....	78
ДОДАТОК В Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ.....	81
ДОДАТОК Г Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ.....	85
ДОДАТОК Д Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ.....	88
ДОДАТОК Е Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК та регулювання РПН на споживильних підстанціях	91
ДОДАТОК Ж Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ.....	94
ДОДАТОК К РЕЗУЛЬТАТИ Техніко-економічних розрахунків	103
ДОДАТОК Л Ілюстративна частина.....	119

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електроенергетичних систем, а також їх невід’ємної частини – електричних мереж, є самостійною частиною проектних задач. Її завданням є визначення складу, порядку розвитку та основних параметрів електричних станцій та електричних мереж. Проектування складових електричної мережі (ліній та підстанцій) впливає на такі етапи проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Для кращої сумісності між етапами розвитку вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі повинен виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Це дозволить знизити витрати на спорудження електричних мереж, а також їх експлуатацію та подальший розвиток.

Мета і завдання роботи. Метою магістерської роботи є визначення заходів з розвитку та технічного переоснащення розподільних електричних мереж Козятинських електричних мереж, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі основні задачі:

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування Козятинських електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та якісного електропостачання нових споживачів району;

– аналіз заходів з підвищення енергоефективності Козятинських електричних мереж.

Об'єкт дослідження. магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

Предмет дослідження – є методи і засоби проектування електричних мереж.

Новизна одержаних результатів. Отримана мережа перевірена за такими 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 для покращення якості напруги у вузлах, створена мережа характеризується низькими втратами активної потужності.

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК РОЗВИТКУ КОЗЯТИНСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ

1.1 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:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

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 $a' = -2750,8$, $b' = 1,4121$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4121T - 2750,8$$

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

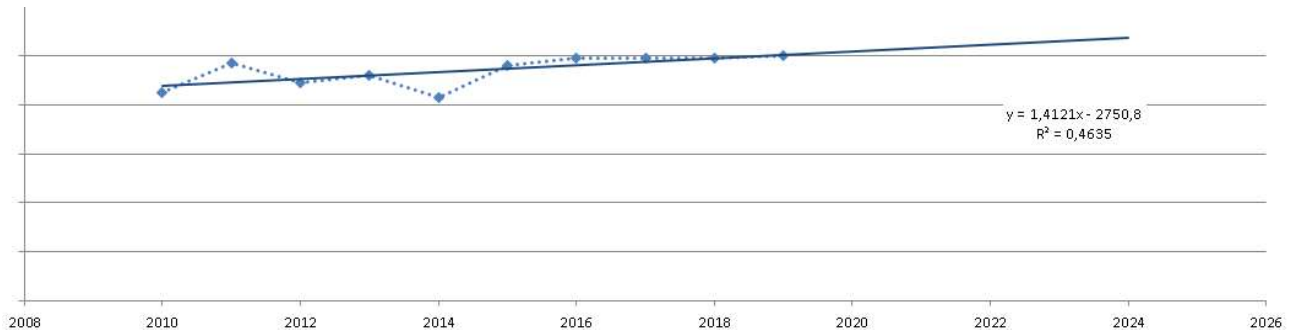


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 104,8 %, що на 4,8 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1.1 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.

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 – 1.4МВт;

- в трансформаторах – 0.8 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт та навантажувальні 0.3 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

	9-206	207-206	15-14	100-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм, А	88	86	10	48

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	206	15	207	14
Напруга вузла,кВ	113,9	113,58	114,85	113,55

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.

1.1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться 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 №206 – Юрківка з рівнем напруги 113,9 кВ; вузол № 15 – Калинівка з рівнем напруги 113,58 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.3.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

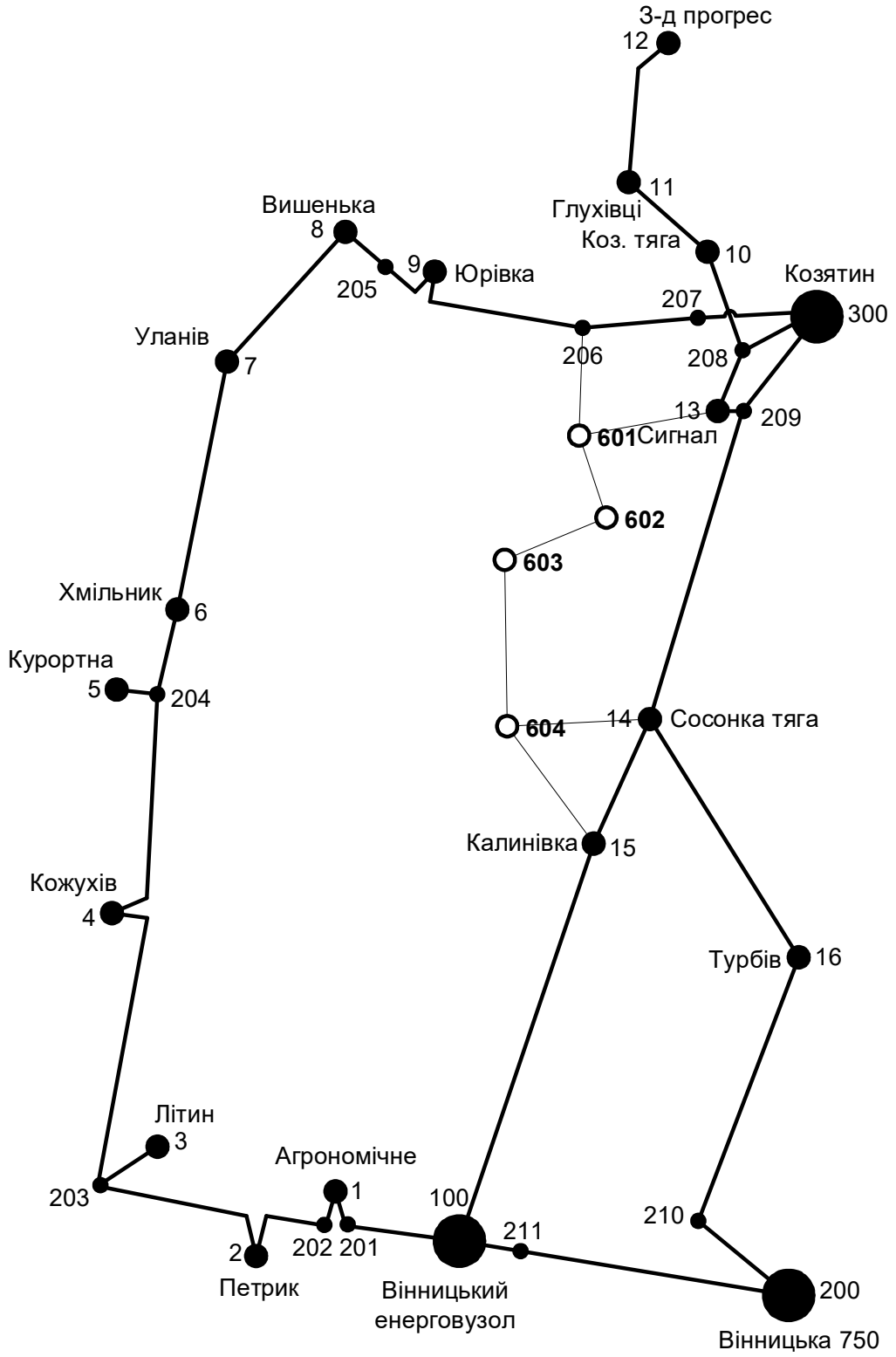


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.2 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 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.

1.2.1 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:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.4)$$

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:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

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

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

Згідно ПУЕ [2] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.6)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу провoda (провoda АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції

206-601	1,2	15,7	4395,9	4364,4	4430,8	280,0	4395,9	3956,4	4835,5
15-604	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
13-601	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
15-604	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
601-602	1	15,7	3663,3	3637,0	3692,3	233,3	3663,3	3297,0	4029,6
602-603	1,2	15,7	4395,9	4364,4	4430,8	280,0	4395,9	3956,4	4835,5
603-604	2	15,7	7326,6	7274,0	7384,6	466,7	7326,6	6593,9	8059,2

1.2.1 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

$$y(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_n x_n + b_{n+1} \quad (1.8)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2 \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m, \\ x_i &\geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{aligned} \right\} \quad (1.9)$$

Задача лінійного програмування (1.9) за умов (1.10) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (1.10) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (1.10) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (1.9) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 1.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 1.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,59	0,00
602	0	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5,79	0,00
603	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-8,30	0,00
604	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	16,31	0,00
Коефіцієнти цільової функції	372,856	447,347	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843	0,000	0,000	0,000	0,000			18174,469	
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			17977,722	
Змінні складові витрат	55,502	253,581	0,000	0,000	0,000	3,523	0,000	46,366	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			358,972	
Дисконтровані витрати, тис. грн																		

Рисунок 1.3 – 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. 1.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП										Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603			
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	11,59	0,00	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	5,79	0,00	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-8,30	0,00	
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	16,31	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	670,706	950,166	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	670,706	1117,843	1117,843		27573,263	
Потужності ЛЕП	11,587	7,723	0,000	6,079	0,000	0,000	0,000	5,794	2,506	0,000			
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	5992,574	0,000	0,000	0,000	4230,052	7050,087	0,000		27495,339	
Змінні складові витрат	90,367	56,866	0,000	35,236	0,000	0,000	0,000	22,592	7,046	0,000		212,106	
Дисконтовані витрати, тис. грн													27707,446

Рисунок 1.4 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП										Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603			
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	11,59	0,00	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	5,79	0,00	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-8,30	0,00	
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	16,31	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	372,856	447,347	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843		18174,469	
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4230,052	0,000	0,000		17977,722	
Змінні складові витрат	55,502	253,581	0,000	0,000	0,000	3,523	0,000	46,366	0,000	0,000		358,972	
18336,694													

Рисунок 1.5 – Остаточний варіант

У таблиці 1.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 1.6.

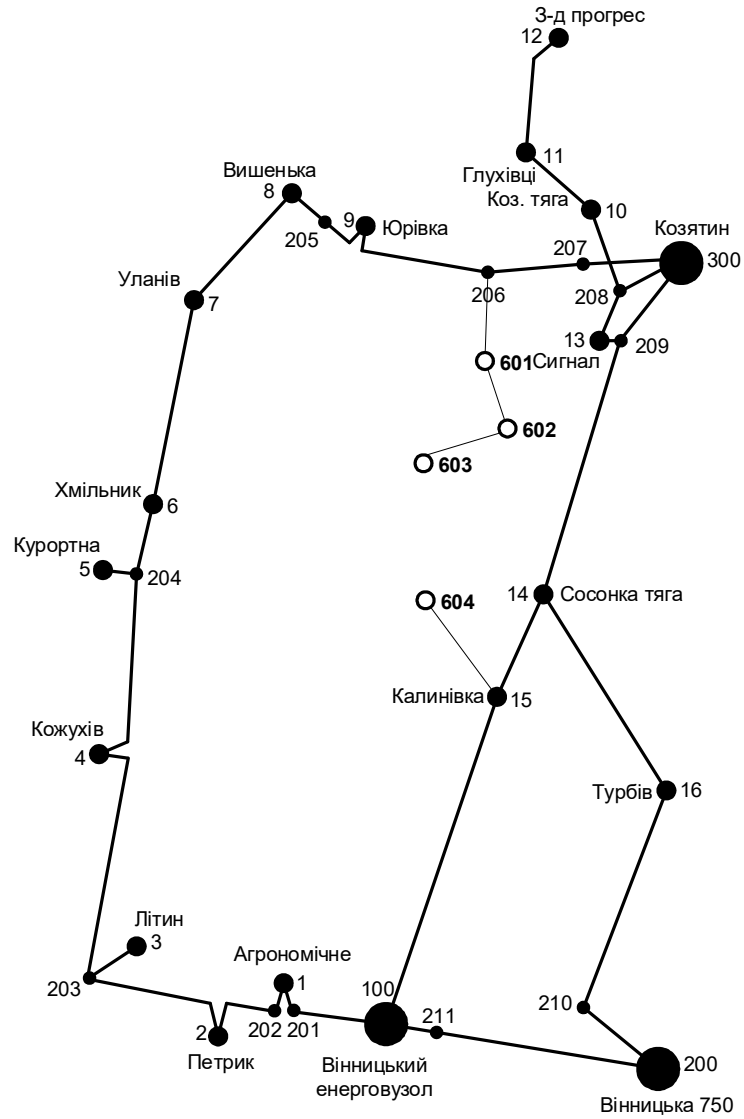


Рисунок 1.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії.

РОЗДІЛ 2. 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.

2.1 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 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.1)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.1) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.3)$$

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 (2.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.1), 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:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 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 206-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{206-601} + \Delta L_{601-602} = 8,4+7 = 15,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.4) 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.2.1.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 602-603. Результати розрахунків подано в табл.2.2.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введених довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будемо одноланцюгову лінію 604-15. Результати розрахунків подано в табл.2.3.

Таблиця 2.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	22826,65	22826,65
		601-602	7	5,79		12358,62			
	2	15-604	11,9	13,82	25,9	21178,3	45861,11	38217,6	38217,6
		603-604	14	2,49		24682,81			
	3	206-601	8,4	11,59	8,4	14906,55	14906,55	12422,13	12422,13
	4	15-604	11,9	16,31	11,9	21258,65	21258,65	17715,54	17715,54

Таблиця 2.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	602-603	8,4	13,82	22,4	14949,39	39959,57	27749,7	50576,35
		603-604	14	16,31		25010,18			
	12	602-603	8,4	2,49	20,3	14809,69	36068,34	25047,46	47874,11
		604-15	11,9	16,31		21258,65			
	13	604-15	11,9	13,82	25,9	21178,3	45861,11	31848	68687,77
		604-603	14	2,49		24682,81			
	21	603-602	8,4	17,38	15,4	15033,36	27455,49	19066,31	57283,91
		602-601	7	11,59		12422,13			

22	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	19022,21	57239,8
	601-602	7	5,79		12358,62			
23	603-602	8,4	5,79	16,8	14830,34	29736,9	20650,62	58868,22
	206-601	8,4	11,59		14906,55			
31	601-602	7	3,3	15,4	12344,36	27154,05	18856,98	31279,1
	602-603	8,4	2,49		14809,69			
32	604-603	14	2,49	25,9	24682,81	45861,11	31848	44270,12
	604-15	11,9	13,82		21178,3			
41	602-603	8,4	5,79	22,4	14830,34	39519,07	27443,8	45159,34
	603-604	14	3,3		24688,72			
42	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	19022,21	36548,82
	601-602	7	5,79		12358,62			

Таблиця 2.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві _{сум}	Вt	Вартість
3	111	604-15	11,9	10,92	11,9	21101,46	21101,46	12211,49	62787,85
	121	603-604	14	5,4	14	24711,74	24711,74	14300,78	62174,89
	131	602-603	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	77259,13
	211	206-601	8,4	14,58	8,4	14965,71	14965,71	8660,711	65944,62
	221	603-602	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	65811,17
	231	601-602	7	2,91	7	12342,83	12342,83	7142,844	66011,06
	311	603-604	14	5,4	25,9	24711,74	45813,2	26512,27	57791,38
		604-15	11,9	10,92		21101,46			
	321	601-602	7	2,91	15,4	12342,83	27154,15	15714,21	59984,33
		602-603	8,4	2,89		14811,31			
412	206-601	8,4	14,58	15,4	14965,71	27308,54	15803,55	60962,89	
	601-602	7	2,91		12342,83				
422	602-603	8,4	2,89	22,4	14811,31	39523,06	22872,14	59420,96	
	603-604	14	5,4		24711,74				

2.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 2.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 422. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 422 приєднання підстанцій 601, 602, 603, 604 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.

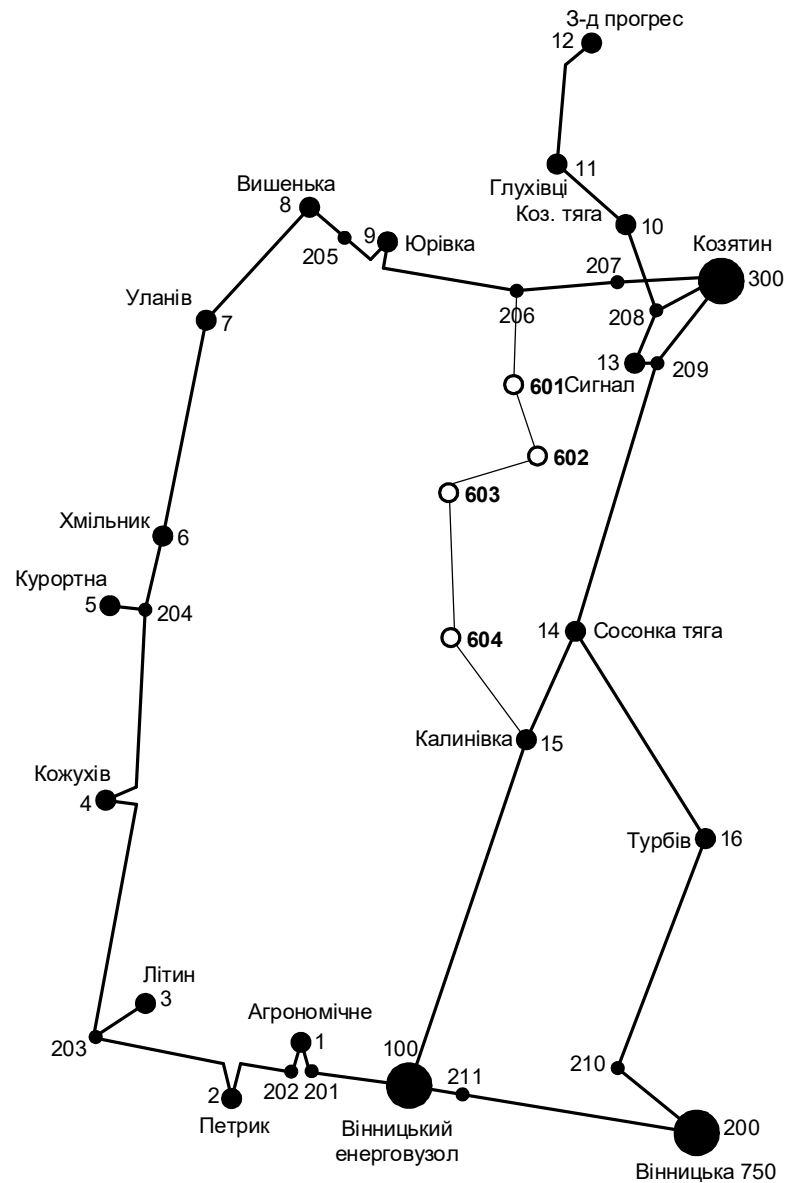


Рисунок 2.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.5) :

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

(2.5)

$$I_{розр206-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21,65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 119,314 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}15-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.164}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89.083 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-601} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10.535}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 58.06 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4.947}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27.263 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.817}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37.571 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (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 206-601;

2й – розрив лінії 15-604;

3й – розрив лінії 206-601 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 15-604 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 602-603;

6й – розрив лінії 603-604.

Отримані результати представлені у таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
206-601	0	202.3	0	234.8	140.3	114.9	236.5	390	119.314	АС-120/19
15-604	203.5	0	236.2	0	60.1	97.2			89.083	АС-120/19
602-601	68.2	139.9	68.2	167.5	67.2	75.3			58.06	АС-120/19
603-602	140.5	60.9	140.5	69.7	0	43.5			27.263	АС-120/19
603-604	116.2	97.2	140.6	97.2	43.5	0			37.571	АС-120/19

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

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

РОЗДІЛ 3. 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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (3.1)$$

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

Для 601 вузла згідно (3.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{11.59}{2 \cdot 0.7} = 9.3 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 3.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
601	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
602	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
603	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
604	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 3.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (3.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{13.02}{(2-1) \cdot 10} = 1.302 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{8.3}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.32 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{5.969}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.947 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{18.5}{(2-1) \cdot 16} = 1.16 \leq 1.4$$

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.3.1.

РОЗДІЛ 4. 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 принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

4.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602, 603 та 604 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 4.1).

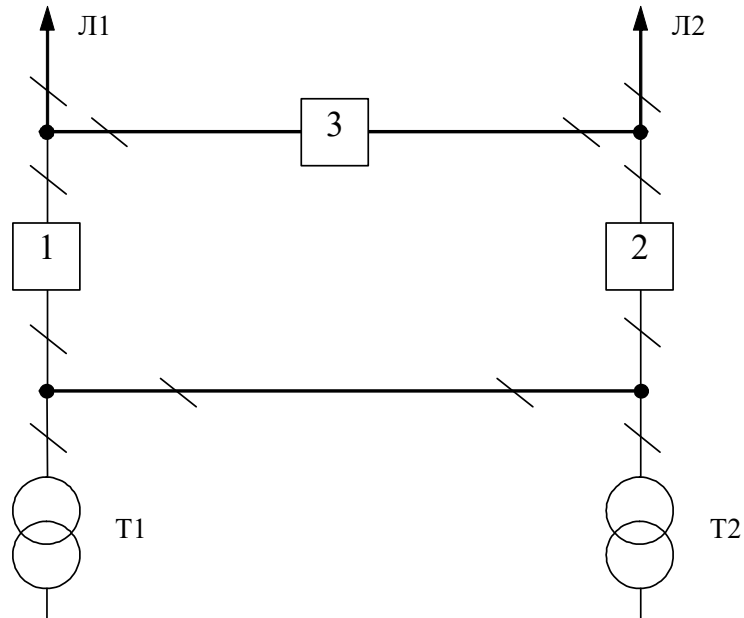


Рисунок 4.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

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

4.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Калинівка». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Найвну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з

відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 –Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 4.2).

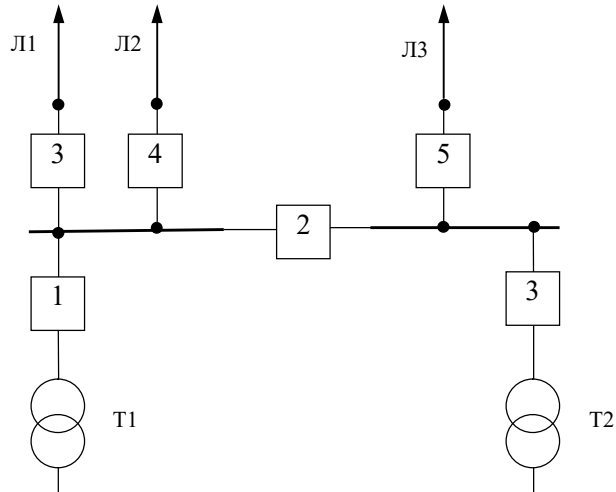


Рисунок 4.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 206, що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Юрівка - Козятин-330» (див. нормальну схему) [3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Юрівка - Козятин-330» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

4.3 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 відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15).

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 $T_{П}$ (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 4.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (4.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (4.4) 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, отримуємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 4.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформувавши вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 4.2).

Таблиця 4.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_r та ремонтусмі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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(АТ2,Л2)-40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40		Л3, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(АТ1,Л1), D(АТ2,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(АТ1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 4.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (4.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (4.6) та недовідпуск електроенергії (4.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 37$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (4.5)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (4.6)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (4.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	$\Delta W_{НД}$, МВт·год	Мзб, грн.
132 028	3 960,84	146 551,08

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.

РОЗДІЛ 5. ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

5.1 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 601,602,603,604 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (5.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 33,69 + 0,05 \cdot 33,69 = 32,0375 \text{ (МВт)},$$

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

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (5.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 32,0375 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 32,0375 \cdot 0,34 = 10,89275 \text{ (МВАр)}.$$

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (5.3)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕП}206-601} = 111,81^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,299 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,299 + 0,248 + 0,299 + 0,499 = 1,345 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 16,19 = 15,38 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,19 = 1,62 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 15,38 + 1,62 - 10,89275 - 1,35 = 4,757 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 15,38 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,89 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 К на 4950 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 602.

РОЗДІЛ 6. 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.

6.1 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 З.

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

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

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

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

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

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Д та Ж.

6.4. 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. 6.1).

Таблиця 6.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	112,19	106,99	118,41
602	112,09	106,87	118,31
603	112,07	106,85	118,30
604	111,94	106,72	118,17

Таблиця 6.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	9,78	9,21	10,44
602	10,3	9,78	10,93
603	10,71	10,2	11,32
604	9,86	9,3	10,51

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (6.1)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (6.2)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (6.3)$$

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:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (6.4)$$

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 (6.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (6.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{((11,59) \cdot (7,95 / 2)) + ((5,94) \cdot (139 / 2))}{112,19} = 4,09 \text{ кВ}$$

За (6.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601б}} = \frac{112,19 + 4,09}{10,5} = 11,074$$

Ближчий за табл. 6.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 11,082$, що відповідає 5-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (6.1).

$$U_{\text{НН601д}} = \frac{112,19 + 4,09}{11,082} = 10,49 \text{ кВ}$$

Таблиця 6.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ктб	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. 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	4,09	11,074	10,493	5	11,082	0,09
602	-3,055	10,384	10,429	9	10,455	0,096
603	0,544	10,725	10,458	7	10,768	0,093
604	3,727	11,016	10,437	5	11,082	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Л). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

РОЗДІЛ 7. АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ 110 КВ АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»

Проведений розрахунок втрат електричної енергії в мережах 110 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням розбудови фотоелектричних станцій в них. Як показано на рисунках 7.1 та 7.2, на яких наведені результати розрахунку втрат електричної енергії по районним електричним мережам в ррежимні дні (максимум та мінімум навантаження), суттєвої зміни втрат поки не спостерігається.

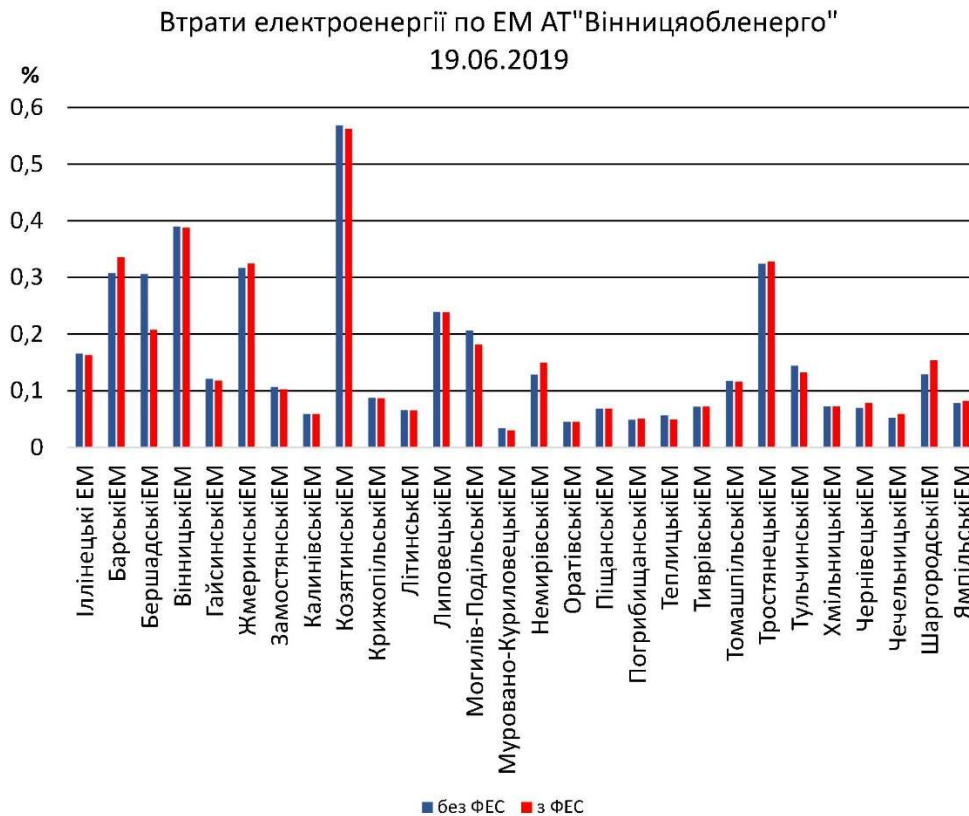


Рисунок 7.1 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 19.06.2019

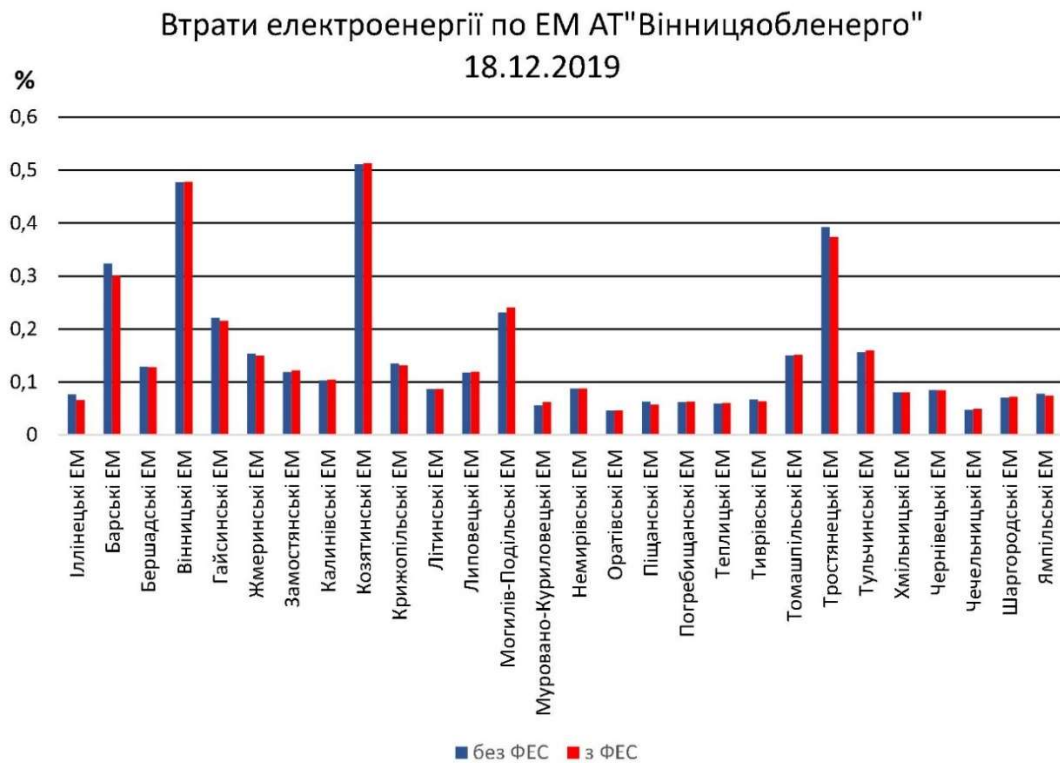


Рисунок 7.2 – Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 18.12.2019

Однак аналіз по елементам електричних мереж дозволяє зробити висновок щодо певного перевантаження силових трансформаторів в певні часи доби, особливо за максимального генерування фотоелектричними станціями (див. рис. 7.3 – 7.8)

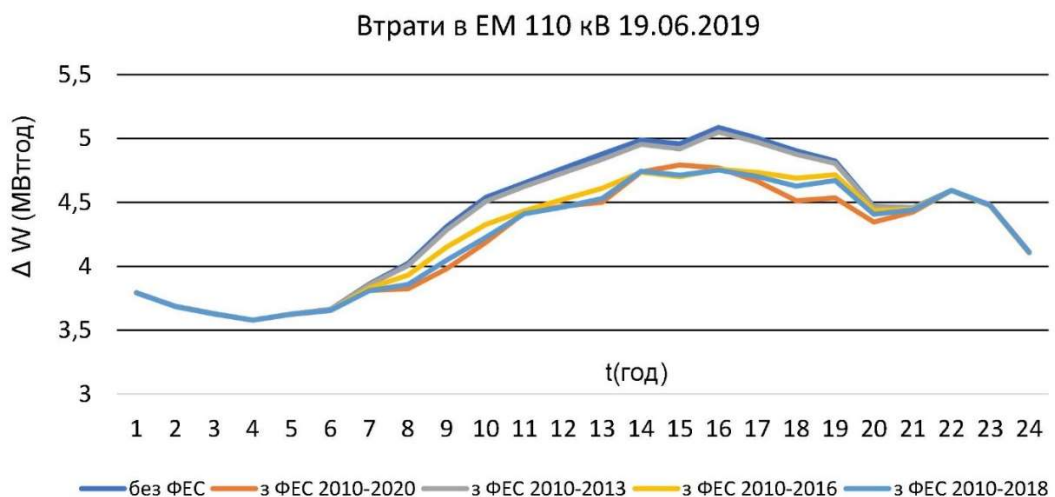


Рисунок 7.3 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 19.06.2019

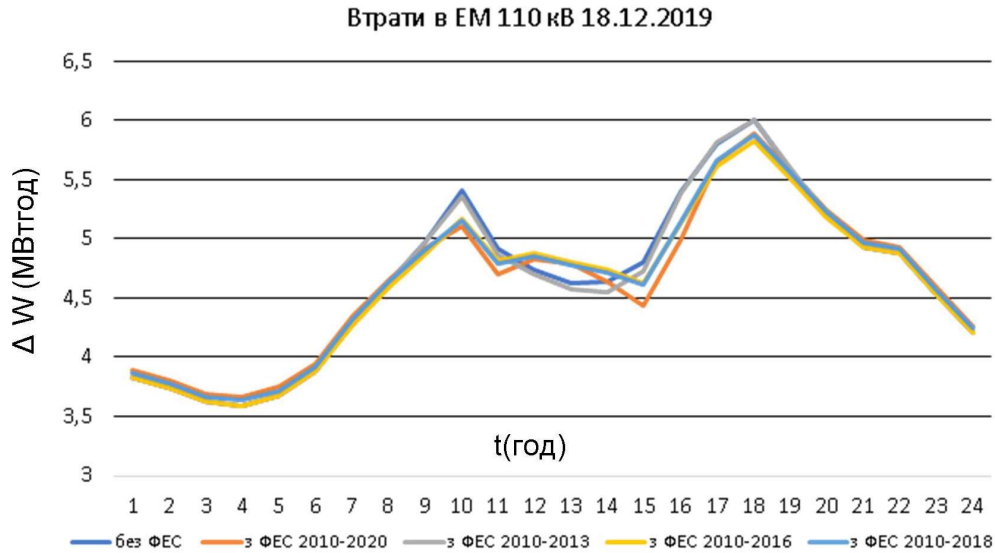


Рисунок 7.4 – Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 18.12.2019

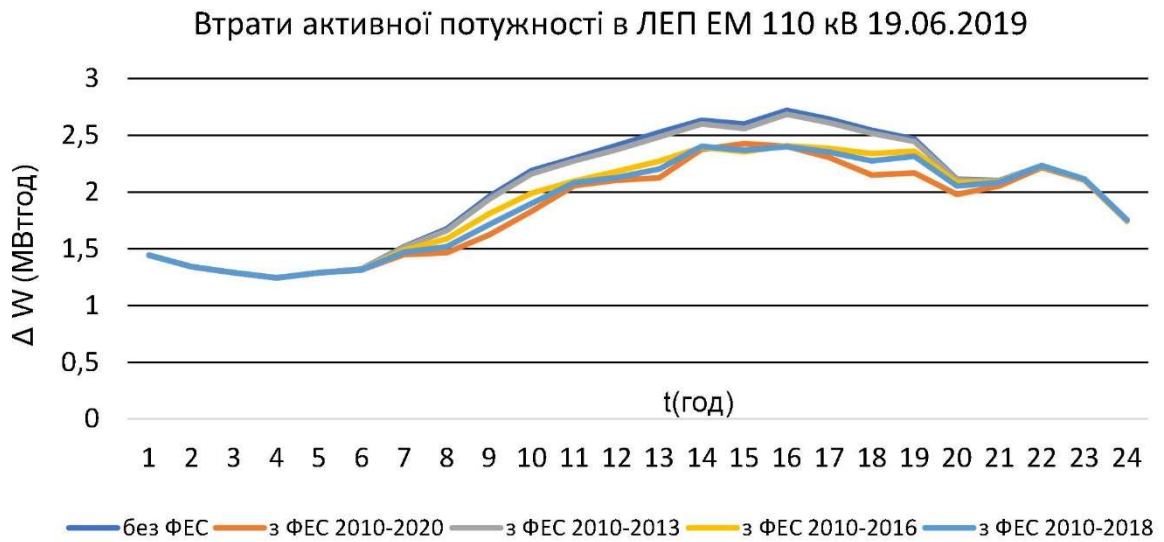


Рисунок 7.5 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

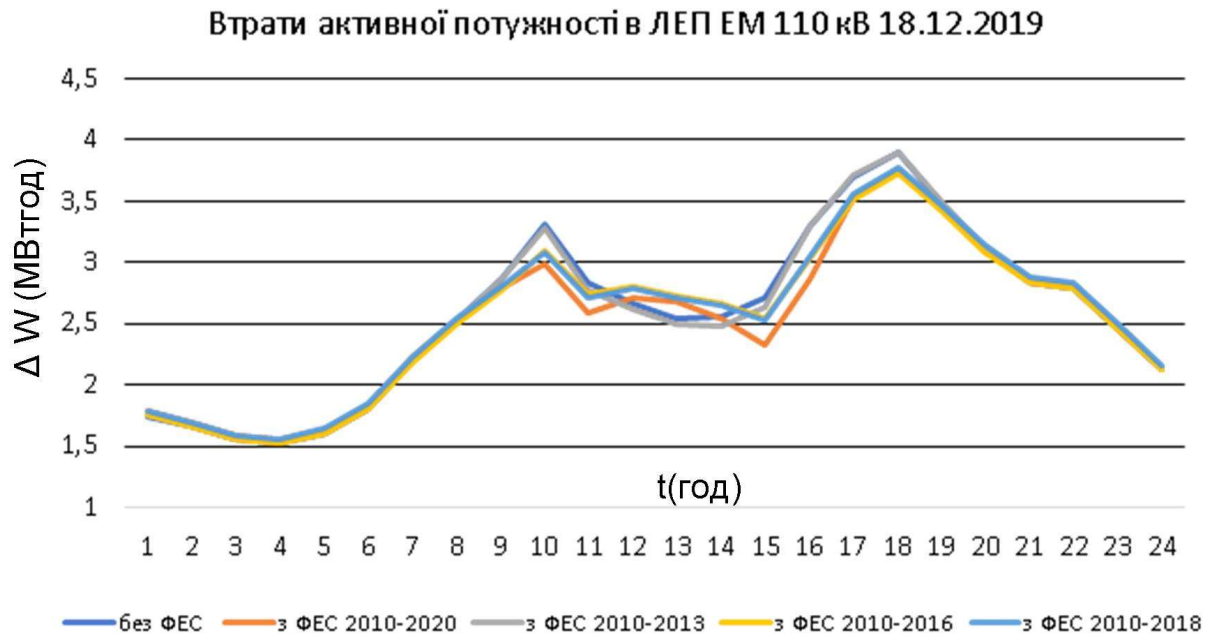


Рисунок 7.6 – Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

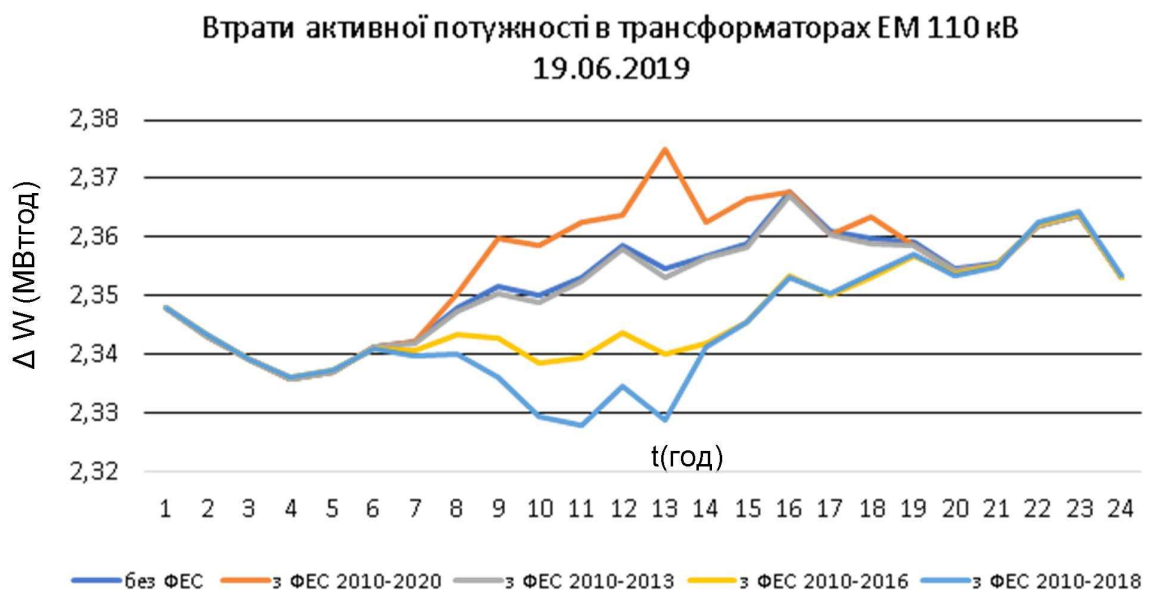


Рисунок 7.7 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

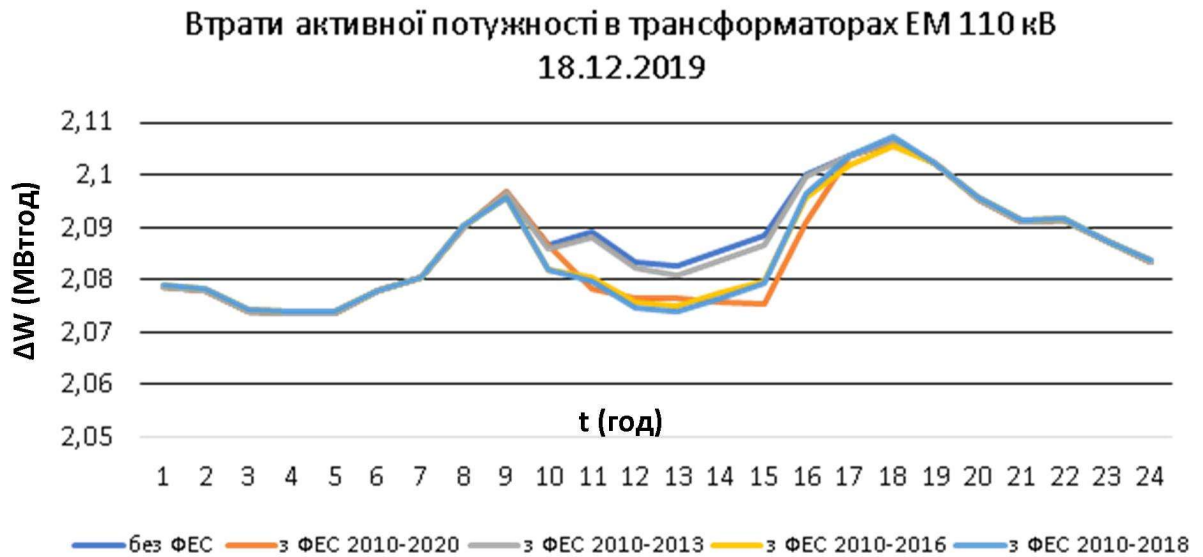


Рисунок 7.8 – Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

Аналіз результатів розрахунку дозволяє зробити висновок щодо необхідності перегляду методики визначення номінальної потужності трансформаторів в мережах з значною часткою розбудови фотоелектричних станцій.

РОЗДІЛ 8. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

8.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією Козятинських електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготівлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [14].

8.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Козятинських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

8.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його

відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

8.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

8.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.

З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого - зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

8.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

8.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення

раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

8.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі $U = 380$ В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі $R_{ПЗ} = 15$ Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь 45×4 мм довжиною $l_B = 3$ м. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м. З'єднувальна смуга шириною $B_C = 0,04$ м.

4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ $R_D \leq 4$ Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{РОЗР} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де $\rho_{ТАБЛ} = 300$ Ом \cdot м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$, (табл. 3.10),

$$\rho_{РОЗР} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{РОЗР}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2L_B}{d_{ЕКВ}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{ЕКВ} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,048 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує $R_D = 8 \text{ Ом}$

$$R_B = \frac{R_{П.З} \cdot R_{Ш}}{R_{П.З} + R_{Ш}}$$

$$\text{Тоді } R_{Ш} = \frac{R_D \cdot R_{П.З}}{R_{П.З} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

$$\eta_{Ш} = \frac{R_B}{R_{Ш} - \eta_{П}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру; $a/L = 1$. $n = 6$. Тоді $\eta_B = 0,56$.

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням η_B

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо $n = 12$ шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n = 12$ шт

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом.}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a n = 1,05 \cdot 3 \cdot 12 = 37,8 \text{ м.}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_r = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_c} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_{\Gamma} = 2.1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при $a/l=1$, $n_B=12$ отримуємо $\eta_{\Gamma}=0,32$.

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{РОЗР.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{\text{РОЗР.Р}} = \frac{R_{\text{РОЗР.В}} \cdot R_{\text{РОЗР.}\Gamma}}{R_{\text{РОЗР.В}} + R_{\text{РОЗР.}\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{\text{ЗАГ}} = \frac{R_{\text{П.З}} \cdot R_{\text{РОЗР.Р}}}{R_{\text{П.З}} + R_{\text{РОЗР.Р}}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ЗАГ}} < R_{\text{ДОП}}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

8.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Гасіння пожеж на енергетичних об'єктах під напругою

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків,

створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

8.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

8.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

2.1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм², які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо). Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2.2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

2.3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

2.4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

2.5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

2.6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

8.3.3. Дії при виникненні пожежі

3.1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

3.2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

3.4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно

повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

3.5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

— вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

— провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

— приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

— виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

— при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

— проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

3.6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогасіння начальником зміни станції

(диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

3.7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

3.8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

3.9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

3.10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

8.3.4. Ліквідація пожежі

4.1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

4.2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів

пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

4.3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4.4. Займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

4.5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

4.6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

4.7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

4.8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

4.9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

4.10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів

пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

4.11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

4.12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

4.13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

4.14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

4.15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

4.16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також

усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

4.17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

4.18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

- не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

- маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

- пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

8.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;

- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;

- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;

— наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

РОЗДІЛ 9. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (9.1)$$

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:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t, \quad (9.2)$$

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 1,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (9.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (9.4)$$

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:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (9.5)$$

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 лінії електропередач: Калинівка (вузол 15) - 604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Калинівка(вузол 15).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 601-602 та 206-601;

- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602;
- спорудження відгалужувальної опори в від ПЛ "Козятин-Юрівка" (вузол 206).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 602-603 та 603-604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 603.

Вартості капіталовкладень за всі роки продемонстровано у таблицях 9.1-9.7 Додатку Н.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 62 454,165 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 9.3–9.5 Додатку Н.

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 96 916,097 тис. грн

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 9.6 Додатку Н.

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 46 084,29 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (9.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11,9 = 13\,772,2706 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7+8,4) = 16\,366,33 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (8,4+14) = 23\,805,58 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 62454,165 + 13772,2706 = 76\,226,43 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 96916,097 + 16366,33 = 113\,282,42 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 46084,29 + 23805,58 = 69\,832,87 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{П}}; \quad (9.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (9.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (9.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (9.9 – 9.10) маємо:

$$B_{L1} = (13\,772,2706 \cdot 0,3)/100 = 41,32 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{L2} = (16\,366,33 \cdot 0,3)/100 = 49,1 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{L3} = (23805,58 \cdot 0,3)/100 = 71,42 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{\Pi1} = (62454,165 \cdot 3)/100 = 1873,6 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{\Pi2} = (96916,1 \cdot 3)/100 = 2907,5 \text{ (тис.грн.);}$$

$$B_{\Pi3} = (57757,405 \cdot 3)/100 = 1382,5 \text{ (тис.грн.);}$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Н), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 9.7:

Таблиця 9.7 – 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:15-604 П/ст:15,604	400	200	2 179,8
2	ЛЕП:601-602,206-601 П/ст:601,602,206	400	200	2 179,8
3	ЛЕП:603-602,604-603 П/ст:603	-200	100	-363,3

Річні видатки було розраховано за виразом (9.7).

$$B_1 = 41,32 + 1873,6 + 2179,8 \cdot 1,65 = 5511,59 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 49,1 + 2907,5 + 2179,8 \cdot 1,65 = 6553,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 71,42 + 1382,5 + (-363,3) \cdot 1,65 = 854,43 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(604)} = 16,31 \cdot 5200 = 84812 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(601+602)} = (11,59 + 13,61) \cdot 5200 = 90376 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(603(СЕС))} = 8,3 \cdot 1200 = 9960 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (9.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 84812 - 5511,59 = 11281,186 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 90376 - 6553,3 = 11341,15 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 9960 - 854,43 = 5360,6 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (5.1):

$$E'_a = \frac{11281,19 / (1 + 0,2) + 11341,15 / (1 + 0,2)^2 + 76226,43 / (1 + 0,2) + 113282,43 / (1 + 0,2)^2 + 5360,6 / (1 + 0,2)^3 + 69832,87 / (1 + 0,2)^3}{+69832,87 / (1 + 0,2)^3} = 0,112$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,112 = 7,6 \text{ років.}$$

Таблиця 9.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,69
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	185 290
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	259 341,72
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,74
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1100
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	11988,9

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 (7,6) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

Головною метою МКР на тему «Розвиток фрагменту електричних мереж напругою 110 кВ з дослідженням втрат електроенергії» є визначення заходів з розвитку та технічного переоснащення розподільних електричних мереж Козятинських району, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності.

У ході даної роботи виконано такі основні задачі:

1. Проведено аналіз електричних мереж 110 кВ та заходів щодо зниження втрат електроенергії в них.

2. Виконано вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та якісного електропостачання нових споживачів району.

3. Виконано вибір відповідного методу аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку, а також проведено аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік

4. В роботі також розглянуті основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії та енергетичних об'єктах; проведено розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ГКД 34.46.501-2003. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації (40914) / В.П.Кузнецов, Є.В.Майстренко, Г.М.Шкуринський - ДП «ДонОРГРЕС» 2008.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 110 с.
5. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.
6. Шапиро И. М. Принципы унификации элементов электрической сети 110-330 кВ / И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 176 с.
7. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках / Долин П. А. – М. : Энергоатомиздат, 1983.
8. Электрические системы и сети / под ред. Г. Н. Денисенко. – К. : Вища школа, 1986. – 584 с.
9. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : «Изд-во НЦ ЭНАС», 2012. – 376 с.
11. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
12. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
13. Электротехнический справочник. Под ред. М. Г. Чиликина.– М.: «Энергия», 1972.–488 с.

14. Комар В.О., Кульматицька А.С., Тихонець Б.В. Дослідження встановлення фотовольтаїчної електричної станції – [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15933/13467>

15. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://vsegost.com/Catalog/41/41131.shtml>

16. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках / Князевский°Б.°А. – М. : Энергоатомиздат, 1983.

Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ: ДНАОП 0.00-1.21-98: Вид. офіц. – Київ / Міністерство енергетики, 1998.

17. ДБН В.2.5-27-2006. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд. – К. : Мінбуд України, 2006. – 154 с.

18. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

19. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек [Електронний ресурс]. – Режим доступу : https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

20. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://docs.cntd.ru/document/901702428>.

21. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. – [Електронний ресурс] – Режим доступу : http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 110 КВ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
08-13.МКР.001.00.000 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

Комар В.О.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-20мз

Тихонець Б. В.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) Розвиток електроенергетичних систем, а також їх невід’ємної частини – електричних мереж, є самостійною частиною проектних задач. Її завданням є визначення складу, порядку розвитку та основних параметрів електричних станцій та електричних мереж. Проектування складових електричної мережі (ліній та підстанцій) впливає на наступні етапи проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Для кращої сумісності між етапами розвитку вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі повинен виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Це дозволить знизити витрати на спорудження електричних мереж, а також їх експлуатацію та подальший розвиток;

б) наказ ректора ВНТУ № 65 від 24 березня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) визначення заходів з розвитку та технічного переоснащення розподільних електричних мереж Козятинських електричних мереж, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.
2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вимоги до виконання викладені у відповідних нормативних матеріалах

5. Економічні показники

Визначення оптимального розвитку Козятинських електричних мереж

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ та заходів щодо зменшення втрат електроенергії	07.03.22	12.03.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Розрахунок розвитку Козятинських ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	розділ 2
4	Підвищення енергоефективності Козятинських ЕМ шляхом зниження втрат	06.04.22	30.04.22	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	розділи 4, 5
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	розділ 6 – 9
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	пояснювальна записка
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. 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, 2021р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5200.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.642 МВТ / 514.058 МЛН.КВТ*Г

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

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.364 МВТ / 8.025 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.364 МВТ / 8.025 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.560 МВТ / 2.911 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.269 МВТ / 1.582 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.829 МВТ / 4.493 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.192 МВТ / 12.518 МЛН.КВТ*Г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-38.429	-16.667	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	ЛІТИН	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	КОЗЯТИН	-60.160	-31.009	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.467	-0.21
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	113.275	-0.67
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	112.948	-0.80
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	112.514	-0.95
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	114.468	-0.21
209	209	0.000	0.000	114.469	-0.21
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	113.550	-0.57
15	КАЛІНІВКА	0.000	0.000	113.585	-0.57
211	211	0.000	0.000	114.966	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.558	-0.21
210	210	0.000	0.000	114.392	-0.27
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	113.756	-0.49
1001		3.430	1.660	10.481	-3.72
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34

2009	0.000	0.000	37.554	-1.08
1009	3.430	1.860	10.703	-1.31
20010	0.000	0.000	26.762	-2.01
10010	17.170	7.820	10.625	-2.84
10032	0.000	0.000	10.333	-3.46
200102	0.000	0.000	26.762	-2.01
100102	0.000	0.000	10.626	-2.84
10011	5.040	2.590	10.628	-2.35
100112	0.000	0.000	10.628	-2.35
10012	6.650	3.770	10.438	-3.57
20013	0.000	0.000	37.602	-2.01
10013	9.010	4.860	10.708	-2.21
200132	0.000	0.000	37.602	-2.01
100132	0.000	0.000	10.708	-2.21
20014	0.000	0.000	26.765	-2.03
10014	11.800	6.050	10.698	-2.01
200142	0.000	0.000	26.765	-2.03
100142	0.000	0.000	10.698	-2.01
20015	0.000	0.000	37.689	-1.48
10015	6.870	3.330	10.728	-1.81
200152	0.000	0.000	37.689	-1.48
100152	0.000	0.000	10.729	-1.81
20016	0.000	0.000	37.668	-1.49
10016	4.720	2.540	10.731	-1.71
200162	0.000	0.000	37.668	-1.49
100162	0.000	0.000	10.731	-1.71
3003	0.000	0.000	109.229	-2.53
6006	0.000	0.000	106.736	-4.44
9009	0.000	0.000	112.172	-1.08
100010	0.000	0.000	111.920	-2.01
1000102	0.000	0.000	111.920	-2.01
130013	0.000	0.000	112.097	-2.25
1300132	0.000	0.000	112.538	-1.77
140014	0.000	0.000	111.928	-2.03
1400142	0.000	0.000	111.934	-2.03
150015	0.000	0.000	112.278	-1.84
1500152	0.000	0.000	112.597	-1.48
160016	0.000	0.000	112.562	-1.50
1600162	0.000	0.000	112.296	-1.73

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

№ ПОЧАТКУ	№ КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192
202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.918
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.416
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000

1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.416
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.511	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904
300	208	22.536	11.861	22.475	11.725	0.061	0.136	0.128	0.534
208	13	-6.769	-3.596	-6.769	-3.596	0.000	0.000	-0.039	-0.001
13	209	-15.853	-9.243	-15.853	-9.243	0.000	0.000	-0.092	-0.001
209	300	-22.218	-11.589	-22.279	-11.724	0.060	0.134	-0.126	-0.532
209	14	6.365	3.318	6.334	3.251	0.030	0.067	0.036	0.924
14	15	-1.419	-1.398	-1.419	-1.399	0.000	0.001	-0.010	-0.035
15	100	-8.355	-4.224	-8.416	-4.360	0.061	0.136	-0.048	-1.421
15	150015	3.159	1.572	3.156	1.484	0.003	0.087	0.018	1.359
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.554	0.001	0.011	-0.008	-0.319
20015	200152	-1.516	-0.554	-1.516	-0.554	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.554	1.516	0.554	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.949	3.717	1.873	0.002	0.076	0.021	1.020
1500152	100152	2.200	1.318	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.449
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.137	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.111
14	140014	5.905	3.224	5.899	3.029	0.005	0.194	0.034	1.686
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.212	5.904	3.017	0.005	0.194	0.034	1.681
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.357	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.079
14	16	-4.157	-1.145	-4.163	-1.154	0.006	0.008	-0.022	-0.208
16	210	-8.938	-3.535	-8.975	-3.589	0.037	0.053	-0.049	-0.638
210	200	-8.975	-3.163	-8.985	-3.177	0.010	0.014	-0.048	-0.167
200	211	-8.985	-2.802	-9.007	-2.843	0.022	0.041	-0.047	-0.409
211	100	-9.007	-2.534	-9.009	-2.537	0.002	0.003	-0.047	-0.034
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.229
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.231
16	1600162	3.107	1.766	3.104	1.676	0.003	0.089	0.018	1.507
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.381
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.983
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.239	0.030	2.457
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.183	-0.000
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.616
1	1001	3.446	1.925	3.428	1.659	0.018	0.265	0.020	4.224
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.244	15.690	29.064	15.292	0.179	0.397	0.167	1.199
10	11	11.798	6.535	11.778	6.490	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.014	6.686	3.980	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.193	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.579
204	5	4.752	2.953	4.751	2.951	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.736	2.890	4.717	2.538	0.019	0.350	0.029	4.092
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.620	4.005	2.620	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	13.604	6.348	13.532	6.244	0.071	0.103	0.077	0.819
9	9009	3.429	1.905	3.428	1.877	0.001	0.027	0.020	0.405
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.278
8	1008	3.347	2.170	3.328	1.889	0.019	0.280	0.021	4.826
7	1007	2.801	1.617	2.788	1.429	0.012	0.187	0.017	3.691
6	6006	7.328	4.266	7.311	3.728	0.016	0.536	0.044	3.828
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.044	0.178
4	1004	2.690	1.628	2.678	1.449	0.012	0.178	0.016	3.709
2	1002	3.558	2.109	3.538	1.809	0.020	0.299	0.021	4.699

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.108 МВт / 1168.814 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.272 МВт / 2.693 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.825 МВт / 7.541 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.968 МВт / 28.787 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.550	-26.229	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.676	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.417	-0.37
202	202	0.000	0.000	113.200	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	111.745	-0.76
203	203	0.000	0.000	110.798	-1.02
3	Літин	0.000	0.000	110.788	-1.02
4	Кожухів	0.000	0.000	109.857	-1.24
204	204	0.000	0.000	109.617	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	109.572	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	109.449	-1.35
7	Уланів	0.000	0.000	109.904	-1.28
8	Вишенька	0.000	0.000	110.540	-1.11
205	205	0.000	0.000	110.980	-0.99
9	Юрівка	0.000	0.000	111.218	-0.91
206	206	0.000	0.000	112.396	-0.58
207	207	0.000	0.000	114.641	-0.09
300	Козятин	-77.192	-50.593	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.391	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.199	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.871	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.436	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.392	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.392	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.555	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	112.409	-0.73
211	211	0.000	0.000	114.944	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.277	-0.26
210	210	0.000	0.000	114.015	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	113.033	-0.59
1001		3.430	1.660	10.465	-3.75
1002		3.540	1.810	10.265	-4.36
2003		0.000	0.000	36.403	-2.61
1003		3.970	2.250	10.285	-3.54
1004		2.680	1.450	10.172	-4.04
1005		4.720	2.540	10.113	-4.45
2006		0.000	0.000	35.448	-4.59
1006		7.300	3.730	10.110	-4.54
1007		2.790	1.430	10.178	-4.19
1008		3.330	1.890	10.134	-4.57

2009	0.000	0.000	37.100	-1.26
1009	3.430	1.860	10.573	-1.50
20010	0.000	0.000	26.744	-2.02
10010	17.170	7.820	10.617	-2.85
10032	0.000	0.000	10.285	-3.54
200102	0.000	0.000	26.744	-2.02
100102	0.000	0.000	10.618	-2.86
10011	5.040	2.590	10.620	-2.36
100112	0.000	0.000	10.620	-2.36
10012	6.650	3.770	10.430	-3.58
20013	0.000	0.000	37.576	-2.02
10013	9.010	4.860	10.700	-2.22
200132	0.000	0.000	37.576	-2.02
100132	0.000	0.000	10.700	-2.22
20014	0.000	0.000	26.523	-2.19
10014	11.800	6.050	10.601	-2.17
200142	0.000	0.000	26.523	-2.19
100142	0.000	0.000	10.602	-2.17
20015	0.000	0.000	37.292	-1.66
10015	6.870	3.330	10.614	-2.00
200152	0.000	0.000	37.292	-1.66
100152	0.000	0.000	10.615	-2.00
20016	0.000	0.000	37.423	-1.60
10016	4.720	2.540	10.661	-1.82
200162	0.000	0.000	37.423	-1.60
100162	0.000	0.000	10.661	-1.82
3003	0.000	0.000	108.734	-2.61
6006	0.000	0.000	105.883	-4.59
9009	0.000	0.000	110.818	-1.26
100010	0.000	0.000	111.843	-2.02
1000102	0.000	0.000	111.843	-2.02
130013	0.000	0.000	112.019	-2.26
1300132	0.000	0.000	112.460	-1.78
140014	0.000	0.000	110.918	-2.19
1400142	0.000	0.000	110.924	-2.19
150015	0.000	0.000	111.088	-2.03
1500152	0.000	0.000	111.410	-1.66
160016	0.000	0.000	111.830	-1.61
1600162	0.000	0.000	111.563	-1.85
601	11.590	5.940	111.815	-0.71
602	5.790	14.500	111.556	-0.71
603	-8.300	0.000	111.699	-0.69
604	16.310	8.800	111.783	-0.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.149
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.298
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.445
100	201	22.796	11.262	22.591	11.015	0.204	0.246	0.127	1.325
201	1	22.591	11.281	22.554	11.227	0.037	0.054	0.128	0.260
1	202	19.098	9.331	19.071	9.292	0.026	0.038	0.108	0.218
202	2	19.071	9.617	18.879	9.387	0.191	0.230	0.109	1.462
203	4	11.212	5.510	11.137	5.420	0.074	0.089	0.065	0.948
4	204	8.437	4.106	8.423	4.089	0.014	0.017	0.049	0.242
204	6	3.671	1.420	3.666	1.415	0.004	0.005	0.021	0.171
6	7	-3.688	-2.504	-3.700	-2.519	0.012	0.015	-0.023	-0.458
7	8	-6.511	-3.478	-6.538	-3.518	0.027	0.039	-0.039	-0.643
8	205	-9.895	-5.221	-9.924	-5.262	0.028	0.041	-0.058	-0.444
205	9	-9.924	-4.980	-9.938	-5.006	0.014	0.025	-0.058	-0.241
9	206	-13.421	-6.808	-13.524	-6.957	0.102	0.148	-0.078	-1.186
206	207	-28.308	-21.973	-28.682	-22.657	0.372	0.681	-0.184	-2.251
207	300	-28.682	-22.284	-28.735	-22.402	0.053	0.117	-0.183	-0.360
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.382
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.325

20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.037
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.456
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.034	1.710
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.704
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	15.311	7.729	15.217	7.592	0.094	0.136	0.088	0.955
206	601	14.784	15.823	14.743	15.708	0.041	0.115	0.111	0.584
603	604	5.659	-3.803	5.652	-3.822	0.007	0.019	0.035	-0.079
604	15	-10.648	-12.156	-10.681	-12.248	0.032	0.091	-0.083	-0.630
14	16	-7.386	-4.093	-7.409	-4.126	0.023	0.033	-0.043	-0.480
16	210	-12.183	-6.514	-12.260	-6.625	0.076	0.111	-0.070	-0.987
210	200	-12.260	-6.202	-12.281	-6.232	0.020	0.029	-0.069	-0.263
200	211	-12.281	-5.859	-12.327	-5.944	0.047	0.085	-0.069	-0.668
211	100	-12.327	-5.635	-12.331	-5.642	0.004	0.007	-0.068	-0.056
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.241
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.522
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.460
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.250	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	3.160	10.046	3.152	10.023	0.008	0.023	0.054	0.258
602	603	-2.634	-4.195	-2.636	-4.201	0.002	0.006	-0.026	-0.143
15	14	-5.357	-5.919	-5.362	-5.929	0.004	0.010	-0.041	-0.147
14	209	-9.885	-7.648	-9.979	-7.858	0.094	0.209	-0.064	-1.845
13	208	4.963	1.328	4.963	1.328	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.281	-13.996	-24.356	-14.163	0.075	0.167	-0.141	-0.610
209	300	-24.027	-13.863	-24.101	-14.029	0.074	0.165	-0.140	-0.608
15	100	-12.258	-8.959	-12.423	-9.324	0.164	0.364	-0.078	-2.600
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.583
209	13	14.047	6.976	14.047	6.976	0.000	0.000	0.079	0.000
204	5	4.752	2.958	4.751	2.956	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.895	4.717	2.538	0.020	0.355	0.029	4.134
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.413
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.283

8	1008	3.347	2.177	3.328	1.889	0.019	0.287	0.021	4.910
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.745
6	6006	7.328	4.274	7.312	3.728	0.016	0.544	0.045	3.874
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.017	3.743
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.723
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.233

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.722 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.291 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.291 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.737 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.291 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.582 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.785	-25.875	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.611	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.340	-0.40
202	202	0.000	0.000	108.112	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	106.591	-0.83
203	203	0.000	0.000	105.605	-1.12
3	Літин	0.000	0.000	105.596	-1.12
4	Кожухів	0.000	0.000	104.634	-1.37
204	204	0.000	0.000	104.388	-1.43
5	Курортна	0.000	0.000	104.341	-1.44
6	Хмільник	0.000	0.000	104.225	-1.49
7	Уланів	0.000	0.000	104.741	-1.43
8	Вишенька	0.000	0.000	105.453	-1.26
205	205	0.000	0.000	105.938	-1.14
9	Юрівка	0.000	0.000	106.202	-1.05
206	206	0.000	0.000	107.487	-0.71
207	207	0.000	0.000	109.655	-0.11
300	Козятин	-77.574	-47.699	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.362	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.104	-0.75
11	Глухівці	0.000	0.000	107.758	-0.88
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.298	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	109.362	-0.24
209	209	0.000	0.000	109.363	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.479	-0.80
15	Калинівка	0.000	0.000	107.338	-0.83
211	211	0.000	0.000	109.942	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.252	-0.29
210	210	0.000	0.000	108.981	-0.37
16	Турбів	0.000	0.000	107.966	-0.66
1001		3.430	1.660	9.958	-4.12
1002		3.540	1.810	9.747	-4.81
2003		0.000	0.000	34.625	-2.87
1003		3.970	2.250	9.771	-3.90
1004		2.680	1.450	9.653	-4.46
1005		4.720	2.540	9.591	-4.93
2006		0.000	0.000	33.628	-5.08
1006		7.300	3.730	9.589	-5.02
1007		2.790	1.430	9.665	-4.65
1008		3.330	1.890	9.621	-5.08
2009		0.000	0.000	35.414	-1.44
1009		3.430	1.860	10.091	-1.70
20010		0.000	0.000	25.508	-2.21
10010		17.170	7.820	10.119	-3.13
10032		0.000	0.000	9.771	-3.90
200102		0.000	0.000	25.508	-2.21

100102		0.000	0.000	10.120	-3.13
10011		5.040	2.590	10.122	-2.59
100112		0.000	0.000	10.122	-2.59
10012		6.650	3.770	9.921	-3.94
20013		0.000	0.000	35.855	-2.21
10013		9.010	4.860	10.207	-2.44
200132		0.000	0.000	35.855	-2.21
100132		0.000	0.000	10.207	-2.44
20014		0.000	0.000	25.290	-2.43
10014		11.800	6.050	10.107	-2.40
200142		0.000	0.000	25.290	-2.43
100142		0.000	0.000	10.108	-2.40
20015		0.000	0.000	35.576	-1.85
10015		6.870	3.330	10.122	-2.23
200152		0.000	0.000	35.576	-1.85
100152		0.000	0.000	10.123	-2.23
20016		0.000	0.000	35.705	-1.77
10016		4.720	2.540	10.169	-2.01
200162		0.000	0.000	35.705	-1.77
100162		0.000	0.000	10.169	-2.01
3003		0.000	0.000	103.423	-2.87
6006		0.000	0.000	100.447	-5.08
9009		0.000	0.000	105.783	-1.44
100010		0.000	0.000	106.675	-2.21
1000102		0.000	0.000	106.674	-2.21
130013		0.000	0.000	106.867	-2.48
1300132		0.000	0.000	107.331	-1.95
140014		0.000	0.000	105.758	-2.42
1400142		0.000	0.000	105.765	-2.43
150015		0.000	0.000	105.949	-2.25
1500152		0.000	0.000	106.288	-1.85
160016		0.000	0.000	106.702	-1.78
1600162		0.000	0.000	106.422	-2.04
601		0.000	0.000	106.985	-0.87
602		0.000	0.000	106.869	-0.89
603		0.000	0.000	106.849	-0.84
604		0.000	0.000	106.724	-0.98
100601		11.590	5.940	9.206	-9.61
100602		5.790	1.450	9.776	-7.49
100603		-8.300	0.000	10.196	8.40
100604		16.310	8.800	9.295	-8.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.980	1.509	0.915	0.003	0.065	0.010	2.282
3003	1003	1.509	0.915	1.506	0.876	0.003	0.038	0.010	1.378
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.540	2.462	1.372	0.011	0.167	0.016	3.657
100	201	22.818	11.351	22.593	11.080	0.224	0.270	0.134	1.391
201	1	22.593	11.323	22.552	11.264	0.041	0.059	0.134	0.272
1	202	19.095	9.337	19.066	9.295	0.029	0.042	0.113	0.229
202	2	19.066	9.591	18.856	9.339	0.209	0.251	0.114	1.529
203	4	11.179	5.312	11.099	5.215	0.080	0.096	0.068	0.981
4	204	8.398	3.851	8.383	3.833	0.015	0.018	0.051	0.248
204	6	3.630	1.103	3.625	1.097	0.005	0.005	0.021	0.166
6	7	-3.730	-2.915	-3.745	-2.934	0.015	0.018	-0.026	-0.519
7	8	-6.557	-3.975	-6.589	-4.022	0.032	0.047	-0.042	-0.719
8	205	-9.947	-5.799	-9.981	-5.847	0.033	0.048	-0.063	-0.489
205	9	-9.981	-5.590	-9.997	-5.620	0.016	0.029	-0.062	-0.268
9	206	-13.475	-7.436	-13.593	-7.606	0.118	0.170	-0.084	-1.294
206	207	-28.534	-18.958	-28.907	-19.641	0.372	0.680	-0.184	-2.176
207	300	-28.907	-19.301	-28.960	-19.418	0.053	0.117	-0.183	-0.345
15	150015	3.160	1.583	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.459
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.344
20015	200152	-1.517	-0.556	-1.517	-0.556	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.720	1.962	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.094
1500152	100152	2.200	1.321	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.480
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.145	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.118
14	140014	5.906	3.248	5.900	3.029	0.006	0.218	0.036	1.805
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.236	5.905	3.017	0.006	0.218	0.036	1.799

1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.378	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.084
2	203	15.287	7.607	15.184	7.458	0.102	0.148	0.092	0.994
206	601	14.941	12.090	14.905	11.991	0.035	0.099	0.103	0.506
603	604	5.517	0.632	5.512	0.618	0.005	0.014	0.030	0.129
604	15	-10.964	-11.016	-10.997	-11.109	0.033	0.093	-0.084	-0.619
14	16	-7.445	-3.804	-7.469	-3.839	0.024	0.035	-0.045	-0.490
16	210	-12.240	-6.266	-12.324	-6.386	0.083	0.120	-0.073	-1.020
210	200	-12.324	-6.000	-12.346	-6.032	0.022	0.032	-0.072	-0.272
200	211	-12.346	-5.691	-12.397	-5.785	0.051	0.093	-0.072	-0.692
211	100	-12.397	-5.502	-12.401	-5.510	0.004	0.008	-0.071	-0.058
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.308
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.246
16	1600162	3.107	1.776	3.104	1.676	0.003	0.100	0.019	1.604
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.262	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.404
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.594
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.093
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.152
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.949
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.958
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.500
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.500
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.026
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.024
601	602	3.169	3.680	3.167	3.674	0.002	0.005	0.026	0.117
602	603	-2.679	1.665	-2.679	1.662	0.001	0.003	-0.017	0.019
15	14	-5.541	-5.219	-5.546	-5.229	0.004	0.010	-0.041	-0.142
14	209	-10.004	-7.333	-10.107	-7.561	0.102	0.226	-0.067	-1.893
13	208	4.909	1.558	4.909	1.558	0.000	0.000	0.027	0.001
208	300	-24.351	-14.025	-24.434	-14.209	0.083	0.183	-0.148	-0.639
209	300	-24.097	-13.890	-24.179	-14.072	0.082	0.181	-0.147	-0.638
15	100	-12.387	-8.619	-12.565	-9.014	0.178	0.394	-0.081	-2.673
10	11	11.800	6.653	11.778	6.604	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.799
209	13	13.990	7.217	13.990	7.217	0.000	0.000	0.083	0.000
204	5	4.753	2.992	4.752	2.990	0.002	0.002	0.031	0.048
208	10	29.260	15.920	29.062	15.481	0.197	0.438	0.176	1.265
5	1005	4.739	2.935	4.717	2.538	0.022	0.395	0.031	4.409
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.636	4.005	2.636	0.000	0.000	0.026	0.010
604	100604	16.459	11.949	16.300	8.794	0.159	3.141	0.110	10.620
603	100603	-8.206	1.335	-8.295	0.000	0.088	1.330	-0.045	1.377
602	100602	5.836	2.200	5.786	1.449	0.050	0.748	0.034	5.525
601	100601	11.723	8.477	11.583	5.936	0.140	2.530	0.078	12.071
9	9009	3.429	1.910	3.429	1.880	0.001	0.031	0.021	0.435
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.880	3.428	1.859	0.001	0.021	0.021	0.298
8	1008	3.349	2.208	3.328	1.889	0.021	0.318	0.022	5.230
7	1007	2.802	1.641	2.788	1.429	0.014	0.211	0.018	3.989
6	6006	7.332	4.335	7.314	3.728	0.018	0.605	0.047	4.138
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.314	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.188
4	1004	2.692	1.650	2.678	1.449	0.013	0.200	0.017	3.984
2	1002	3.560	2.144	3.538	1.809	0.022	0.334	0.022	5.028
1	1001	3.447	1.954	3.428	1.659	0.020	0.294	0.021	4.492

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.896 МВт / 1166.641 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.898 МВт / 18.818 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.898 МВт / 18.818 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.616 МВт / 5.396 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.242 МВт / 2.401 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.858 МВт / 7.797 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.756 МВт / 26.615 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.426	-25.236	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.767	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.526	-0.34
202	202	0.000	0.000	119.324	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	117.967	-0.70
203	203	0.000	0.000	117.085	-0.94
3	Літин	0.000	0.000	117.077	-0.94
4	Кожухів	0.000	0.000	116.208	-1.14
204	204	0.000	0.000	115.984	-1.19
5	Курортна	0.000	0.000	115.941	-1.20
6	Хмільник	0.000	0.000	115.827	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	116.253	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	116.843	-1.02
205	205	0.000	0.000	117.251	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	117.470	-0.83
206	206	0.000	0.000	118.564	-0.53
207	207	0.000	0.000	120.665	-0.09
300	Козятин	-77.103	-49.396	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.428	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.305	-0.62
11	Глухівці	0.000	0.000	118.997	-0.73
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.590	-0.87
13	Сигнал	0.000	0.000	120.429	-0.20
209	209	0.000	0.000	120.429	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.707	-0.64
15	Калинівка	0.000	0.000	118.570	-0.66
211	211	0.000	0.000	120.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.326	-0.24
210	210	0.000	0.000	120.081	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	119.156	-0.53
1001		3.430	1.660	11.073	-3.37
1002		3.540	1.810	10.887	-3.92
2003		0.000	0.000	38.550	-2.36
1003		3.970	2.250	10.905	-3.19
1004		2.680	1.450	10.801	-3.63
1005		4.720	2.540	10.745	-4.00
2006		0.000	0.000	37.660	-4.12
1006		7.300	3.730	10.742	-4.07
1007		2.790	1.430	10.807	-3.77
1008		3.330	1.890	10.764	-4.10
2009		0.000	0.000	39.201	-1.15
1009		3.430	1.860	11.175	-1.36
20010		0.000	0.000	28.223	-1.82
10010		17.170	7.820	11.213	-2.57
10032		0.000	0.000	10.905	-3.19
200102		0.000	0.000	28.223	-1.82
100102		0.000	0.000	11.214	-2.57
10011		5.040	2.590	11.216	-2.13

100112		0.000	0.000	11.216	-2.13
10012		6.650	3.770	11.038	-3.22
20013		0.000	0.000	39.637	-1.82
10013		9.010	4.860	11.291	-2.00
200132		0.000	0.000	39.637	-1.82
100132		0.000	0.000	11.291	-2.00
20014		0.000	0.000	28.016	-1.97
10014		11.800	6.050	11.199	-1.95
200142		0.000	0.000	28.016	-1.97
100142		0.000	0.000	11.199	-1.96
20015		0.000	0.000	39.373	-1.50
10015		6.870	3.330	11.211	-1.81
200152		0.000	0.000	39.373	-1.50
100152		0.000	0.000	11.211	-1.81
20016		0.000	0.000	39.496	-1.44
10016		4.720	2.540	11.255	-1.64
200162		0.000	0.000	39.496	-1.44
100162		0.000	0.000	11.255	-1.64
3003		0.000	0.000	115.149	-2.36
6006		0.000	0.000	112.489	-4.12
9009		0.000	0.000	117.092	-1.15
100010		0.000	0.000	118.028	-1.82
1000102		0.000	0.000	118.028	-1.82
130013		0.000	0.000	118.187	-2.04
1300132		0.000	0.000	118.605	-1.60
140014		0.000	0.000	117.161	-1.97
1400142		0.000	0.000	117.167	-1.98
150015		0.000	0.000	117.322	-1.83
1500152		0.000	0.000	117.627	-1.50
160016		0.000	0.000	118.020	-1.45
1600162		0.000	0.000	117.766	-1.67
601		11.590	5.940	118.015	-0.65
602		5.790	14.500	117.770	-0.64
603		-8.300	0.000	117.905	-0.63
604		16.310	8.800	117.981	-0.78

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	3003	1.510	0.960	1.508	0.907	0.002	0.053	0.009	2.009
3003	1003	1.508	0.907	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.215
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.149	-0.000
3	10032	2.470	1.507	2.462	1.372	0.009	0.134	0.014	3.222
100	201	22.708	10.729	22.527	10.512	0.180	0.216	0.120	1.234
201	1	22.527	10.807	22.494	10.759	0.033	0.047	0.120	0.242
1	202	19.039	8.895	19.015	8.861	0.023	0.034	0.101	0.203
202	2	19.015	9.222	18.846	9.019	0.168	0.202	0.102	1.362
203	4	11.190	5.318	11.124	5.240	0.065	0.078	0.061	0.885
4	204	8.424	3.983	8.412	3.968	0.013	0.015	0.046	0.226
204	6	3.660	1.368	3.656	1.363	0.004	0.005	0.019	0.159
6	7	-3.697	-2.450	-3.708	-2.463	0.011	0.013	-0.022	-0.429
7	8	-6.518	-3.323	-6.542	-3.358	0.024	0.035	-0.036	-0.596
8	205	-9.898	-4.972	-9.923	-5.009	0.025	0.036	-0.055	-0.411
205	9	-9.923	-4.694	-9.936	-4.716	0.012	0.022	-0.054	-0.221
9	206	-13.425	-6.502	-13.516	-6.633	0.090	0.131	-0.073	-1.102
206	207	-28.298	-21.498	-28.629	-22.102	0.329	0.602	-0.173	-2.106
207	300	-28.629	-21.690	-28.675	-21.793	0.047	0.103	-0.172	-0.336
15	150015	3.158	1.564	3.156	1.484	0.002	0.080	0.017	1.300
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.553	0.001	0.010	-0.008	-0.306
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.024	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.940	3.717	1.870	0.002	0.069	0.020	0.976
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.013	0.429
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.131	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.107
14	140014	5.904	3.207	5.899	3.029	0.005	0.177	0.033	1.608
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.195	5.904	3.017	0.005	0.177	0.033	1.603
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.033	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.341	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.033	0.076
2	203	15.279	7.446	15.196	7.326	0.083	0.120	0.083	0.889
206	601	14.783	15.763	14.746	15.660	0.036	0.103	0.105	0.552
603	604	5.663	-3.740	5.657	-3.757	0.006	0.017	0.033	-0.072

604	15	-10.643	-12.038	-10.672	-12.120	0.029	0.081	-0.078	-0.592
14	16	-7.373	-4.029	-7.393	-4.058	0.020	0.029	-0.041	-0.451
16	210	-12.172	-6.399	-12.241	-6.498	0.068	0.099	-0.067	-0.928
210	200	-12.241	-6.029	-12.259	-6.055	0.018	0.026	-0.065	-0.246
200	211	-12.259	-5.642	-12.300	-5.718	0.041	0.076	-0.065	-0.623
211	100	-12.300	-5.375	-12.304	-5.382	0.003	0.006	-0.064	-0.052
16	160016	1.620	0.905	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.170
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.219
16	1600162	3.106	1.758	3.104	1.676	0.002	0.081	0.017	1.435
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.237	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.363
13	130013	5.105	2.897	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.316
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.016	-0.000
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.870
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.174	0.000
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.138
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.842
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.139	0.046	0.850
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.224	0.046	1.330
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.224	0.046	1.330
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.806
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.146	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.804
601	602	3.163	10.029	3.156	10.009	0.007	0.020	0.051	0.244
602	603	-2.630	-4.178	-2.632	-4.183	0.002	0.005	-0.024	-0.135
15	14	-5.344	-5.828	-5.348	-5.837	0.004	0.009	-0.038	-0.137
14	209	-9.892	-7.509	-9.976	-7.695	0.084	0.186	-0.060	-1.729
13	208	4.956	1.326	4.956	1.326	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.274	-13.718	-24.342	-13.867	0.067	0.149	-0.133	-0.572
209	300	-24.020	-13.588	-24.087	-13.735	0.066	0.147	-0.132	-0.571
15	100	-12.268	-8.801	-12.414	-9.126	0.146	0.323	-0.073	-2.437
10	11	11.796	6.407	11.778	6.368	0.018	0.039	0.065	0.310
11	12	6.699	3.941	6.686	3.912	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.356
209	13	14.044	6.969	14.044	6.969	0.000	0.000	0.075	0.000
204	5	4.751	2.924	4.750	2.922	0.001	0.002	0.028	0.043
208	10	29.230	15.453	29.069	15.096	0.160	0.356	0.158	1.130
5	1005	4.734	2.854	4.717	2.538	0.017	0.315	0.027	3.848
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.006	2.609	4.006	2.609	0.000	0.000	0.024	0.009
9	9009	3.429	1.901	3.428	1.876	0.001	0.025	0.019	0.389
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.876	3.428	1.859	0.001	0.017	0.019	0.267
8	1008	3.345	2.144	3.328	1.889	0.017	0.254	0.020	4.573
7	1007	2.800	1.599	2.788	1.429	0.011	0.169	0.016	3.490
6	6006	7.324	4.212	7.310	3.728	0.014	0.482	0.042	3.601
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.310	3.728	7.295	3.728	0.014	0.000	0.042	0.169
4	1004	2.689	1.609	2.678	1.449	0.011	0.160	0.016	3.491
2	1002	3.556	2.078	3.538	1.809	0.018	0.268	0.020	4.404
1	1001	3.444	1.898	3.428	1.659	0.016	0.238	0.019	3.961-----

ДОДАТОК Е

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.349 МВт / 695.196 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.940 МВт / 11.416 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.940 МВт / 11.416 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.609 МВт / 3.165 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.660 МВт / 3.887 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.269 МВт / 7.052 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.209 МВт / 18.468 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергочвузол	-46.041	-24.656	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.708	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.455	-0.37
202	202	0.000	0.000	113.244	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	111.829	-0.75
203	203	0.000	0.000	110.915	-1.02
3	Літин	0.000	0.000	110.906	-1.02
4	Кожухів	0.000	0.000	110.018	-1.23
204	204	0.000	0.000	109.792	-1.29
5	Курортна	0.000	0.000	109.747	-1.30
6	Хмільник	0.000	0.000	109.648	-1.34
7	Уланів	0.000	0.000	110.155	-1.27
8	Вишенька	0.000	0.000	110.837	-1.10
205	205	0.000	0.000	111.297	-0.98
9	Юрівка	0.000	0.000	111.547	-0.89
206	206	0.000	0.000	112.765	-0.56
207	207	0.000	0.000	114.693	-0.09
300	Козятин	-73.996	-45.939	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.402	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.210	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.882	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.448	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.403	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.404	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.702	-0.68
15	Калинівка	0.000	0.000	112.583	-0.70
211	211	0.000	0.000	114.947	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.319	-0.25
210	210	0.000	0.000	114.071	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	113.139	-0.57
1001		3.430	1.660	10.469	-3.75
1002		3.540	1.810	10.274	-4.35
2003		0.000	0.000	36.443	-2.60
1003		3.970	2.250	10.297	-3.53
1004		2.680	1.450	10.188	-4.02
1005		4.720	2.540	10.130	-4.43
2006		0.000	0.000	35.517	-4.57
1006		7.300	3.730	10.129	-4.52
1007		2.790	1.430	10.203	-4.17
1008		3.330	1.890	10.163	-4.53
2009		0.000	0.000	37.211	-1.24
1009		3.430	1.860	10.605	-1.48
20010		0.000	0.000	26.747	-2.02
10010		17.170	7.820	10.619	-2.85
10032		0.000	0.000	10.297	-3.53
200102		0.000	0.000	26.747	-2.02

100102		0.000	0.000	10.619	-2.85
10011		5.040	2.590	10.621	-2.36
100112		0.000	0.000	10.622	-2.36
10012		6.650	3.770	10.432	-3.58
20013		0.000	0.000	37.580	-2.02
10013		9.010	4.860	10.701	-2.22
200132		0.000	0.000	37.580	-2.02
100132		0.000	0.000	10.702	-2.22
20014		0.000	0.000	26.559	-2.16
10014		11.800	6.050	10.616	-2.14
200142		0.000	0.000	26.559	-2.16
100142		0.000	0.000	10.616	-2.14
20015		0.000	0.000	37.350	-1.63
10015		6.870	3.330	10.631	-1.97
200152		0.000	0.000	37.350	-1.63
100152		0.000	0.000	10.631	-1.97
20016		0.000	0.000	37.459	-1.58
10016		4.720	2.540	10.671	-1.80
200162		0.000	0.000	37.459	-1.58
100162		0.000	0.000	10.671	-1.80
3003		0.000	0.000	108.855	-2.60
6006		0.000	0.000	106.091	-4.57
9009		0.000	0.000	111.148	-1.24
100010		0.000	0.000	111.854	-2.02
1000102		0.000	0.000	111.854	-2.02
130013		0.000	0.000	112.030	-2.26
1300132		0.000	0.000	112.472	-1.78
140014		0.000	0.000	111.067	-2.16
1400142		0.000	0.000	111.073	-2.16
150015		0.000	0.000	111.263	-2.00
1500152		0.000	0.000	111.586	-1.63
160016		0.000	0.000	111.938	-1.59
1600162		0.000	0.000	111.671	-1.83
601		0.000	0.000	112.328	-0.67
602		-4.950	0.000	112.244	-0.66
603		0.000	0.000	112.205	-0.64
604		0.000	0.000	112.047	-0.81
100601		11.590	5.940	9.236	-8.49
100602		5.790	1.450	10.320	-6.61
100603		-8.300	0.000	10.410	7.72
100604		16.310	8.800	9.308	-7.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	3003	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.146
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.296
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.523	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.440
100	201	22.420	10.855	22.223	10.618	0.196	0.236	0.125	1.294
201	1	22.223	10.884	22.187	10.832	0.036	0.052	0.125	0.253
1	202	18.731	8.936	18.706	8.899	0.025	0.037	0.105	0.212
202	2	18.706	9.225	18.523	9.005	0.182	0.219	0.106	1.421
203	4	10.861	5.138	10.792	5.056	0.068	0.082	0.062	0.905
4	204	8.092	3.743	8.079	3.727	0.013	0.016	0.047	0.228
204	6	3.327	1.061	3.324	1.057	0.003	0.004	0.018	0.146
6	7	-4.030	-2.859	-4.045	-2.877	0.015	0.018	-0.026	-0.509
7	8	-6.856	-3.832	-6.887	-3.877	0.031	0.044	-0.041	-0.689
8	205	-10.244	-5.576	-10.275	-5.620	0.031	0.044	-0.061	-0.464
205	9	-10.275	-5.337	-10.290	-5.364	0.015	0.027	-0.060	-0.252
9	206	-13.773	-7.166	-13.882	-7.323	0.108	0.157	-0.080	-1.226
206	207	-25.777	-18.172	-26.064	-18.698	0.286	0.524	-0.161	-1.933
207	300	-26.064	-18.326	-26.105	-18.416	0.041	0.090	-0.160	-0.307
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.378
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.324
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.021	1.034
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.454
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.227	5.899	3.029	0.005	0.197	0.034	1.706
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.215	5.905	3.017	0.005	0.197	0.034	1.700

1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	14.955	7.348	14.866	7.219	0.088	0.128	0.086	0.922
206	601	11.895	11.661	11.871	11.594	0.024	0.067	0.085	0.439
603	604	7.457	0.806	7.449	0.783	0.008	0.023	0.039	0.163
604	15	-9.011	-10.464	-9.035	-10.531	0.024	0.066	-0.071	-0.539
14	16	-6.892	-3.675	-6.911	-3.703	0.019	0.028	-0.040	-0.440
16	210	-11.686	-6.090	-11.756	-6.191	0.069	0.100	-0.067	-0.935
210	200	-11.756	-5.768	-11.774	-5.794	0.018	0.027	-0.066	-0.248
200	211	-11.774	-5.421	-11.817	-5.499	0.042	0.077	-0.065	-0.630
211	100	-11.817	-5.190	-11.820	-5.196	0.004	0.007	-0.065	-0.053
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.239
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.090	0.018	1.520
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.459
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.183	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.919
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	0.149	3.594	0.148	3.591	0.001	0.003	0.018	0.084
602	603	-0.746	1.679	-0.747	1.678	0.000	0.001	-0.009	0.039
15	14	-4.315	-4.876	-4.318	-4.883	0.003	0.007	-0.033	-0.120
14	209	-9.335	-7.017	-9.418	-7.200	0.082	0.182	-0.060	-1.709
13	208	5.244	1.657	5.244	1.657	0.000	0.000	0.028	0.001
208	300	-24.000	-13.667	-24.073	-13.829	0.073	0.162	-0.139	-0.598
209	300	-23.745	-13.534	-23.818	-13.694	0.072	0.160	-0.138	-0.597
15	100	-11.655	-8.282	-11.800	-8.605	0.145	0.322	-0.073	-2.426
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.014	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.582
209	13	14.328	7.304	14.328	7.304	0.000	0.000	0.081	0.000
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.125
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
604	100604	16.441	11.594	16.300	8.794	0.141	2.788	0.103	9.803
603	100603	-8.214	1.208	-8.295	0.000	0.080	1.203	-0.043	1.118
602	100602	5.831	2.123	5.786	1.449	0.045	0.671	0.032	5.062
601	100601	11.707	8.183	11.583	5.936	0.124	2.238	0.073	11.084
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.411
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.282
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.892
7	1007	2.801	1.619	2.788	1.429	0.013	0.189	0.017	3.734
6	6006	7.328	4.272	7.312	3.728	0.016	0.542	0.045	3.865
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.629	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.736
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.718
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.231

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.571 МВт / 602.502 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.760 МВт / 586.352 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.824 МВт / 10.738 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.824 МВт / 10.738 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.574 МВт / 2.986 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.412 МВт / 2.427 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 5.412 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.811 МВт / 16.150 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-49.629	-24.420	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	Кожухів	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	Хмільник	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	Уланів	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	Вишенька	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	Юрівка	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	Козятин	-65.882	-35.599	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.380	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.188	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.860	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.425	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.381	-0.23
209	209	0.000	0.000	114.381	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.414	-0.88
15	Калинівка	0.000	0.000	112.246	-0.94
211	211	0.000	0.000	114.941	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.243	-0.31
210	210	0.000	0.000	113.966	-0.40
16	Турбів	0.000	0.000	112.931	-0.71
1001		3.430	1.660	10.481	-3.72
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34
2009		0.000	0.000	37.554	-1.08
1009		3.430	1.860	10.703	-1.31
20010		0.000	0.000	26.741	-2.03
10010		17.170	7.820	10.616	-2.87

10032	0.000	0.000	10.333	-3.46
200102	0.000	0.000	26.741	-2.03
100102	0.000	0.000	10.617	-2.87
10011	5.040	2.590	10.619	-2.37
100112	0.000	0.000	10.619	-2.38
10012	6.650	3.770	10.429	-3.60
20013	0.000	0.000	37.572	-2.03
10013	9.010	4.860	10.699	-2.23
200132	0.000	0.000	37.572	-2.03
100132	0.000	0.000	10.699	-2.24
20014	0.000	0.000	26.489	-2.37
10014	11.800	6.050	10.588	-2.34
200142	0.000	0.000	26.489	-2.37
100142	0.000	0.000	10.588	-2.34
20015	0.000	0.000	37.237	-1.87
10015	6.870	3.330	10.599	-2.21
200152	0.000	0.000	37.237	-1.87
100152	0.000	0.000	10.599	-2.21
20016	0.000	0.000	37.388	-1.73
10016	4.720	2.540	10.651	-1.95
200162	0.000	0.000	37.388	-1.73
100162	0.000	0.000	10.651	-1.95
3003	0.000	0.000	109.229	-2.53
6006	0.000	0.000	106.736	-4.44
9009	0.000	0.000	112.172	-1.08
100010	0.000	0.000	111.831	-2.03
1000102	0.000	0.000	111.831	-2.03
130013	0.000	0.000	112.007	-2.27
1300132	0.000	0.000	112.449	-1.79
140014	0.000	0.000	110.774	-2.37
1400142	0.000	0.000	110.780	-2.37
150015	0.000	0.000	110.923	-2.24
1500152	0.000	0.000	111.246	-1.87
160016	0.000	0.000	111.727	-1.74
1600162	0.000	0.000	111.460	-1.98
604	0.000	0.000	111.561	-1.18
100604	16.310	8.800	9.814	-8.09

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192
202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.918
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.906
300	208	25.395	14.155	25.315	13.977	0.080	0.177	0.146	0.621
208	13	-3.929	-1.348	-3.929	-1.348	0.000	0.000	-0.021	-0.001
13	209	-13.013	-6.995	-13.013	-6.995	0.000	0.000	-0.074	-0.000
209	300	-25.062	-13.845	-25.141	-14.021	0.079	0.175	-0.144	-0.620
209	14	12.048	7.820	11.927	7.552	0.121	0.268	0.072	1.980
14	15	8.961	5.512	8.953	5.495	0.008	0.017	0.054	0.169

15	100	-14.493	-8.809	-14.700	-9.266	0.205	0.455	-0.087	-2.769
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.090	0.018	1.393
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.328
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.045
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.459
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.035	1.721
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.715
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.361	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.035	0.080
14	16	-8.943	-3.776	-8.973	-3.819	0.030	0.043	-0.050	-0.522
16	210	-13.747	-6.208	-13.839	-6.340	0.091	0.132	-0.077	-1.041
210	200	-13.839	-5.918	-13.863	-5.953	0.024	0.035	-0.076	-0.277
200	211	-13.863	-5.581	-13.920	-5.684	0.056	0.103	-0.075	-0.700
211	100	-13.920	-5.375	-13.925	-5.384	0.005	0.009	-0.075	-0.059
16	160016	1.620	0.910	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.246
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
16	1600162	3.107	1.768	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.529
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.385
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.461
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.986
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
4	1004	2.690	1.628	2.678	1.449	0.012	0.178	0.016	3.709
2	1002	3.558	2.109	3.538	1.809	0.020	0.299	0.021	4.699
1	1001	3.446	1.925	3.428	1.659	0.018	0.265	0.020	4.224
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.244	15.694	29.064	15.295	0.179	0.397	0.167	1.200
10	11	11.798	6.537	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.425	0.040	3.584
204	5	4.752	2.953	4.751	2.951	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.736	2.890	4.717	2.538	0.019	0.350	0.029	4.092
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.620	4.005	2.620	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	13.604	6.348	13.532	6.244	0.071	0.103	0.077	0.819
15	604	16.512	11.671	16.461	11.528	0.050	0.142	0.104	0.694
604	100604	16.443	11.624	16.300	8.794	0.143	2.818	0.104	9.949
9	9009	3.429	1.905	3.428	1.877	0.001	0.027	0.020	0.405
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.278
8	1008	3.347	2.170	3.328	1.889	0.019	0.280	0.021	4.826
7	1007	2.801	1.617	2.788	1.429	0.012	0.187	0.017	3.691
6	6006	7.328	4.266	7.311	3.728	0.016	0.536	0.044	3.828
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.044	0.178

2рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.561 МВт / 696.452 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.241 МВт / 13.191 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.241 МВт / 13.191 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 3.103 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.583 МВт / 3.430 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.180 МВт / 6.533 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.421 МВт / 19.724 млн.кВт*г (2.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-51.587	-25.326	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.696	-0.31
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.442	-0.39
202	202	0.000	0.000	113.229	-0.45
2	Петрик	0.000	0.000	111.799	-0.79
203	203	0.000	0.000	110.877	-1.08
3	Літин	0.000	0.000	110.868	-1.08
4	Кожухів	0.000	0.000	109.965	-1.32
204	204	0.000	0.000	109.734	-1.38
5	Курортна	0.000	0.000	109.689	-1.39
6	Хмільник	0.000	0.000	109.582	-1.44
7	Уланів	0.000	0.000	110.071	-1.40
8	Вишенька	0.000	0.000	110.742	-1.26
205	205	0.000	0.000	111.198	-1.15
9	Юрівка	0.000	0.000	111.446	-1.07
206	206	0.000	0.000	112.654	-0.77
207	207	0.000	0.000	114.681	-0.12
300	Козятин	-81.905	-45.472	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.380	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.188	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.860	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.425	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.381	-0.23
209	209	0.000	0.000	114.381	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.414	-0.88
15	Калинівка	0.000	0.000	112.246	-0.94
211	211	0.000	0.000	114.941	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.243	-0.31
210	210	0.000	0.000	113.966	-0.40
16	Турбів	0.000	0.000	112.931	-0.71
1001		3.430	1.660	10.468	-3.77
1002		3.540	1.810	10.271	-4.39
2003		0.000	0.000	36.430	-2.66
1003		3.970	2.250	10.293	-3.59
1004		2.680	1.450	10.183	-4.11
1005		4.720	2.540	10.124	-4.53
2006		0.000	0.000	35.494	-4.68
1006		7.300	3.730	10.123	-4.62
1007		2.790	1.430	10.195	-4.30
1008		3.330	1.890	10.154	-4.70
2009		0.000	0.000	37.177	-1.42
1009		3.430	1.860	10.595	-1.66
20010		0.000	0.000	26.741	-2.03
10010		17.170	7.820	10.616	-2.87
10032		0.000	0.000	10.293	-3.59
200102		0.000	0.000	26.741	-2.03
100102		0.000	0.000	10.617	-2.87
10011		5.040	2.590	10.619	-2.37
100112		0.000	0.000	10.619	-2.38
10012		6.650	3.770	10.429	-3.60
20013		0.000	0.000	37.572	-2.03
10013		9.010	4.860	10.699	-2.23
200132		0.000	0.000	37.572	-2.03
100132		0.000	0.000	10.699	-2.24
20014		0.000	0.000	26.489	-2.37
10014		11.800	6.050	10.588	-2.34
200142		0.000	0.000	26.489	-2.37
100142		0.000	0.000	10.588	-2.34
20015		0.000	0.000	37.237	-1.87
10015		6.870	3.330	10.599	-2.21
200152		0.000	0.000	37.237	-1.87
100152		0.000	0.000	10.599	-2.21
20016		0.000	0.000	37.388	-1.73
10016		4.720	2.540	10.651	-1.95
200162		0.000	0.000	37.388	-1.73
100162		0.000	0.000	10.651	-1.95
3003		0.000	0.000	108.815	-2.66
6006		0.000	0.000	106.022	-4.68
9009		0.000	0.000	111.047	-1.42
100010		0.000	0.000	111.831	-2.03

1000102		0.000	0.000	111.831	-2.03
130013		0.000	0.000	112.007	-2.27
1300132		0.000	0.000	112.449	-1.79
140014		0.000	0.000	110.774	-2.37
1400142		0.000	0.000	110.780	-2.37
150015		0.000	0.000	110.923	-2.24
1500152		0.000	0.000	111.246	-1.87
160016		0.000	0.000	111.727	-1.74
1600162		0.000	0.000	111.460	-1.98
601		0.000	0.000	112.203	-0.96
602		0.000	0.000	112.107	-1.02
604		0.000	0.000	111.561	-1.18
100601		11.590	5.940	9.777	-8.80
100602		5.790	1.450	10.306	-6.99
100604		16.310	8.800	9.814	-8.09

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.150
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.299
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.446
100	201	22.963	10.676	22.759	10.432	0.203	0.244	0.127	1.306
201	1	22.759	10.698	22.722	10.644	0.037	0.053	0.127	0.255
1	202	19.266	8.748	19.240	8.710	0.026	0.038	0.108	0.214
202	2	19.240	9.035	19.050	8.807	0.189	0.227	0.108	1.436
203	4	11.384	4.933	11.310	4.845	0.073	0.088	0.064	0.921
4	204	8.610	3.532	8.596	3.515	0.014	0.017	0.049	0.233
204	6	3.844	0.847	3.839	0.842	0.004	0.005	0.021	0.155
6	7	-3.514	-3.074	-3.528	-3.090	0.013	0.016	-0.025	-0.491
7	8	-6.339	-4.047	-6.367	-4.088	0.028	0.041	-0.039	-0.677
8	205	-9.724	-5.788	-9.753	-5.831	0.029	0.042	-0.059	-0.459
205	9	-9.753	-5.548	-9.767	-5.573	0.014	0.026	-0.058	-0.251
9	206	-13.251	-7.375	-13.355	-7.526	0.104	0.150	-0.078	-1.218
206	207	-30.957	-16.896	-31.317	-17.555	0.359	0.656	-0.180	-2.036
207	300	-31.317	-17.182	-31.368	-17.296	0.051	0.113	-0.180	-0.320
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.918
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.906
300	208	25.395	14.155	25.315	13.977	0.080	0.177	0.146	0.621
208	13	-3.929	-1.348	-3.929	-1.348	0.000	0.000	-0.021	-0.001
13	209	-13.013	-6.995	-13.013	-6.995	0.000	0.000	-0.074	-0.000
209	300	-25.062	-13.845	-25.141	-14.021	0.079	0.175	-0.144	-0.620
209	14	12.048	7.820	11.927	7.552	0.121	0.268	0.072	1.980
14	16	-8.943	-3.776	-8.973	-3.819	0.030	0.043	-0.050	-0.522
16	210	-13.747	-6.208	-13.839	-6.340	0.091	0.132	-0.077	-1.041
210	200	-13.839	-5.918	-13.863	-5.953	0.024	0.035	-0.076	-0.277
200	211	-13.863	-5.581	-13.920	-5.684	0.056	0.103	-0.075	-0.700
211	100	-13.920	-5.375	-13.925	-5.384	0.005	0.009	-0.075	-0.059
16	160016	1.620	0.910	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.246
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
16	1600162	3.107	1.768	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.529
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.385
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
200142	20014	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.035	0.080
10014	100142	-5.902	-3.007	-5.903	-3.007	0.000	0.000	-0.361	-0.001
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.715
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.035	1.721
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.045
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020

200152	20015	1.516	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.025	0.000
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.328
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.090	0.018	1.393
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
10015	100152	-2.199	-1.300	-2.200	-1.300	0.000	0.000	-0.139	-0.000
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.459
14	15	8.961	5.512	8.953	5.495	0.008	0.017	0.054	0.169
15	100	-14.493	-8.809	-14.700	-9.266	0.205	0.455	-0.087	-2.769
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.986
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.461
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.184	-0.000
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
206	601	17.602	10.181	17.566	10.080	0.036	0.101	0.104	0.457
601	602	5.845	2.073	5.842	2.065	0.003	0.008	0.032	0.098
602	100602	5.831	2.125	5.786	1.449	0.045	0.673	0.032	5.143
601	100601	11.707	8.189	11.583	5.936	0.124	2.244	0.073	11.175
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.414
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.915
208	10	29.244	15.694	29.064	15.295	0.179	0.397	0.167	1.200
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.750
6	6006	7.328	4.273	7.312	3.728	0.016	0.543	0.045	3.878
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.745
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.724
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.234
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.284
15	604	16.512	11.671	16.461	11.528	0.050	0.142	0.104	0.694
604	100604	16.443	11.624	16.300	8.794	0.143	2.818	0.104	9.949
10	11	11.798	6.537	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.425	0.040	3.584
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.137
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	15.482	7.149	15.389	7.014	0.093	0.134	0.088	0.931

Зрік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.456 МВт / 695.827 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.046 МВт / 12.043 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.046 МВт / 12.043 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.608 МВт / 3.163 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.662 МВт / 3.894 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.270 МВт / 7.056 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.316 МВт / 19.099 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-47.633	-24.709	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.698	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.443	-0.38
202	202	0.000	0.000	113.230	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	111.803	-0.77
203	203	0.000	0.000	110.880	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	110.871	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	109.970	-1.27
204	204	0.000	0.000	109.740	-1.33
5	Курортна	0.000	0.000	109.695	-1.34
6	Хмільник	0.000	0.000	109.588	-1.39

7	Уланів	0.000	0.000	110.079	-1.33
8	Вишенька	0.000	0.000	110.749	-1.17
205	205	0.000	0.000	111.204	-1.06
9	Юрівка	0.000	0.000	111.451	-0.97
206	206	0.000	0.000	112.659	-0.66
207	207	0.000	0.000	114.680	-0.10
300	Козятин	-77.458	-46.125	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.398	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.205	-0.69
11	Глухівці	0.000	0.000	112.878	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.443	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.398	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.399	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.640	-0.74
15	Калинівка	0.000	0.000	112.510	-0.77
211	211	0.000	0.000	114.946	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.303	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.049	-0.34
16	Турбів	0.000	0.000	113.095	-0.61
1001		3.430	1.660	10.468	-3.75
1002		3.540	1.810	10.271	-4.37
2003		0.000	0.000	36.431	-2.63
1003		3.970	2.250	10.293	-3.56
1004		2.680	1.450	10.184	-4.06
1005		4.720	2.540	10.125	-4.48
2006		0.000	0.000	35.497	-4.62
1006		7.300	3.730	10.123	-4.57
1007		2.790	1.430	10.196	-4.23
1008		3.330	1.890	10.155	-4.61
2009		0.000	0.000	37.179	-1.33
1009		3.430	1.860	10.596	-1.57
20010		0.000	0.000	26.745	-2.02
10010		17.170	7.820	10.618	-2.86
10032		0.000	0.000	10.293	-3.56
200102		0.000	0.000	26.745	-2.02
100102		0.000	0.000	10.619	-2.86
10011		5.040	2.590	10.621	-2.36
100112		0.000	0.000	10.621	-2.36
10012		6.650	3.770	10.431	-3.58
20013		0.000	0.000	37.578	-2.02
10013		9.010	4.860	10.701	-2.22
200132		0.000	0.000	37.578	-2.02
100132		0.000	0.000	10.701	-2.22
20014		0.000	0.000	26.544	-2.22
10014		11.800	6.050	10.609	-2.20
200142		0.000	0.000	26.544	-2.22
100142		0.000	0.000	10.610	-2.20
20015		0.000	0.000	37.326	-1.69
10015		6.870	3.330	10.624	-2.04
200152		0.000	0.000	37.326	-1.69
100152		0.000	0.000	10.624	-2.04
20016		0.000	0.000	37.444	-1.62
10016		4.720	2.540	10.667	-1.84
200162		0.000	0.000	37.444	-1.62
100162		0.000	0.000	10.667	-1.84
3003		0.000	0.000	108.819	-2.63
6006		0.000	0.000	106.028	-4.62
9009		0.000	0.000	111.052	-1.33
100010		0.000	0.000	111.849	-2.02
1000102		0.000	0.000	111.849	-2.02
130013		0.000	0.000	112.025	-2.26
1300132		0.000	0.000	112.467	-1.78
140014		0.000	0.000	111.004	-2.22
1400142		0.000	0.000	111.010	-2.22
150015		0.000	0.000	111.190	-2.06
1500152		0.000	0.000	111.512	-1.70
160016		0.000	0.000	111.893	-1.63
1600162		0.000	0.000	111.625	-1.87
601		0.000	0.000	112.194	-0.81
602		0.000	0.000	112.086	-0.83
603		0.000	0.000	112.068	-0.79
604		0.000	0.000	111.944	-0.91
100601		11.590	5.940	9.776	-8.65
100602		5.790	1.450	10.304	-6.80
100603		-8.300	0.000	10.708	7.60
100604		16.310	8.800	9.855	-7.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.148
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.298
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.443
100	201	22.722	10.836	22.521	10.594	0.200	0.241	0.126	1.304
201	1	22.521	10.860	22.484	10.807	0.036	0.053	0.127	0.255
1	202	19.028	8.911	19.002	8.873	0.026	0.037	0.107	0.214
202	2	19.002	9.198	18.815	8.973	0.186	0.224	0.107	1.434
203	4	11.150	5.102	11.079	5.016	0.071	0.086	0.064	0.919
4	204	8.378	3.702	8.365	3.686	0.014	0.016	0.048	0.233
204	6	3.613	1.019	3.609	1.014	0.004	0.005	0.020	0.154
6	7	-3.745	-2.902	-3.759	-2.919	0.014	0.017	-0.025	-0.493
7	8	-6.570	-3.876	-6.599	-3.918	0.029	0.042	-0.040	-0.677
8	205	-9.956	-5.618	-9.986	-5.661	0.030	0.043	-0.059	-0.459
205	9	-9.986	-5.378	-10.000	-5.404	0.014	0.026	-0.059	-0.250
9	206	-13.484	-7.206	-13.589	-7.359	0.105	0.153	-0.079	-1.216
206	207	-28.502	-18.175	-28.833	-18.780	0.330	0.603	-0.173	-2.028
207	300	-28.833	-18.408	-28.880	-18.512	0.047	0.104	-0.172	-0.321
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.382
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.325
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.037
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.456
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.034	1.710
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.215	5.905	3.017	0.005	0.197	0.034	1.704
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	15.247	7.316	15.155	7.183	0.091	0.132	0.087	0.931
206	601	14.912	11.627	14.881	11.539	0.031	0.087	0.097	0.469
603	604	5.519	0.735	5.515	0.722	0.005	0.013	0.029	0.128
604	15	-10.946	-10.532	-10.974	-10.613	0.029	0.081	-0.078	-0.570
14	16	-7.418	-3.643	-7.439	-3.675	0.022	0.031	-0.042	-0.458
16	210	-12.214	-6.062	-12.289	-6.170	0.074	0.108	-0.069	-0.958
210	200	-12.289	-5.747	-12.308	-5.776	0.020	0.029	-0.069	-0.255
200	211	-12.308	-5.402	-12.354	-5.486	0.046	0.083	-0.068	-0.645
211	100	-12.354	-5.177	-12.358	-5.184	0.004	0.007	-0.067	-0.054
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.241
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.522
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.460
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.919
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	3.160	3.532	3.158	3.528	0.002	0.005	0.024	0.108
602	603	-2.684	1.613	-2.685	1.610	0.001	0.002	-0.016	0.017
15	14	-5.515	-4.904	-5.519	-4.913	0.004	0.008	-0.038	-0.130
14	209	-10.010	-7.081	-10.101	-7.283	0.091	0.201	-0.063	-1.767
13	208	4.902	1.616	4.902	1.616	0.000	0.000	0.026	0.001

208	300	-24.342	-13.708	-24.417	-13.874	0.075	0.166	-0.141	-0.603
209	300	-24.088	-13.575	-24.162	-13.739	0.074	0.164	-0.139	-0.602
15	100	-12.394	-8.337	-12.553	-8.690	0.159	0.352	-0.077	-2.500
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.583
209	13	13.986	7.263	13.986	7.263	0.000	0.000	0.079	0.000
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.132
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
604	100604	16.442	11.600	16.300	8.794	0.141	2.795	0.104	9.839
603	100603	-8.214	1.211	-8.295	0.000	0.080	1.206	-0.043	1.083
602	100602	5.831	2.125	5.786	1.449	0.045	0.674	0.032	5.107
601	100601	11.707	8.190	11.583	5.936	0.124	2.244	0.073	11.139
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.413
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.283
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.905
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.743
6	6006	7.328	4.273	7.312	3.728	0.016	0.543	0.045	3.872
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.741
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.721
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.232

ДОДАТОК К

Таблиця 9.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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	Присднання 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. 9.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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. 9.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення 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 вводів 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

Продовження табл. 9.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця 9.2 – Вартість реконструкції підстанції Калинівка (вузол 15):

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

Таблиця 9.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	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 трансформаторі в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13 0	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18 2	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 9.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 9.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і 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
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 9.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 9.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 9.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

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

Продовження табл. 9.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 9.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

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

Таблиця 9.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Козятин-Юрівка" (вузол 206):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Таблиця 9.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190

Продовження табл. 9.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 9.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
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			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
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	2096,270	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 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

Продовження табл. 9.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			46 084,29						

ДОДАТОК Л

Ілюстративна частина

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричних мереж напругою 110 кВ
з дослідженням втрат електроенергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи
ЕСМ-20мз спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка освітня
програма «Електричні системи та
мережі» Тихонець Б. В.

Керівник: д.т.н., професор каф.
ЕСС Комар В. О

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електроенергетичних систем, а також їх невід’ємної частини – електричних мереж, є самостійною частиною проектних задач. Її завданням є визначення складу, порядку розвитку та основних параметрів електричних станцій та електричних мереж. Проектування складових електричної мережі (ліній та підстанцій) впливає на наступні етапи проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Для кращої сумісності між етапами розвитку вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі повинен виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Це дозволить знизити витрати на спорудження електричних мереж, а також їх експлуатацію та подальший розвиток.

Мета і завдання роботи. Метою магістерської роботи є визначення заходів з розвитку та технічного переоснащення розподільних електричних мереж Барських електричних мереж, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі основні задачі:

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та якісного електропостачання нових споживачів району;
- аналіз заходів з підвищення енергоефективності електричних мереж.

Об’єкт дослідження. магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

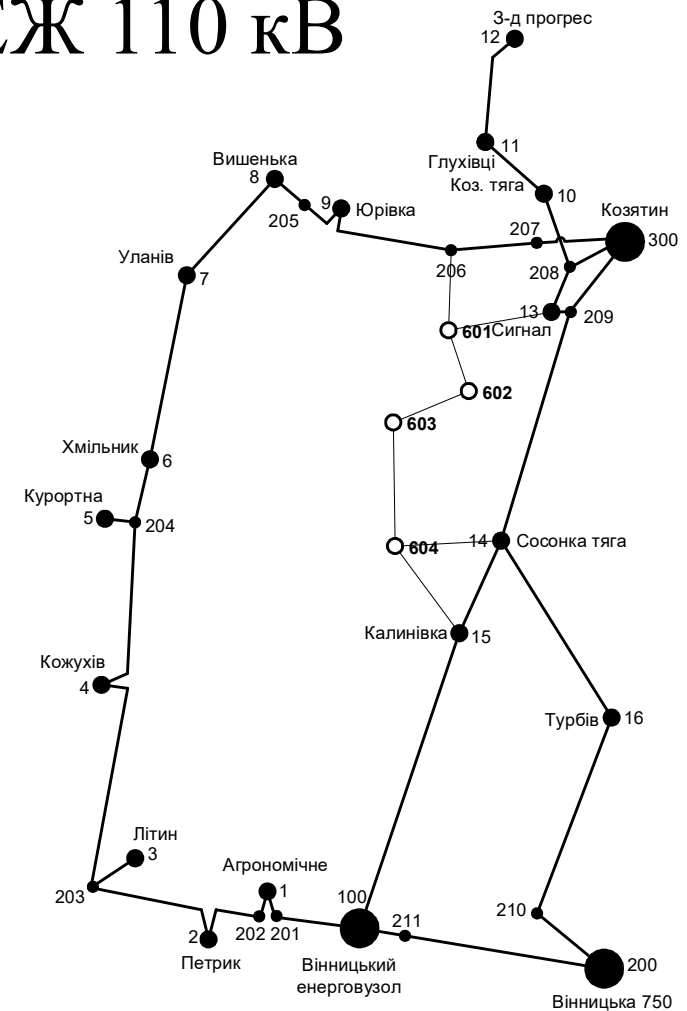
Предмет дослідження – є методи і засоби проектування електричних мереж.

Новизна одержаних результатів. Отримана мережа перевірена за такими 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 для покращення якості напруги у вузлах, створена мережа характеризується низькими втратами активної потужності.

РОЗРАХУНОК РОЗВИТКУ КОЗЯТИНСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ

1. Прогнозування електричних навантажень:
Розрахунок режиму існуючої мережі
Формування максимального графа електричної мережі
2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі:
Лінеаризація цільової функції
Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу



РОЗРАХУНОК РОЗВИТКУ КОЗЯТИНСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ

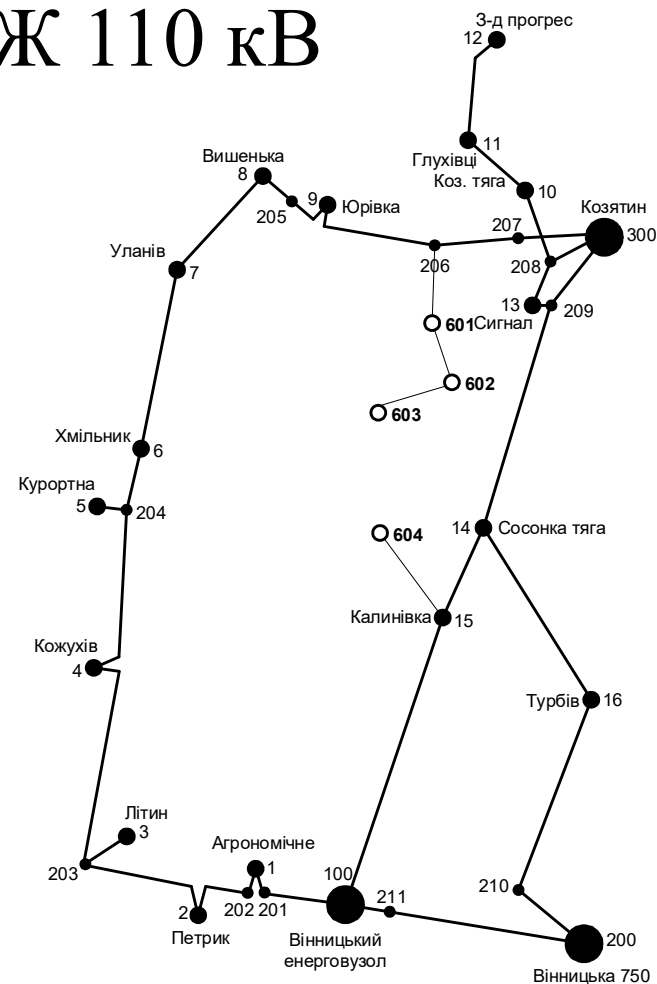
3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

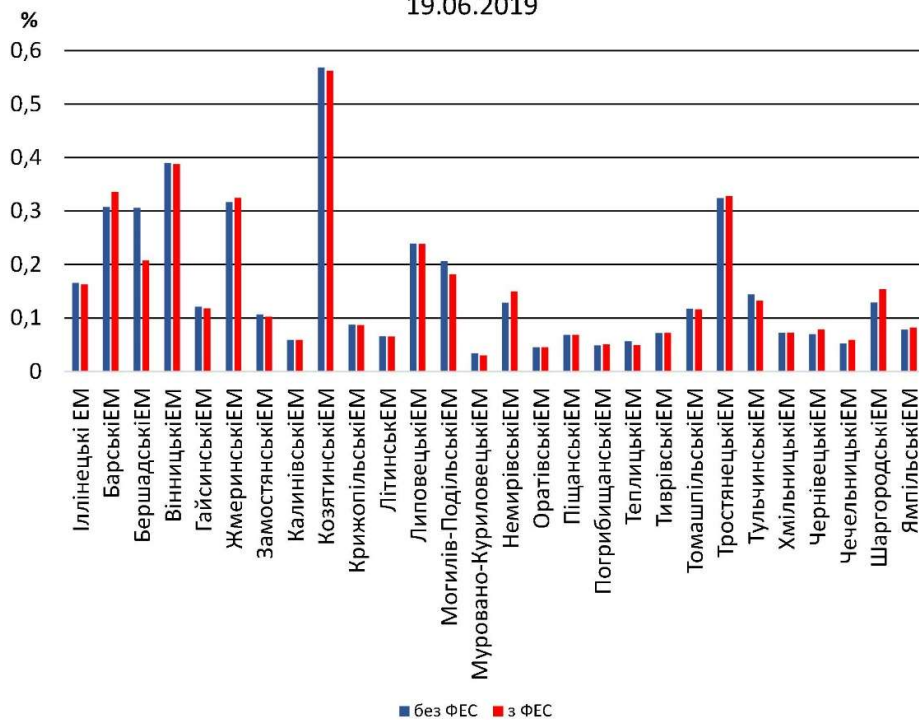
Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

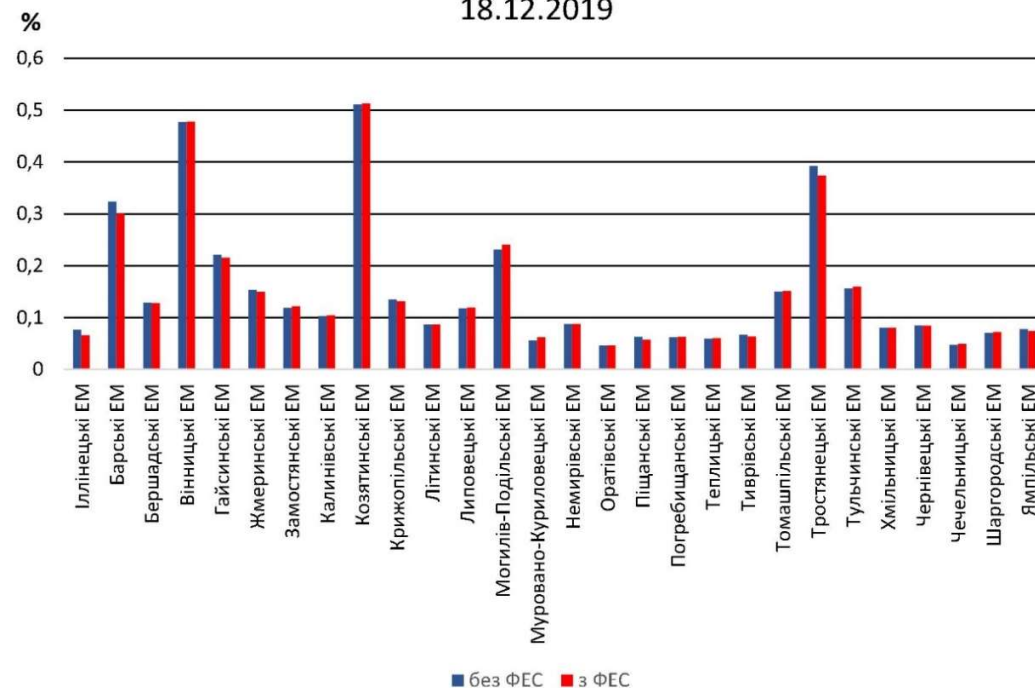


Аналіз втрат електричної енергії в мережах 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»

Втрати електроенергії по ЕМ АТ "Вінницяобленерго"
19.06.2019

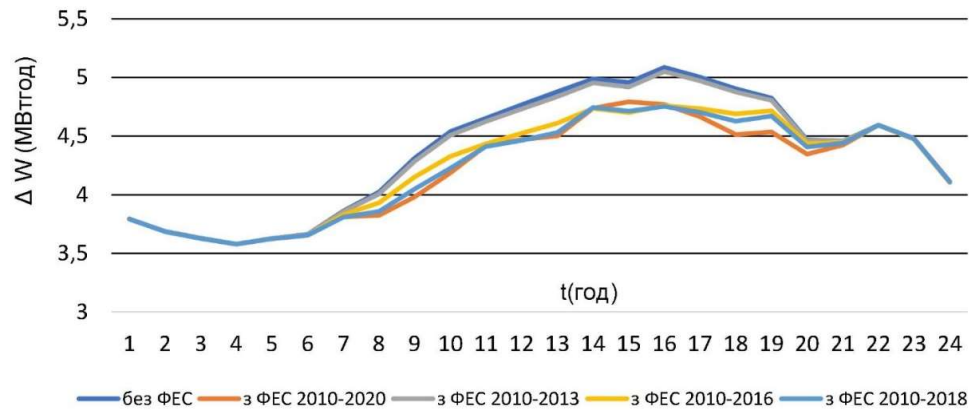


Втрати електроенергії по ЕМ АТ "Вінницяобленерго"
18.12.2019

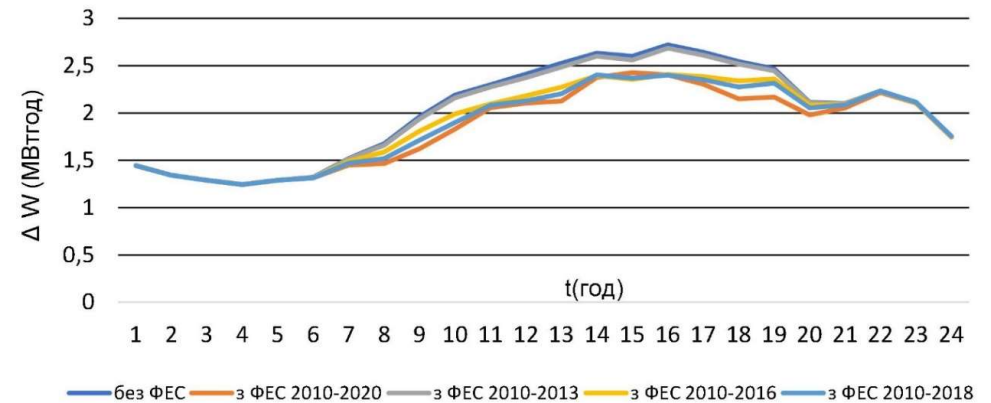


ВТРАТИ В ЕЛЕМЕНТАХ МЕРЕЖІ 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»

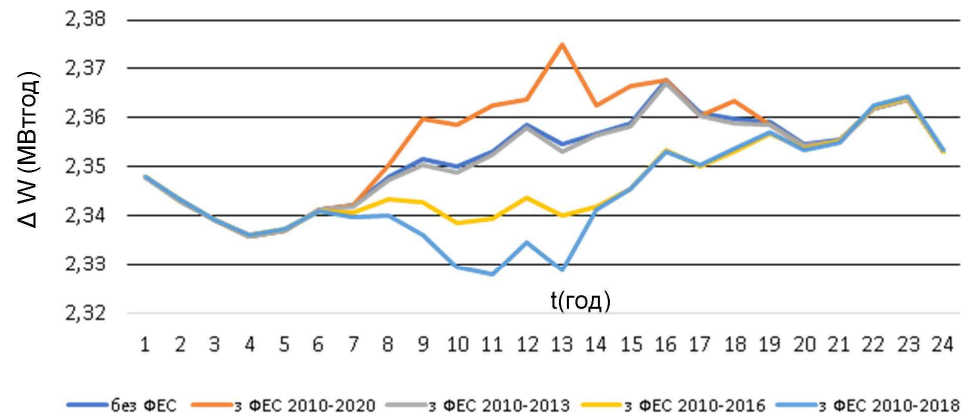
Втрати в ЕМ 110 кВ 19.06.2019



Втрати активної потужності в ЛЕП ЕМ 110 кВ 19.06.2019

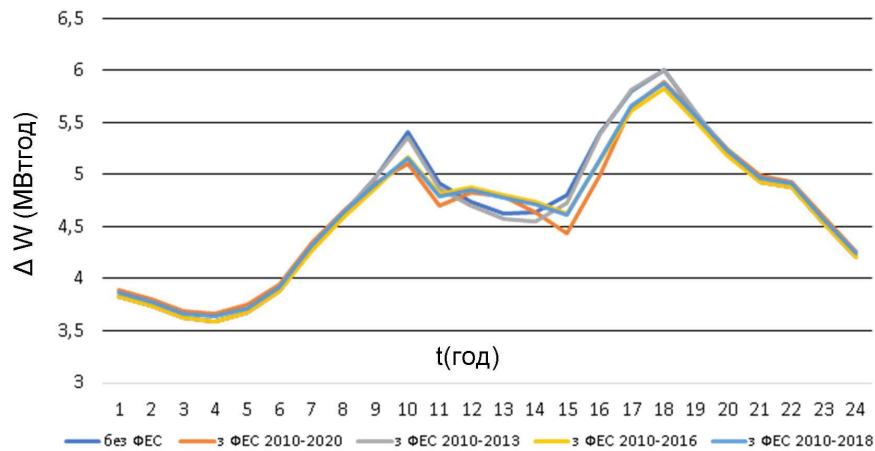


Втрати активної потужності в трансформаторах ЕМ 110 кВ
19.06.2019

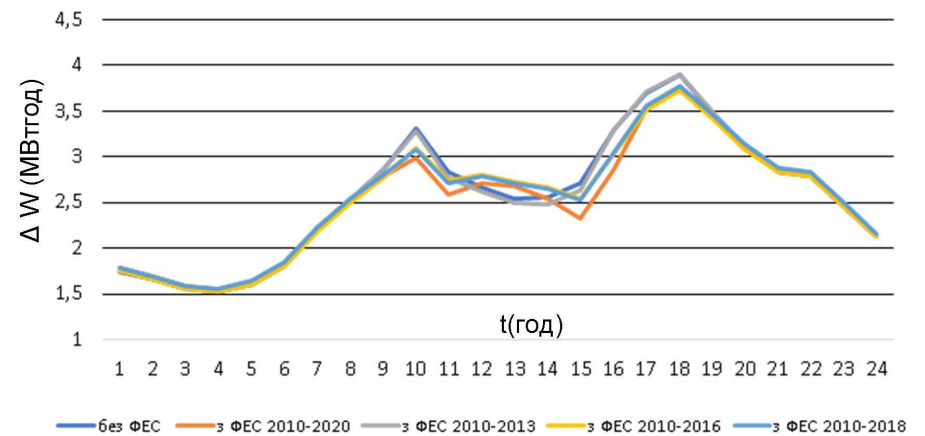


ВТРАТИ В ЕЛЕМЕНТАХ МЕРЕЖІ 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»

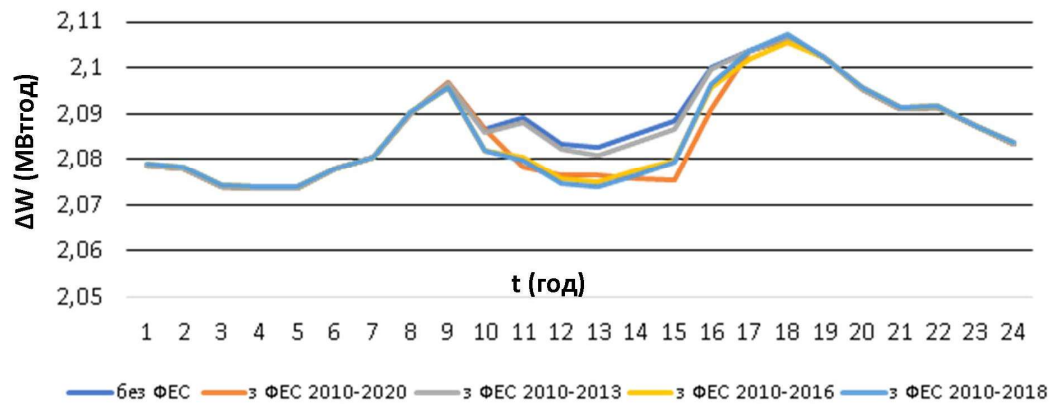
Втрати в ЕМ 110 кВ 18.12.2019



Втрати активної потужності в ЛЕП ЕМ 110 кВ 18.12.2019



Втрати активної потужності в трансформаторах ЕМ 110 кВ
18.12.2019



ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Калинівка (вузол 15) - 604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Калинівка(вузол 15).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 601-602 та 206-601;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602;
- спорудження відгалужувальної опори в від ПЛ "Козятин-Юрівка" (вузол 206).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 602-603 та 603-604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 603.

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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 (7,6) підтверджують ефективність.

Дякую за увагу