

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання»

Виконав: студент 2-го курсу магістерського рівня, групи 2ЕСМ-23м спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні системи та мережі»

М.С. Корнієнко Костянтин Олександрович

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕСС

Бабенко О.В.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«17» 09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Корнієнку Костянтину Олександровичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

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 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 930 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

3. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі, з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

4. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Мета і задачі роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Варіанти розвитку мережі. 5. Схема оптимального варіанту. 6. Основні техніко-економічні показники. 7. Методи регулювання напруги в електричних мережах. 8. Класифікація накопичувачів енергії. 9. Характеристики накопичувачів енергії. 10. з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання.

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В.О., к.т.н., доцент кафедри ЕСС	17.09.2024	11.11.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

6. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24
4.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24
5.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24
6.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24
7.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24
8.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.11.24	12.11.24
9.	Дослідження методів обмеження струмів короткого замикання	13.11.24	21.11.24
10.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24
11.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24

Студент

підпис

Корнієнко К.О.

Керівник

Підпис

Лесько В. О.

АНОТАЦІЯ

Корнієнко Костянтин Олександрович, «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 101 с. / На укр. мові. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 28; табл. 33.

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

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

Досліджено методи обмеження струмів короткого замикання.

Ключові слова: електрична мережа, накопичувачі електричної енергії, навантаження.

ABSTRACT

Kornienko Kostyantyn Oleksandrovych, “Development of a fragment of the 110 kV electric network of the joint-stock company “Vinnytsiaoblenergo” with a study of methods for limiting short-circuit currents”. Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU – 2024. 101 p. / In Ukrainian. Bibliography: 21 titles; Fig.: 28; Table. 33.

The work involved modeling the development of the 110/35/10 kV electric network. The optimal scheme was obtained using the dynamic programming method and the simplex method.

The resulting network underwent a certain check for the following operating parameters: voltages in nodes, currents and powers in network sections, etc. Based on the results, the feasibility of using voltage regulation devices to maintain the operating voltage level in the maximum, emergency mode was assessed. and the maximum load modes were calculated.

Methods for limiting short-circuit currents were investigated.

Keywords: electrical network, electrical energy storage devices, load.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	16
2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	22
2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	26
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	27
2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	30
2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	32
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	33
2.5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	33
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	35
2.6 Оцінювання балансу потужностей.....	39
2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	39
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	41
2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	41
2.7.2. Регулювання напруги у мережі	42
3 ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	46
3.1 Постановка завдання.....	46
3.2 Класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання...	48
3.3 Оптимізація струмів короткого замикання струмообмежуючими пристроями.....	50

	5
3.4 Струмообмежуючі реактори	51
3.4 Трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги	60
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	63
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	87
5.1 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації трансформатора.....	87
5.2 Розрахунок блискавкозахисту.....	89
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97
ДОДАТОК А.....	100
ДОДАТОК Б	1
ДОДАТОК В.....	1
ДОДАТОК Г	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
ДОДАТОК Д	1
ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ	1

ВСТУП

Актуальність теми магістерської кваліфікаційної роботи полягає в необхідності вдосконалення електричних мереж для забезпечення стабільності енергопостачання та підвищення рівня безпеки експлуатації. Враховуючи постійне зростання споживання електричної енергії, зростає й навантаження на електричні мережі, що потребує удосконалення інфраструктури. Одним із важливих аспектів є забезпечення надійності та безпеки функціонування електричних мереж через обмеження струмів короткого замикання, які можуть призвести до серйозних пошкоджень обладнання та порушення електропостачання

Дослідження методів обмеження короткого замикання має велике значення для вдосконалення мереж та зменшення ризиків пошкодження обладнання.

Аналіз існуючих рішень щодо обмеження струмів короткого замикання допоможе знайти оптимальні варіанти для конкретних умов функціонування мережі «Вінницяобленерго». Також необхідно врахувати економічну ефективність запропонованих методів і можливість їх інтеграції в існуючу інфраструктуру.

При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з дослідженням методів обмеження короткого замикання.

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

- проаналізувати існуючі методи проектування електричних мереж;

- вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження методів обмеження короткого замикання;
- визначити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

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

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності використання різних методів та засобів обмеження короткого замикання в електроенергетичній системі.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

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

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

звідки $a' = -4688,8$, $b' = 2,3697$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,3697 - 4688,8$$

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

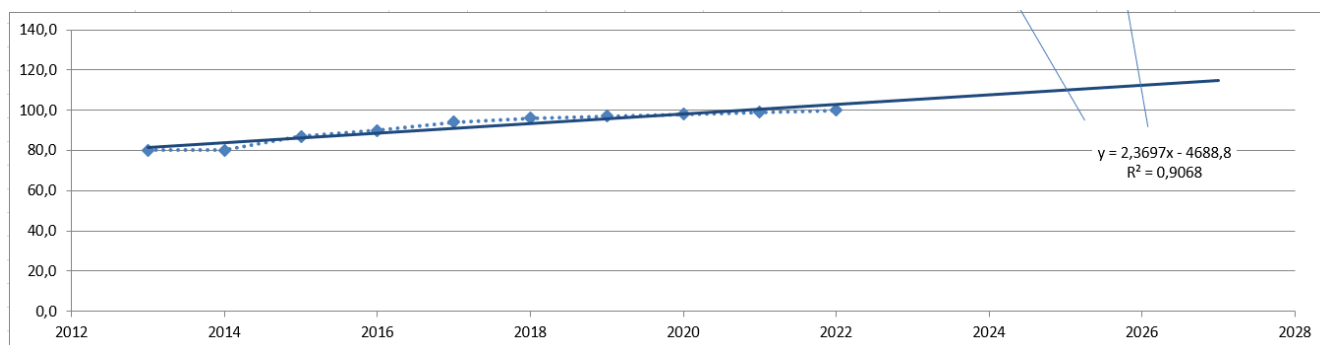


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 114,6 %, що на 14,6 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах

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

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

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

- в лініях електропередач – 5,35 МВт;
- в трансформаторах – 2,02 МВт з них холостого ходу 0,56 МВт та навантажувальні 1,46 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	2-102	202-306	7-103	314-204
Марка проводу	АС-185	АС-95	АС-120	АС-95
Допустимий струм, А	200	100	125	100
Розр. струм, А	161	91	41	83

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	8	11	12
Напруга вузла, кВ	104,46	104,00	109,24	107,37

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з

тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 7 – Носківці з рівнем напруги 104,46 кВ; вузол № 8 – Шаргород з рівнем напруги 104,00 кВ; вузол № 11 – Яришів з рівнем напруги 109,24 кВ; вузол № 12 – Чернятин з рівнем напруги 107,37 кВ.

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

Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (5248 год/рік для $T_{нб} = 6500$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір,

який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).
Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
12	703	2,2	13,2	110	1573,680	0,131	6647,2	3,407	6988,0
7	703	2,6	15,6	110	1573,680	0,131	7855,8	4,027	8258,5
8	702	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	3,252	6670,3
11	702	2,4	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	3,717	7623,2
703	701	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	3,252	6670,3
701	704	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	3,098	6352,7
704	702	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	3,098	6352,7

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i' зросли (табл. 2.2).

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

Назва ЛЕП	Довжина км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
12-703	2,2	22,8	8410,7	7775,9	9186,6	6647,2	77,516	8410,7	8058,0
7-703	2,6	22,8	9939,9	9189,6	10856,9	7855,8	91,610	9939,9	9523,1
8-702	2,1	22,8	8028,4	7422,4	8769,1	6345,1	73,992	8028,4	7691,7
11-702	2,4	22,8	9175,3	8482,8	10021,8	7251,5	84,563	9175,3	8790,6
703-701	2,1	22,8	8028,4	7422,4	8769,1	6345,1	73,992	8028,4	7691,7
701-704	2	22,8	7646,1	7069,0	8351,5	6042,9	70,469	7646,1	7325,5
704-702	2	22,8	7646,1	7069,0	8351,5	6042,9	70,469	7646,1	7325,5

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
12-703	2,2	22,8	8410,7	8075,6	8781,0	369,7	8410,7	7569,6	9251,8
7-703	2,6	22,8	9939,9	9543,9	10377,6	436,9	9939,9	8945,9	10933,9
8-702	2,1	22,8	8028,4	7708,6	8381,9	352,9	8028,4	7225,6	8831,2
11-702	2,4	22,8	9175,3	8809,8	9579,3	403,3	9175,3	8257,8	10092,9
703-701	2,1	22,8	8028,4	7708,6	8381,9	352,9	8028,4	7225,6	8831,2
701-704	2	22,8	7646,1	7341,5	7982,8	336,1	7646,1	6881,5	8410,7
704-702	2	22,8	7646,1	7341,5	7982,8	336,1	7646,1	6881,5	8410,7

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

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

при обмеженнях:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	12-703	7-703	8-702	11-702	703-701	701-703	701-704	704-701	704-702	702-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,97	20,97
702	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	17,30	17,30
703	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,32	14,32
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,86	13,86
Коефіцієнти цільової функції	456,7	539,7	435,9	498,2	435,9	435,9	415,2	415,2	415,2	415,2	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	12-703	7-703	8-702	11-702	703-701	701-703	701-704	704-701	704-702	702-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,97	0,00
702	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	17,30	0,00
703	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,32	0,00
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,86	0,00
Коефіцієнти цільової функції	456,7	539,7	435,9	498,2	435,9	435,9	415,2	415,2	415,2	415,2	0,0	0,0	0,0	0,0		44601,303
Потужності ЛЕП	35,29123	0	31,16628	0	20,96849	0	0	0	0	13,8644	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6647,225	0,000	6345,078	0,000	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000		25380,313
Змінні складові витрат	4243,675	0,000	3159,186	0,000	1430,011	0,000	0,000	0,000	0,000	595,414	0,000	0,000	0,000	0,000		9428,286
Дисконтовані витрати, тис. грн																34808,599

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	12-703	7-703	8-702	11-702	703-701	701-703	701-704	704-701	704-702	702-704	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,97	0,00
702	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	17,30	0,00
703	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,32	0,00
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,86	0,00
Коефіцієнти цільової функції	308,6	539,7	305,0	498,2	370,8	435,9	415,2	415,2	415,2	478,8	0,0	0,0	0,0	0,0		34808,599
Потужності ЛЕП	35,29123	0	31,16628	0	20,96849	0	0	0	0	13,8644	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6647,225	0,000	6345,078	0,000	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000		25380,313
Змінні складові витрат	4243,675	0,000	3159,186	0,000	1430,011	0,000	0,000	0,000	0,000	595,414	0,000	0,000	0,000	0,000		9428,286
Дисконтовані витрати, тис. грн																34808,599

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточно уточнення отримаємо:

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-704 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

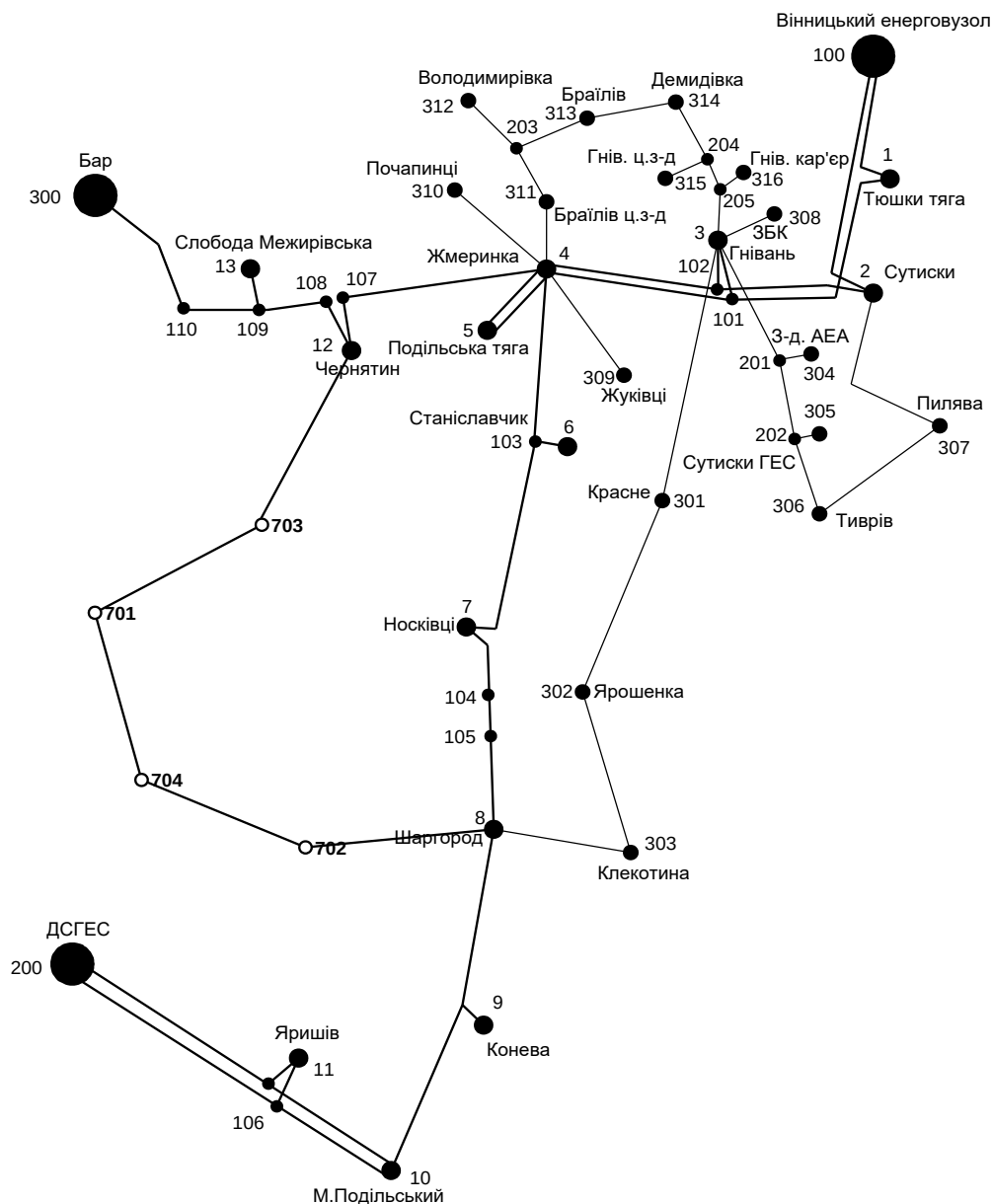


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня

надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 701-704 довжиною 12 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пункти живлення: 8 та 12 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.3.1)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.3.1) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.3.3)$$

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 (2.3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.3.1), 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: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.3.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

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

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-703} + \Delta L_{703-701} = 13,2 + 12,6 = 25,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.3.4) 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.2.3.1.

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 одноланцюгові лінії 8-702, 702-704. Результати розрахунків подано в табл.2.3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 701-703. Результати розрахунків подано в табл. 2.3.3.

Таблиця 2.3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
1	1	12-703	13,2	35,3	25,8	24745,355	47448,2	39540,16	39540,16
		703-701	12,6	20,9		22702,843			
	2	12-703	13,2	35,3	25,8	24745,355	48056,74	40047,28	40047,28
		8-702	12,6	31,2		23311,381			
	3	8-702	12,6	31,2	24,6	23311,381	44670,05	37225,04	37225,04
		702-704	12	13,9		21358,667			

Таблиця 2.3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	11	8-702	12,6	31,2	24,6	23311,381	44670,05	31020,87	70561,03
		702-704	12	13,9		21358,667			
	12	701-704	12	16,6	24	21447,605	42806,27	29726,58	69266,74
		702-704	12	13,9		21358,667			
	13	701-704	12	16,6	24,6	21447,605	44758,99	31082,63	70622,79
		8-702	12,6	31,2		23311,381			
	21	703-701	12,6	20,9	24,6	22702,843	44150,45	30660,03	70707,31
		701-704	12	16,6		21447,605			
	22	703-701	12,6	20,9	24,6	22702,843	44061,51	30598,27	70645,55
		702-704	12	13,9		21358,667			
	23	702-704	12	13,9	24	21358,667	42806,27	29726,58	69773,86
		701-704	12	16,6		21447,605			
	31	12-703	13,2	35,3	25,8	24745,355	47448,2	32950,14	70175,18
		703-701	12,6	20,9		22702,843			
	32	12-703	13,2	35,3	25,2	24745,355	46192,96	32078,44	69303,48
		701-704	12	16,6		21447,605			
	33	701-704	12	16,6	24,6	21447,605	44150,45	30660,03	67885,07
		703-701	12,6	20,9		22702,843			

Таблиця 2.3.3 - Можливі варіанти розвитку мережі для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	111	701-704	12	16,6	12	21447,605	21447,6	12411,81	82972,84
	121	8-702	12,6	31,2	12,6	23311,381	23311,38	13490,38	82757,12
	131	702-704	12	13,9	12	21358,667	21358,67	12360,34	82983,13
	211	702-704	12	13,9	12	21358,667	21358,67	12360,34	83067,65
	221	701-704	12	16,6	12	21447,605	21447,6	12411,81	83057,36
	231	703-701	12,6	20,9	12,6	22702,843	22702,84	13138,22	82912,08
	311	701-704	12	16,6	12	21447,605	21447,6	12411,81	82586,99
	321	703-701	12,6	20,9	12,6	22702,843	22702,84	13138,22	82441,7
	331	12-703	13,2	35,3	13,2	24745,355	24745,35	14320,23	82205,3

2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 2.3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 331. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 331 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 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. 3.2.

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

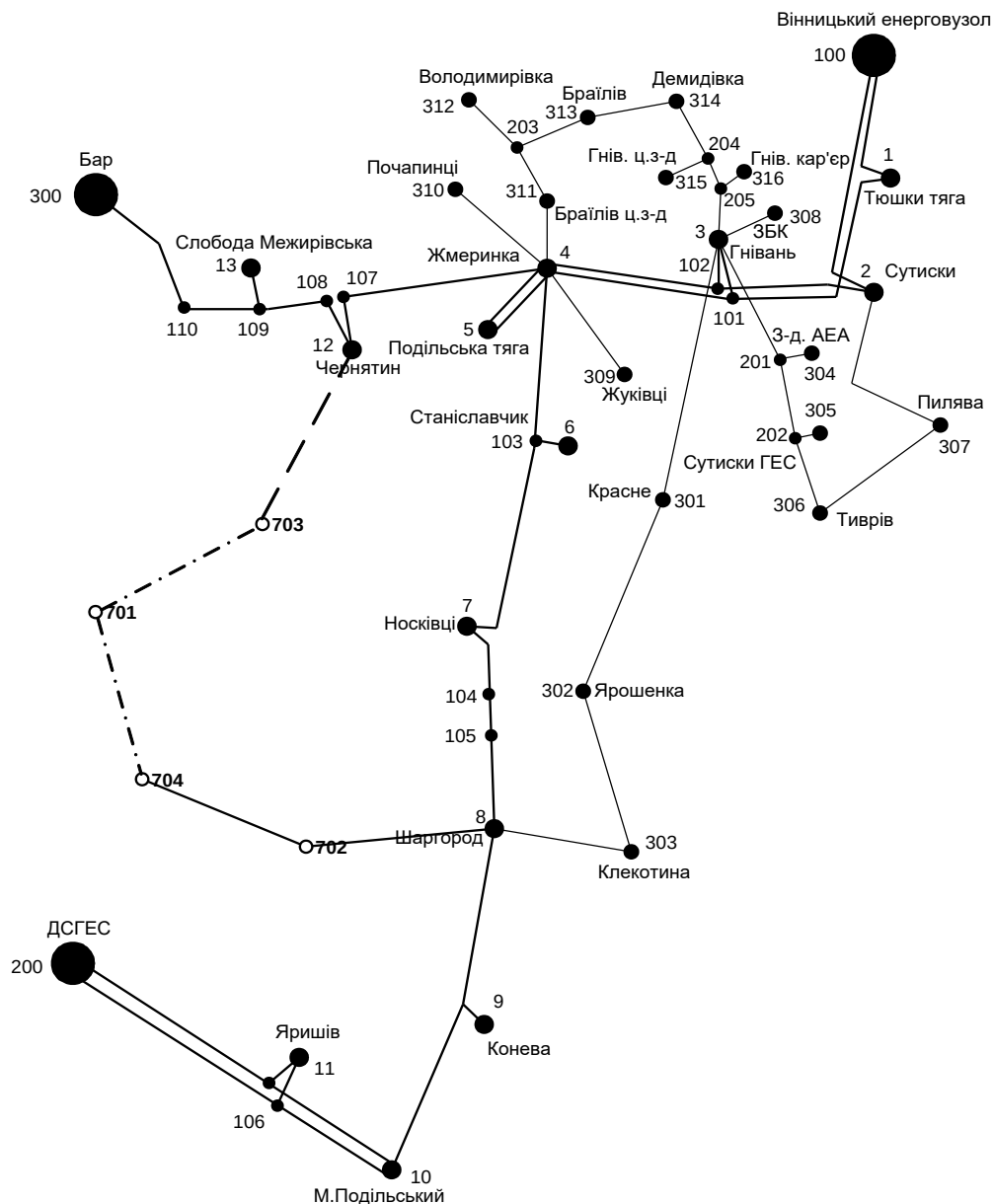


Рисунок 2.3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.3.5)$$

$$I_{\text{розр}12-703} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{34.041}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 187.602 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}8-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13.422}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 73.971 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{45.639}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 251.519 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.573}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 118.89 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.392}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 35.225 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 12-703;

2й – розрив лінії 12-703 та відсутня генерація на СЕС (703);

3й – розрив лінії 8-702;

4й – розрив лінії 8-702 та відсутня генерація на СЕС (703);

5й – розрив лінії 703-701;

6й – розрив лінії 701-704;

7й – розрив лінії 704-702.

Отримані результати представлені у таблиці 2.3.4

Таблиця 2.3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа7, А	Іпа,А тах	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
12-703	0	0	267.3	336.8	78.7	68.4	150.3	336.8	390	187.6	АС-240/39
8-702	259.5	332.8	0	0	333.6	194.8	108.6			73.9	АС-240/39
703-701	78.6	0.8	330.4	330.6	0	130.3	216.4			251.5	АС-240/39
701-704	68.4	129.9	194.8	194.9	130.7	0	84.8			118.9	АС-240/39
704-702	148.3	215.9	108.6	108.6	218.1	84.9	0			35.2	АС-240/39

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

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 240/39, було прийняте рішення використати провід АС 240/39, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.4.1)$$

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

Для 701 вузла згідно (2.4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18.3}{2 \cdot 0.89} = 14.687 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
702	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

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

$$K_{з3.па} = \frac{12.5}{(2-1) \cdot 10} = 1.25 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{17.159}{(2-1) \cdot 16} = 1.072 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{13.444}{(2-1) \cdot 10} = 1.344 \leq 1.4$$

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. 4.1.

2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.5.1).

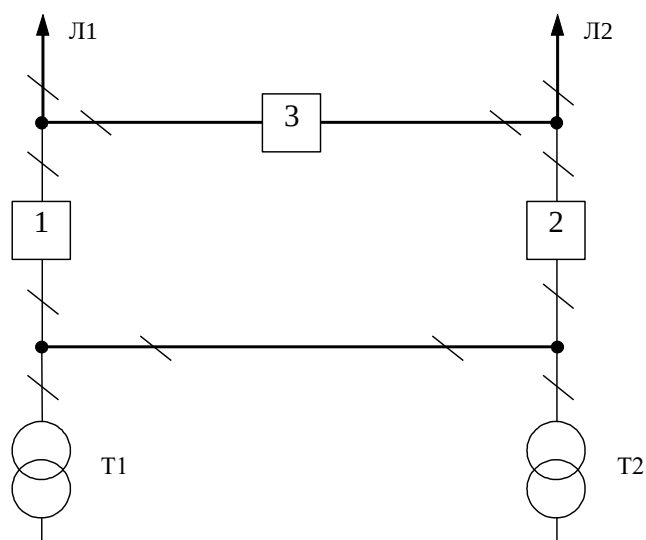


Рисунок 2.5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Чернятин». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Чернятин» (вузол 12) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну 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 2.5.2).

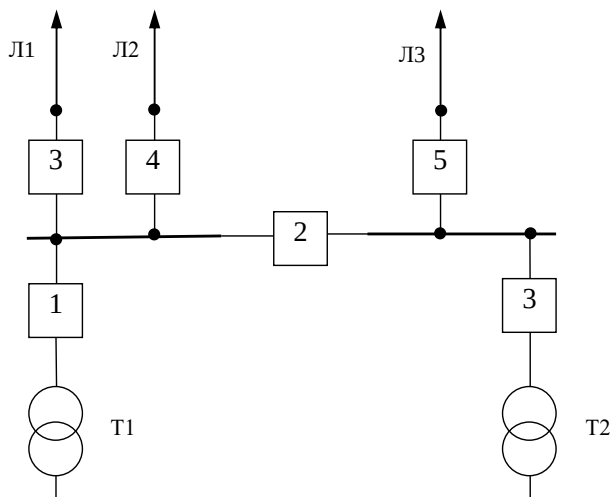


Рисунок 2.5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Шаргород (вузол 8) необхідно здійснити ще одне підключення ЛЕП.

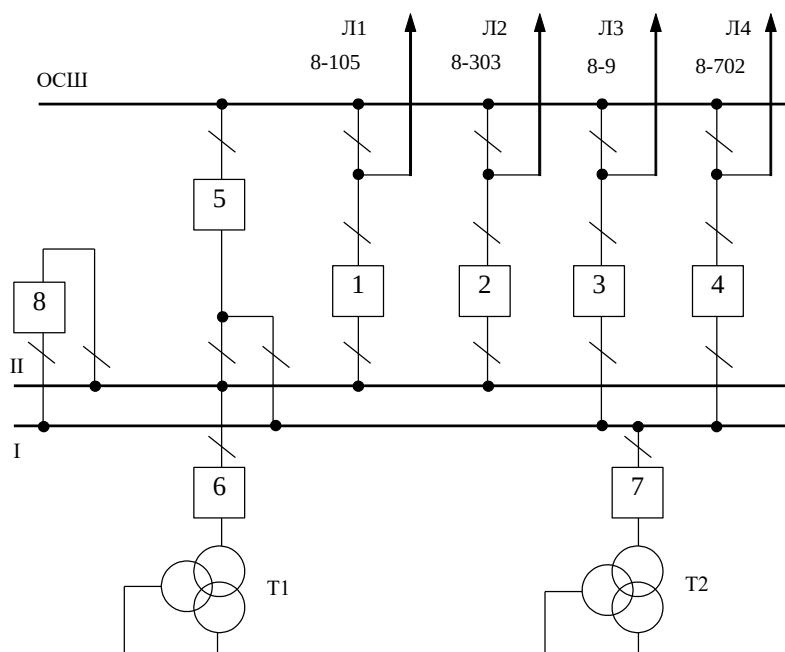


Рисунок 2.5.3 – Схема вузлової підстанції (вузол 8)

2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Чернятин» (вузол 12).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.5.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.5.4) 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, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.5.2).

Таблиця 2.5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

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

Таблиця 2.5.2 – 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(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.5.6) та недовідпуск електроенергії (2.5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 930$ грн./кВт·год.);

$$M_{3Б} = \Delta W_{HD} \cdot 3_0 \quad (2.5.5)$$

$$W_{PIK} = P_{HB} \cdot T_{HB} \quad (2.5.6)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{BcyM} \cdot W_{PIK} \quad (2.5.7)$$

Маємо:

$$W_{PIK} = 6500 \cdot 45,5 = 295\,750 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{HD} = 295\,750 \cdot 0,0003 = 88,72 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{3Б} = 88,72 \cdot 930 = 82\,514,25 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.5.3.

Таблиця 2.5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{PIK} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	M _{3Б} , грн.
295 750	88,72	82 514,25

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

2.6 Оцінювання балансу потужностей

2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701, 702, 703, 704 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.6.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 45,5 + 0,05 \cdot 45,5 = 43,225 \text{ (МВт)},$$

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:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.6.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 43,225 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 43,225 \cdot 0,34 = 14,697 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.6.3)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 12-703

$$Q_{\text{ЛЕП12-703}} = 105,58^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 13,2) = 0,419 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,419 + 0,389 + 0,389 + 0,354 + 0,37 = 1,892 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 23,39 = 22,221 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 22,221 = 2,222 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 22,221 + 2,222 - 14,679 - 1,892 = 7,854 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 45,5 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 23,39 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-8100-450 УЗ на 8100 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

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

2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

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

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

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.7.1).

Таблиця 2.7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	96,87	92,48	108,00
702	95,76	91,45	107,07
703	98,61	94,09	109,52
704	96,05	91,72	107,30

Таблиця 2.7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,27	8,85	10,33
702	9,16	8,75	10,24
703	9,43	9,00	10,48
704	9,19	8,77	10,26

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.7.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.7.2)$$

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

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

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.7.3)$$

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:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (2.7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T701} = \frac{((20,97) \cdot (4,38 / 2)) + ((10,74) \cdot (86,7 / 2))}{102,5} = 4,99 \text{ кВ}$$

За (2.7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T701d} = \frac{102,5 + 4,99}{10,5} = 10,237$$

Ближчий за табл. 2.7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701d} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.7.1).

$$U_{НН701d} = \frac{102,5 + 4,99}{10,237} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 2.7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,99	10,237	10,5	10	10,298	0,096
702	3,936	10,041	10,5	11	10,141	0,093
703	0,555	9,969	10,5	12	9,984	0,098
704	5,087	10,174	10,5	10	10,298	0,096

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

3.1 Постановка завдання

Зростання рівнів струмів КЗ пред'являє підвищені вимоги відносно електродинамічної і термічної стійкості елементів електротехнічних пристроїв енергосистем, а також комутаційної здатності електричних апаратів. Останніми роками стали вельми актуальними питання дії струмів КЗ не тільки на жорсткі шини, кабелі і електричні апарати, але і на генератори, силові трансформатори, а також гнучкі провідники розподільних пристроїв. Згідно ПУЕ гнучкі шини розподільчих пристроїв повинні перевірятися на можливість схлестування або небезпечного з погляду пробою зближення фазних струмопроводів в результаті їх розгойдування під дією електродинамічних сил при потужностях і струмах КЗ, рівна або більших вказаних:

$U_{ном}, \text{кВ}$	110	150	220	330	500
$S_K^{(3)}, \text{млн. кВ} \cdot \text{А}$	4	6	8	12	18
$I_K^{(3)}, \text{кА}$	21	23	21	21	21

Зростання рівнів струмів КЗ є однією з основних причин зниження експлуатаційної надійності силових трансформаторів. Важливо відзначити, що більш ніж в 70% випадків причиною пошкоджень трансформаторів була їх недостатня електродинамічна стійкість до крізних струмів КЗ.

З метою зменшення дії струмів КЗ у електроустаткування запропоновані і використовуються різні методи і засоби обмеження струмів КЗ. Зважаючи на специфіку розвитку сучасних об'єднанні енергосистем, питання стійкості і надійності їх роботи, а також техніко-економічні характеристики розробляються і досліджуються принципово нові засоби струмообмеження, що дозволяють обмежити не тільки величину струму КЗ, але і його тривалість.

Рішення вказаної задачі можливо:

- підвищенням швидкодії традиційної комутаційної апаратури;

- створенням і використанням нових швидкодіючих комутаційних апаратів, здатних безінерційно, тобто протягом першого напівперіоду обмежити і відключити струм КЗ;

- використанням безінерційних і інерційних струмообмежуючих пристроїв.

Умови протікання, обмеження і відключення струму КЗ видно з рис. 3.1 при використанні в мережі чотирьохперіодних вимикачів відключення струму КЗ в залежності від швидкодії релейного захисту відбувається в моменти А або А'. Впровадження двоперіодних вимикачів дозволяє відключити струм КЗ у моменти Б або Б'. Використання синхронізованих або тиристорних вимикачів з природною комутацією дозволяє відключити струм КЗ у момент В, тобто при першому переході струму через нуль. Як видно, перехід від чотирьох до двоперіодних, а потім і до синхронізованих вимикачів дозволяє понизити термічну дію струму КЗ на електроустаткування, але не обмежує максимальну електродинамічну дію, визначену ударним струмом; останній у вказаних випадках не обмежується.

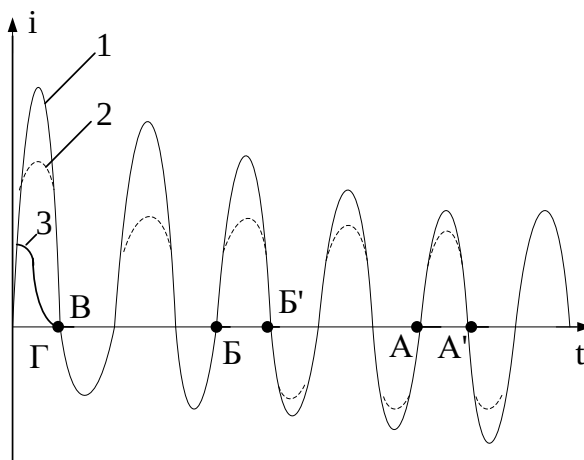


Рисунок 3.1 – Умови обмеження і відключення струму КЗ
 струм КЗ в ланцюзі; 2 - обмеження струму КЗ безінерційним СП;
 3 - обмеження струму КЗ струмообмежуючим комутаційним апаратом

Електродинамічну дію струму КЗ можна понизити шляхом використання струмообмежуючих комутаційних апаратів. Такими можуть бути, наприклад,

тиристорні вимикачі з примусовою комутацією, обмежувачі ударного струму вибухової дії і струмообмежуючі запобіжники. Використання вказаних апаратів дозволяє обмежити, а потім відключити струм КЗ у момент Г (крива 3). Термічну і електродинамічну дію струму КЗ можна понизити шляхом використання безінерційних струмообмежуючих пристроїв (БСП), таких як реактори, резонансні струмообмежуючі пристрої (крива 2) т.п. У ряді випадків для зменшення термічної дії струму КЗ і полегшення роботи комутаційної апаратури можуть бути використані також інерційні струмообмежуючі пристрої, наприклад пристрій автоматичного ділення мережі або пристрій, що складається з реактора, нормально зашунтованого вимикачем.

Очевидно, найбільше обмеження дії струму КЗ досягається при використанні без інерційних струмообмежуючих комутаційних апаратів, проте таке рішення задачі в даний час стримується або відсутністю вказаних апаратів необхідними параметрами і експлуатаційні характеристиками, або їх високою вартістю. Вимагають також розробки, освоєння, серійного випуску і зниження вартісних показників синхронізованих вимикачів і безінерційних струмообмежуючих пристроїв [30].

3.2 Класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання

Для обмеження струмів КЗ на електростанціях в мережах енергосистем використовуються:

- метод оптимізації структури і параметрів мережі (схемні рішення);
- метод стаціонарного або автоматичного ділення мережі;
- застосування струмообмежуючих пристроїв;
- оптимізація режиму заземлення нейтралей електричних мереж.

Як засоби обмеження струмів КЗ відповідно використовуються або можуть бути використані:

- пристрої автоматичного ділення мережі;
- струмообмежуючі реактори (некеровані і керовані, з лінійною або з нелінійною характеристикою);

- трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги;
- трансформатори з підвищеною напругою короткого замикання;
- безінерційні струмообмежуючі пристрої різного типу (резонансні, реакторно-вентильні, надпровідними елементами і т. п.);
- струмообмежуючі комутаційні апарати;
- струмообмежуючі резистори;
- вставки постійного струму;
- вставки змінного струму непромислової частоти;
- автотрансформатори, нормально виконані третинної обмотки, сполученої в трикутник;
- розземлення нейтралей частини трансформаторів;
- заземлення нейтралей частини трансформаторів і автотрансформаторів через реактори, резистори або струмообмежуючі пристрої;
- заміна на зв'язках розподільних пристроїв різної напруги автотрансформаторів трансформаторами;
- автоматичне розмикання в аварійних режимах третинних обмоток автотрансформаторів.

Залежно від місцевих умов, необхідного ступеня обмеження струмів при різних видах КЗ, а також від техніко-економічних показників для обмеження струмів КЗ у конкретних електроустановках або в конкретних мережах енергосистеми необхідні різні засоби струмообмеження або їх комбінації що дають найбільший техніко-економічний ефект.

В даний час у вітчизняних енергосистемах для обмеження струмів КЗ використовуються: стаціонарне і автоматичне ділення мережі, струмообмежуючі реактори, трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, а також розземлення нейтралей частини силових трансформаторів. Інші методи і засоби обмеження струмів КЗ знаходяться у стадії досліджень і проектного опрацювання.

3.3 Оптимізація струмів короткого замикання струмообмежуючими пристроями

Короткі замикання супроводжуються появою значних струмів КЗ, зниженням напруги у вузлах мережі і скиданням активного навантаження генераторів електростанцій. З урахуванням цього до струмообмежуючих пристроїв (СП) доцільно пред'явити наступні об вимоги:

- обмежити значення струмів КЗ;
- підтримати на можливо вищому рівні напруга у вузлах мережі;
- зменшити по можливості скидання активного навантаження з генераторів електростанцій;
- не робити істотного впливу на нормалі режим роботи мережі;
- забезпечити в аварійному режимі умови, необхідні для дії чутливого релейного захисту мережі;
- не вносити істотних нелінійних спотворень в параметри режиму мережі, особливо при нормальному режимі її роботи;
- мати стабільні характеристики при зміні схеми мережі.

Звідси витікає, що параметри струмообмежуючих пристроїв повинні задовольняти наступним умовам. При $I < I_{гр}$

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{m,y} &\rightarrow 0; \\ \Delta P_{m,y} &\rightarrow x\beta; \\ Z_{m,y} &\rightarrow 0; \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

де $I_{гр}$ - граничний струм, при якому струмообмежуючих пристрій повинен вступити в дію або «спрацювати».

При $I < I_{гр}$ повинно бути:

$$x_{m,y} \approx -\Delta x_{нг}; \quad (3.2)$$

$$R_{m,y} \approx -\Delta R_{нг}, \quad (3.3)$$

$$Z_{m,y} \approx -\Delta Z_{нг}, \quad (3.4)$$

$$I_{гр} > I_{макс}, \quad (3.5)$$

$$I_{гр} > I_{пг.доп}, \quad (3.6)$$

де $I_{пг.доп}$ - допустимий струм перевантаження ланцюга з СП.

В окремих випадках, якщо це необхідно, може бути накладено жорсткішу умову

$$I_{гр} > I_{a.x} , \quad (3.7)$$

де $I_{a.x}$ - струм допустимого асинхронного режиму по ланцюгу з СП.

Коли виконується умова (3.4), що є результатом умов (3.2) і (3.3), то режим роботи генератора і передвключеного навантаження (рис. 3.1) не змінюється при переході від нормального режиму до режиму КЗ.

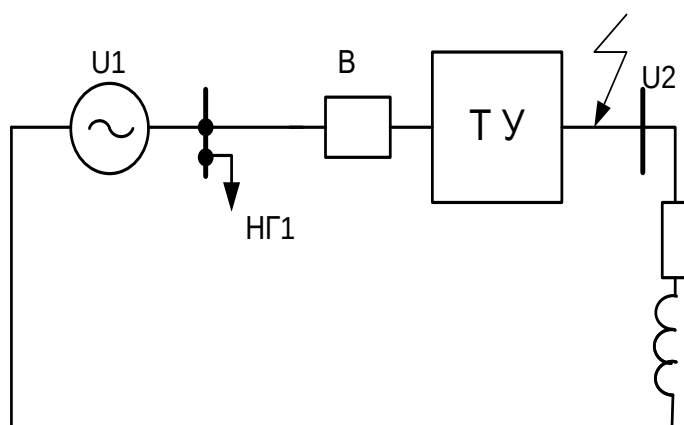


Рисунок 3.1 – Схема, що пояснює вимоги до струмообмежуючих пристроїв

Проте виконання умови (3.4) звичайно не представляється можливим із-за труднощі виконання умови (3.3). У реальних потужних електроустановках найпростіше і якнайповніші може бути виконано умову (.2) шляхом підбору і введення в пошкоджений ланцюг додаткового індуктивного опору.

Аналіз показує, що для задоволення перерахованих вище загальних вимог і умов струмообмежуючих пристрій повинен володіти нелінійною характеристикою [12].

3.4 Струмообмежуючі реактори

Струмообмежуючі реактори можуть мати різні пристрій і конструктивне виконання, а також технічні і техніко-економічні характеристики і параметри.

Струмообмежуючі реактори можна класифікувати за різними ознаками. Вони бувають: з лінійною, нелінійною і обмежено-лінійною або квазілінійною характеристикою; без сталі (без магнітопроводу) і із сталлю; із стрижневою, броньовою, бронестержневою, тороїдальною, циліндровою і навитою магнітною системою (магнітопроводом); нерегульовані, регульовані, такі, що насичаються; подовжнім, поперечним підмагнічуванням; з масляною або сухою ізоляцією (бетонні реактори); секційні, лінійні і заземлюючі; одинарні і здвоєні.

В даний час в енергосистемах для обмеження струмів КЗ використовуються тільки нерегульовані реактори з лінійною характеристикою. У мережах 6-10 кВ застосовуються одинарні і здвоєні бетонні реактори, а в мережах 35-220 кВ - масляні реактори.

Можливість створення і доцільність використання конкурентоздатних реакторів інших типів досліджується у ряді організацій.

Реактори з лінійною характеристикою. Характерними параметрами реакторів є: номінальна напруга $U_{ном}$, номінальний струм $I_{ном}$ і опір реактора x_r (у омах або у відсотках).

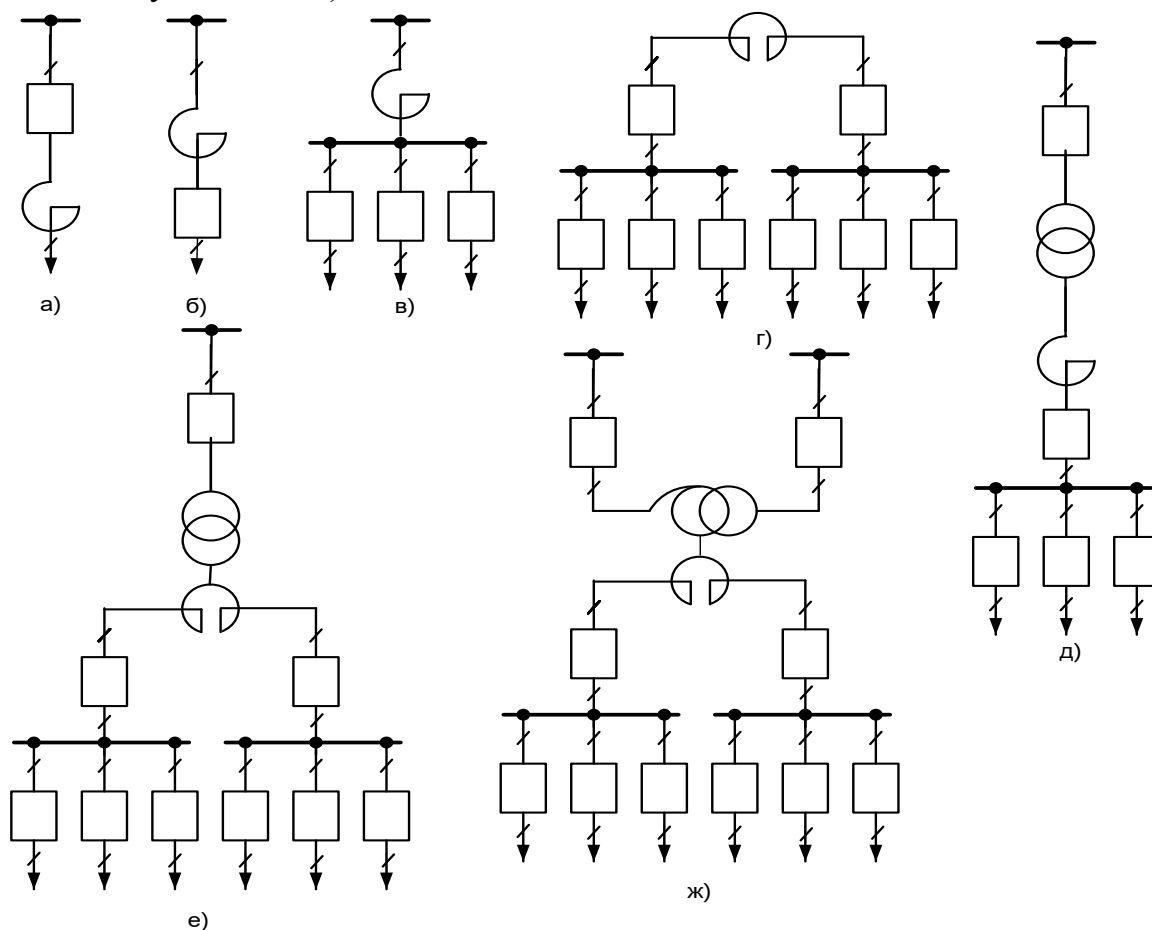


Рисунок 3.2 – Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів

Електропромисловість поставляє реактори напругою 6-10 кВ одинарні $I_{ном} = 0,4 \div 4,0$ кА, $x_p = 3 \div 12$ % і здвоєні $I_{ном} = 2 \times 0,6 \div 2 \times 3,0$ кА, $x_p = 4 \div 15$ %; напругою 35 кВ з $I_{ном} = 0,2 \div 1,0$ кА, $x_p = 6 \div 10$ %; напругою 110 кВ з $I_{ном} = 0,65 \div 1,35$ кА, $x_p = 15 \div 16$ %; напругою 220 кВ з $I_{ном} = 0,325$ кА, $x_p = 12$ %.

Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів приведені на рис. 4.2.

Струмообмежуюча дія реактора, що характеризується його опором, Ом, прямо пропорційно відносній реактивності і обернено пропорційно до номінального струму реактора, тобто

$$x_p = \frac{x_p(\%) U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{ном}} = x_{p(H)} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}}. \quad (3.8)$$

Характерні залежності для реактора представлені на рис. 3.3.

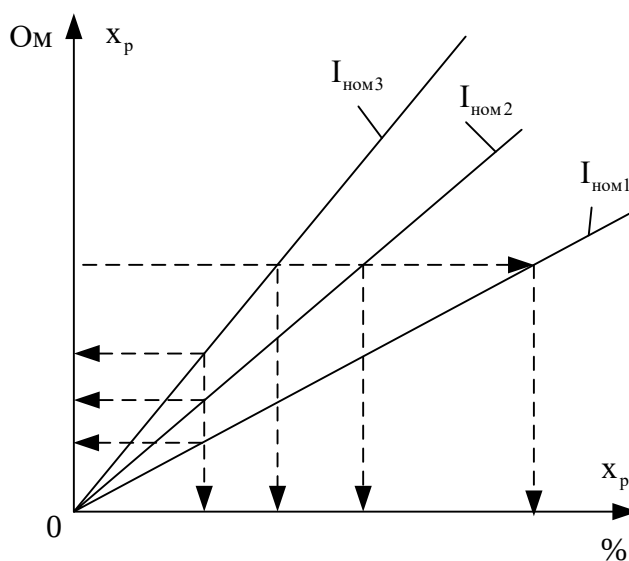


Рисунок 3.3 – Струмообмежуюча дія реакторів з різним номінальним струмом ($I_{ном1} > I_{ном2} > I_{ном3}$).

Лінійний реактор, що включається послідовно у відповідну лінію (приєднання), обмежує струм КЗ і підтримує відносно високий рівень залишкової напруги у вузлах передвключеної мережі. Проте в ньому в нормальному режимі мають місце втрати активної і реактивної потужності, втрати енергії, а також

падіння і втрата напруги. Стосовно схеми, показаної на рис. 4.5,а, справедливі співвідношення

$$\frac{I_{K-2}}{I_{K-1}} = \frac{1}{1 + x_p / x_c}; \quad (3.9)$$

$$U_{ш.ост} = \sqrt{3} I_K x_p = \frac{E_c x_p / x_c}{1 + x_p / x_c}; \quad (3.10)$$

$$U_{p.норм} = \sqrt{3} I_{нг} x_p \sin \varphi_{нг}; \quad (3.11)$$

$$\Delta P_{p.норм} = 3 I_{нг}^2 R_{p.норм} (I_{нг} / I_{ном})^2; \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_{p.норм} = 3 I_{нг}^2 x_p; \quad (3.13)$$

$$\Delta W_{p.норм} = 3 I_{нг}^2 R_{p.\tau}, \quad (3.14)$$

де τ - час максимальних втрат.

Відносно втрат напруги і реактивної потужності кращими характеристиками володіють здвоєні реактори, тобто реактори з виведеної центральної точки обмотки.

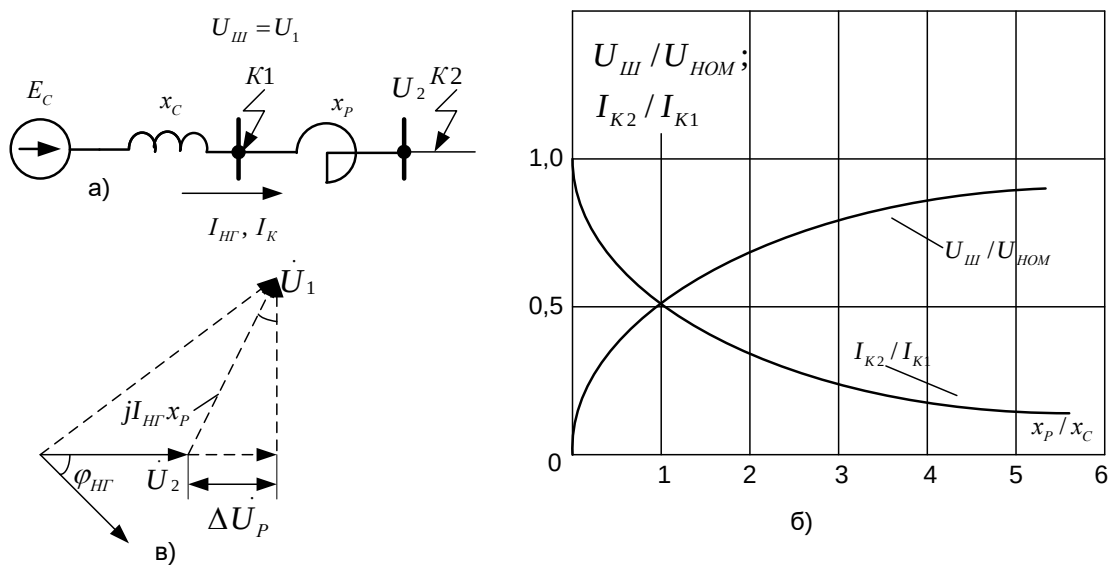


Рисунок 3.5 – Умови роботи лінійного реактора

а - пояснююча схема; б - струмообмежуюча дія реактора;

в - векторна діаграма.

Наявність магнітного зв'язку між гілками реактора дозволяє зменшити втрату напруги в реакторі в нормальному режимі без зниження струмообмежуючої здатності при КЗ у мережі. Коефіцієнт магнітного зв'язку ідентичних гілок обмотки реактора рівний:

$$k_{cb} = M / \sqrt{L_1 L_2} = M / L. \quad (3.15)$$

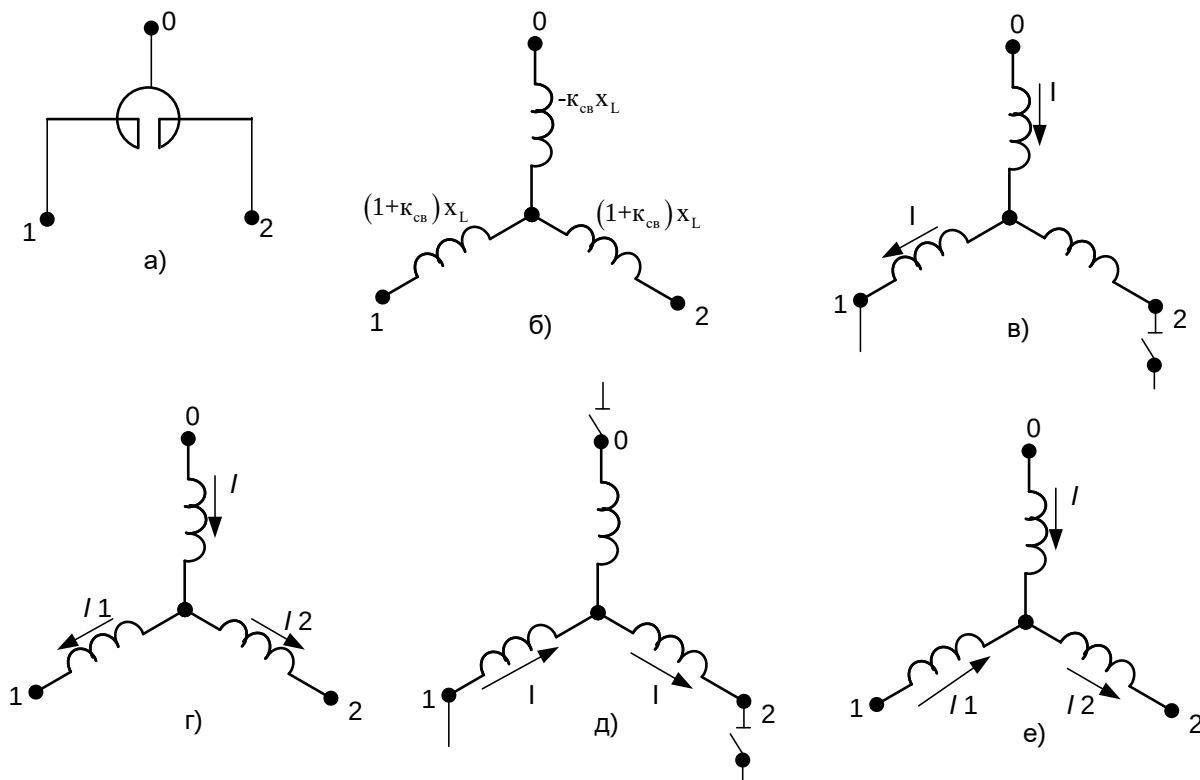


Рисунок 3.6 – Режимы работы вдвоеных реакторов.

а - пояснюющая схема; б - схема замещения вдвоеного реактора; в - одноланцюговий режим; г - дволанцюговий (крізний) режим; д - подовжній режим; е - подовжній-однотланцюговий(комбінований) режим.

Схема заміщення вдвоеного реактора приведена на рис. 3.6, б. У вдвоених реакторів розрізняють однотланцюговий (рис. 3.6, в), двотланцюговий або крізний (рис. 3.6, г), подовжній (рис. 3.6, д) і подовжній-однотланцюговий (комбінований) (рис 3.6, е) режими.

Результуючі опори в цих режимах відповідно рівні:

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{однол}} &= x_L; \\ x_{\text{двол}} = x_{\text{св}} &= \frac{1}{2}(1 - k_{\text{св}})x_L \text{ при } I_1 = I_2; \\ x_{\text{под}} &= 2(1 + k_{\text{св}})x_L. \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

Значення коефіцієнта зв'язку здвоєних реакторів лімітується допустимим рівнем напруги на відключеній (або слабо навантаженій) гілці реактора при КЗ на іншій гілці (рис. 3.7). Практично здвоєні реактори виконують з $k_{\text{св}} = 0,4 \div 0,6$.

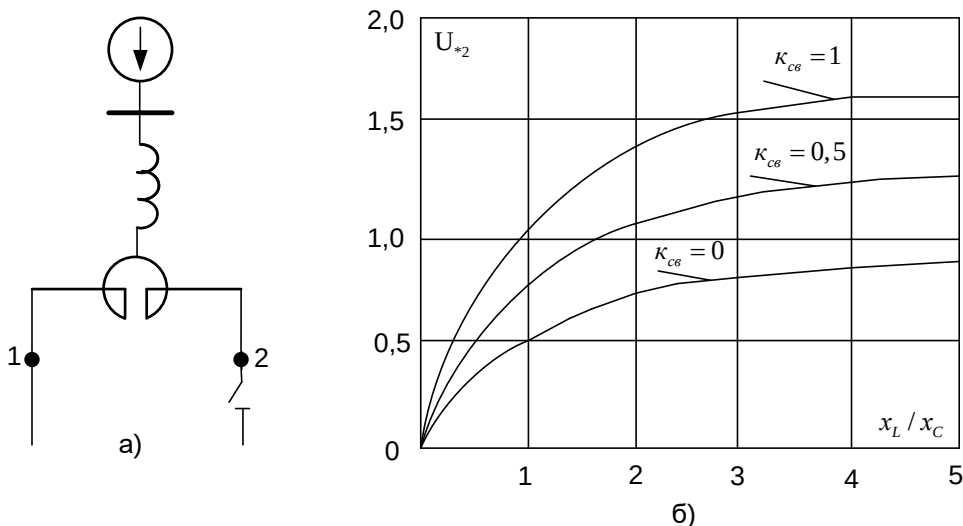


Рисунок 3.7 – Напруга на виведеннях відключеної гілки здвоєного реактора при КЗ на виведеннях іншої гілки.

а - пояснююча схема; б - залежність напруги від коефіцієнта зв'язку і відносного опору гілки реактора

Секційні реактори зважаючи на особливості схеми включення надають при інших рівних умов менша струмообмежуюча дія, чим лінійні реактори. Крім того, вони мають, як правило, значний номінальний струм за умовами забезпечення необхідних перетікань потужності в післяаварійних і ремонтних режимах; це також знижує їх струмообмежуючу дію.

Стосовно схеми, на рис. 3.4, а, за умови, що еквівалентні е. д. с. узагальнених систем з однією і з іншою сторін від ректора рівні ($E_{\text{с1}} = E_{\text{с2}} = 1$), маємо:

$$\frac{I_{к.р.}}{I_{к.нб}} = \frac{1}{1 + \frac{\beta^2 \alpha}{1 + \beta + \beta \alpha}} = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{\gamma^2 + \gamma + \alpha \gamma}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda \beta}{1 + \beta + \lambda}} \quad (3.17)$$

де $\alpha = x_p / x_{c2}$; $\beta = x_{c2} / x_{c1}$; $\lambda = x_p / x_{c1}$; $\gamma = x_{c1} / x_{c2}$; $I_{к.р.}$ - струм в точці КЗ за наявності в мережі секційного реактора; $I_{к.нб}$ - найбільший струм в точці КЗ за відсутності в мережі секційного реактора (секційний ланцюг замкнутий).

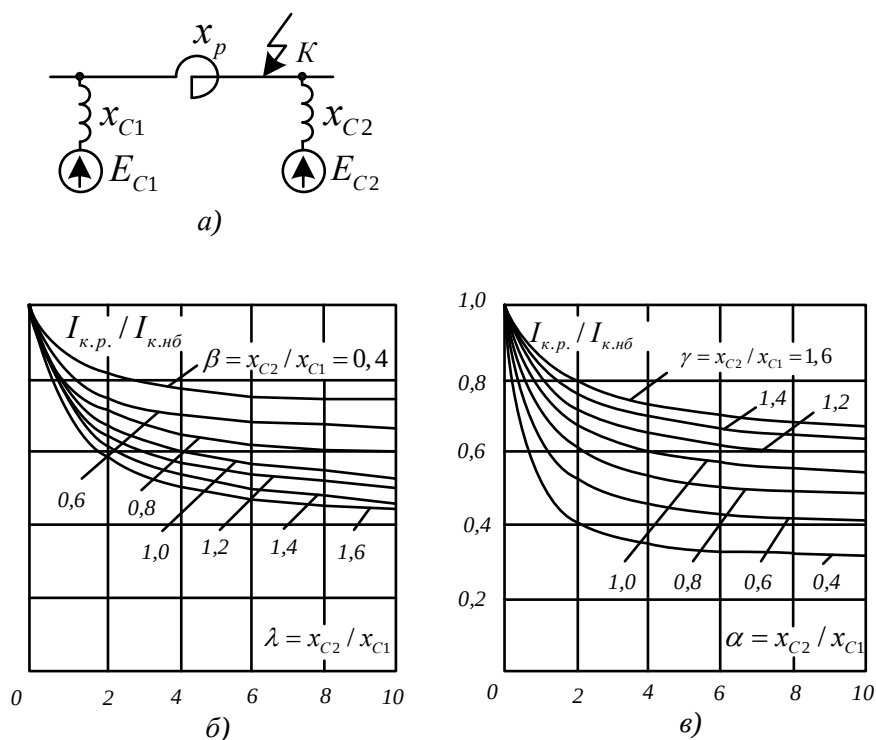


Рисунок 3.8 – До оцінки струмообмежуючої дії секційного реактора.

а - пояснююча схема; б, в - струмообмежуюча дія реактора

Як видно з рис. 3.8, б і в, струмообмежуюча дія секційних реакторів відносно невелика залежить від співвідношення опорів реактора і узагальнених систем.

Ефективність секційних реакторів падає із збільшенням щільності мережі, що обумовлено зростаючим впливом шунтуючих ланцюгів.

На відміну від лінійних реакторів для секційних реакторів характерні невеликі втрати потужності, енергії і напруги в нормальному режимі роботи електроустановки.

Реактори з нелінійною характеристикою. До реакторів з нелінійною характеристикою відносяться керовані реактори, що насичаються.

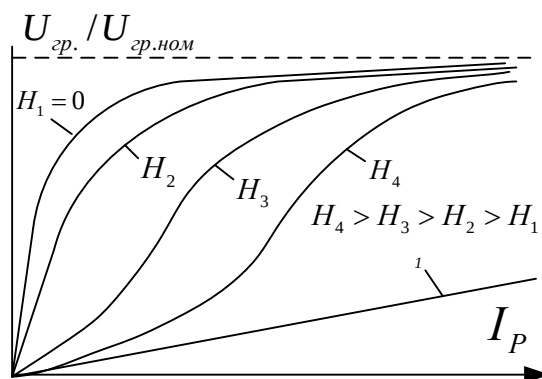


Рисунок 3.9 – Вольт-амперні характеристики керованого реактора при різному ступені підмагнічування магнітопроводу полем постійного струму

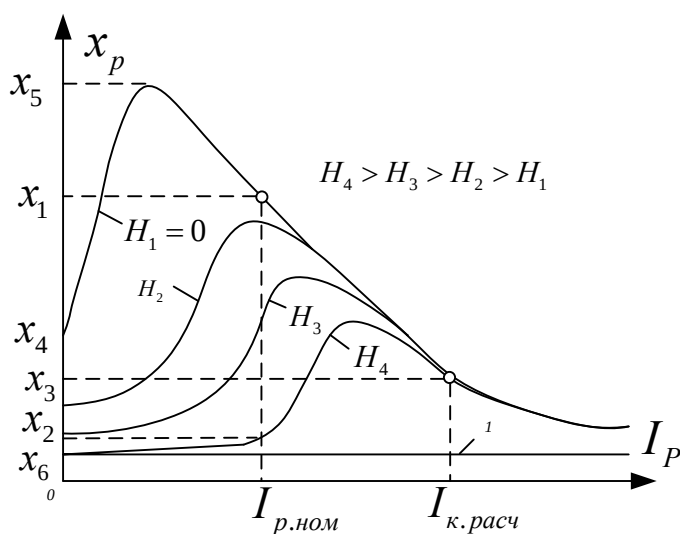


Рисунок 3.10 – Залежність еквівалентного опору керованого реактора, Ом, від струму в обмотці змінного струму і від ступеня підмагнічування магнітопроводу полем постійного струму

Керовані реактори - це регульовані реактори із сталлю, зміна параметрів яких здійснюється за рахунок підмагнічування магнітопроводу вода (звичайно полем постійного або випрямленого струму). Розрізняють керовані реактори з подовжнім, поперечним і кільцевим підмагнічуванням. Шляхом спеціальної

схеми з'єднання обмоток або їх відповідного взаємного розташування у вказаних реакторах забезпечується розв'язка індуктивних зв'язків ланцюгів постійного і змінного струмів. Реактори з кільцевим підмагнічуванням володіють, крім того, магнітною симетрією, що дозволяє одержати практично синусоїдальний (без гармонік) струм при широкому діапазоні зміни струму підмагнічування. Для оцінки можливих параметра керованих реакторів використовують криві подвійного намагнічування феромагнітних матеріалів.

Якісна картина зміни характеристик керованого реактора при різних ступенях підмагнічування показана на рис. 3.9 і 3.10.

У керованих реакторів розрізняють коефіцієнт регулювання крег і коефіцієнт струмообмеження ксо. Перший характеризує ступінь зниження опорів реактора за рахунок підмагнічування при номінальному струмі в обмотці змінного струму, а другий - ступінь збільшення опору реактора при розрахунковому струмі КЗ у ланцюзі в порівнянні з опором реактора в нормальному режимі при номінальному струмі в обмотці змінного струму і відповідному струмі підмагнічування в обмотці постійного струму. Стосовно рис. 4.10

$$\text{крег} = x_1 / x_2 \text{ і } \text{ксо} = x_3 / x_2 . \quad (3.18)$$

Розроблені у ряді організацій керовані реактори різних типів і конструкцій мають

$$\text{крег} \approx 8 \div 10 \text{ і } \text{ксо} \approx 4 \div 7.$$

Реактор, що насичується - це некерований реактор з нелінійною характеристикою (із сталлю), не лінійність якої обумовлена насиченням магнітної системи або її частини полем обмотки змінного струму. Реактор складається з магнітопроводу (замкнутого або з повітряними зазорами) тієї або іншої конструкції і посадженої на нього обмотки змінного струму. Опір реактора нелінійно залежить від струму його обмотки. За відсутності повітряних зазорів ця залежність подібна залежності $\mu = f(H)$.

Реактор, що насичується, може працювати як на висхідній, так і на низхідній частинах своєї характеристики $x_r = f(I)$. У першому випадку

еквівалентний опір реактора росте із збільшенням струму і може змінюватися в межах від x_4 до x_5 (див. рис. 3.10), а в другому випадку зменшується із збільшенням струму і може змінюватися в межах від x_5 до x_6 . Робота на висхідній частині характеристики перевантаження, оскільки при цьому можна одержати бажаний струмообмежуючий ефект без появи нелінійних спотворень параметрів режиму. Проте як по технічних, так і за техніко-економічними умовами забезпечення роботи реактора на висхідній частині характеристики при широкому діапазоні зміни струму в його обмотці досить утруднено. При роботі на низхідній частині характеристики вдається одержати регулюючий ефект, проте при цьому з'являються нелінійні спотворення параметрів режиму. На цій частині характеристики принципово можливо одержати також і струмообмежуючий ефект реактора, якщо із збільшенням струму реактора буде забезпечене зменшення напруженості магнітного поля в магнітопроводі. З урахуванням сказаного реактори, що насичуються, можуть або безпосередньо використовуватися як струмообмежуючих пристрої, або входити як нелінійні елементи до складу складніших струмообмежуючих пристроїв [33].

3.4 Трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги

На електричних станціях і підстанціях знайшли застосування силові трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, оскільки це дозволяє істотно понизити струм КЗ у мережі нижчої напруги. Що підвищують трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги використовуються для формування укрупнених блоків електростанцій, особливо на ГЕС, а що знижують трансформатори і автотрансформатори застосовуються на підстанціях енергосистем і промислових підприємств; знижувальні трансформатори використовуються також в системі власних потреб потужних теплових і атомних електростанцій. Характерні схеми з'єднання силових трансформаторів і автотрансформаторів з розщепленою на дві або три частини обмоткою нижчої напруги і відповідні їм схеми заміщення

приведені на рис. 3.11. Для вказаних трансформаторів і автотрансформаторів специфічними параметрами є:

- опір розщеплювання хрозц , рівне опору між виведеннями двох довільних частин розщепленої обмотки. Звичайно частини розщепленої обмотки повністю ідентичні і тому

$$\text{хрозц} = x_{H1-H2} = x_{H1-H3} = x_{H3-H2} ; \quad (3.19)$$

- крізний опір хкріз, рівний опору між виведеннями обмотки вищої напруги (або об'єднаними виведеннями обмоток вищої і середньої напруги) і об'єднаними виведеннями частин розщепленої обмотки нижчої напруги;

- коефіцієнт розщеплювання крозц, рівний відношенню опору розщеплювання до крізного опору:

$$\text{крозц} = \text{хрозц} / \text{хкріз} . \quad (3.20)$$

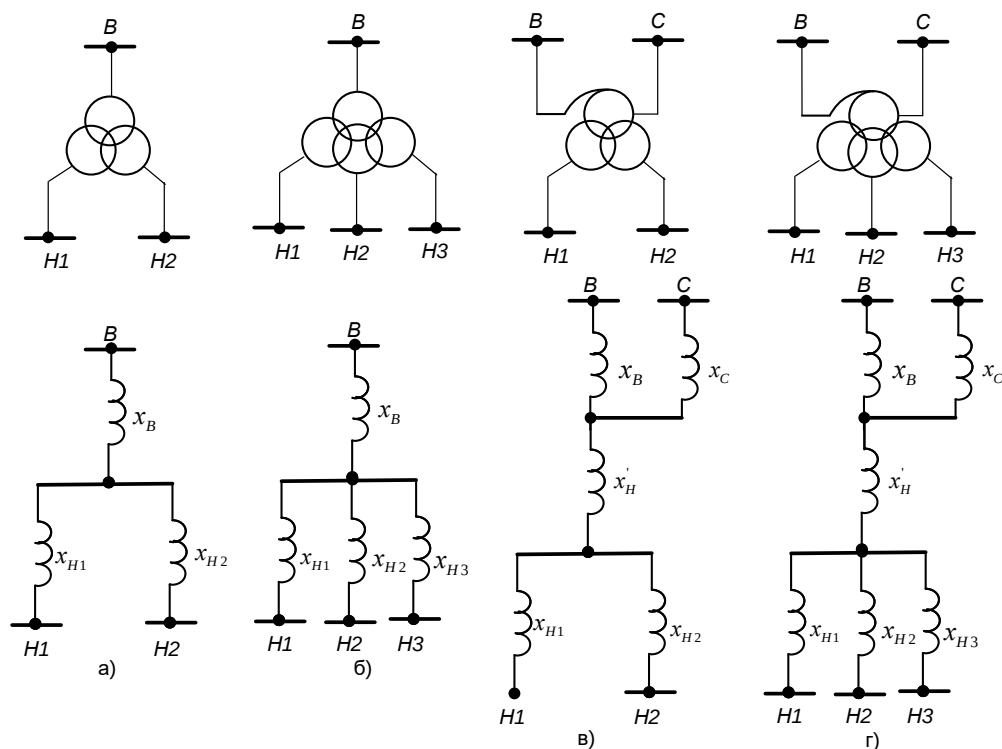


Рисунок 3.11 – Початкові схеми з'єднання силових трансформаторів і автотрансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги і відповідні їм схеми заміщення:

а - трансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;

б - трансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини;

в - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;

Г - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини.

При розщеплюванні обмотки на дві частини $k_{розщ} \leq 4$, при розщеплюванні обмотки на три частини $k_{розщ} \leq 6$.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

електромережевого об'єкта, МВт×год; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Шаргород (вузол 8)-702, 702-704;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 702, 704.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 704-701, 701-703;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 701, 703.

На третьому році:

- будівництво лінії електропередач: 703-12;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Чернятин (вузол 12).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1–4.2.

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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 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
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. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 109 231,41 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.3–4.4.

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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 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
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

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 4 276,998 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,6 = 28\,470,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,6 = 28\,470,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 13,2 = 15\,276,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 109\,231,41 + 28\,470,41 = 137\,701,82 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 109\,231,41 + 28\,470,41 = 137\,701,82 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 4\,276,998 + 15\,247,8 = 19\,553,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (4.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$B_{Л1} = (28\,470,41 \cdot 0,3)/100 = 85,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (28\,470,41 \cdot 0,3)/100 = 85,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л3} = (15\,276,8 \cdot 0,3)/100 = 45,83 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (109\,231,41 \cdot 3)/100 = 3\,276,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (109\,231,41 \cdot 3)/100 = 3\,276,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = (4\,276,998 \cdot 3)/100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.7:

Таблиця 4.8 – 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: 8-702, 702-704 П/ст: 702, 704	3760	90	3 840
2	ЛЕП: 701-704, 704-701 П/ст: 701, 704	5950	140	8 090
3	ЛЕП: 12-703 П/ст: 12	2990	100	3 110

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 85,41 + 3276,94 + 3840 \cdot 1,65 = 9698,35 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 85,41 + 3276,94 + 8090 \cdot 1,65 = 16710,85 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 45,83 + 128,31 + 3110 \cdot 1,65 = 5305,54 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 202540 \text{ МВт·год};$$

$$W_2 = 167760 \text{ МВт·год.}$$

$$W_3 = 0 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 202540 - 9698,35 = 30404,57 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 167760 - 16710,85 = 16505,63 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 5305,64 = -5305,64 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{30404,57 / (1 + 0,2) + 16505,63 / (1 + 0,2)^2 + (-5305,64) / (1 + 0,2)^3}{137701,82 / (1 + 0,2) + 137701,82 / (1 + 0,2)^2 + 19553,8 / (1 + 0,2)^3} = 0,15$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,15 = 6,6 \text{ років.}$$

Таблиця 4.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	45,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	212 230
Сумарні капітальні витрати на розвиток ЕМ	тис.грн.	294 957,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	10,48
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,58
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 110
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10 480

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (6,6) підтверджують ефективність.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Згідно ГОСТ 12.003-74, на оперативний персонал станцій та підстанцій в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може

виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.1 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації трансформатора

Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з гідроенергетики

За умовами дипломного проекту розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для силового трансформатора ТДЦ-80000/110 на рис. 5.1.

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі та експлуатації силового трансформатора заданих технологічних параметрів за темою диплому були проаналізовані:

1) Державні стандарти з електроенергетики України ;

2) Галузеві керівні документи:

- ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання

3) Стандарти організації України:

- СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

Підготовчі роботи включають в себе підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку ізоляції системи, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Основними видами ушкоджень є багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також «пожежа сталі» магнітопровідника. Однофазні ушкодження бувають двох видів: на землю й між витками обмотки (виткові замикання). Найбільш ймовірні багатофазні й однофазні короткі замикання на виводах трансформаторів і однофазні виткові замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатофазні короткі замикання в обмотках. Для груп однофазних трансформаторів вони взагалі виключені. Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації та інш.) і силові кола приводу;

- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування можна з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та

регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут!" у відсіку де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підключеному до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати. Робота лінії".

У цьому разі допускається :

- за наявності блокування між защемлюваними ножами та візком з вимикачем;
- встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ – встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в КРУ.

5.2 Розрахунок блискавкозахисту

Вихідні дані (таблиця 2.22):

- а) висота блискавковідводу: $h = 19,5$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 10,5$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 19,5 = 13 \text{ м} > h_x = 10,5 \text{ м},$$

План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ подано на рисунку 5.1.

Радіус та ширина зони захисту визначаються таким чином:

- Радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

де h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2};$$

Таблиця 5.1 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	B_x , М	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 13-14, 14-15, 15-16....31-32.	18	18,8	17,025	9,6
1-17, 2-18, 3-19, 4-20, 5-21, 6-22, 7-23,8-24....16-32.	53	13,8	6,1	9,6
1-18, 2-17, 2-19, 3-18 3-20, 4-19, 4-21, 5-20, 5-22, 6-21, 6-23, 7-22, 7-24, 8-23,8-25.....16-31.	55,9	13,2	0,225	9,6

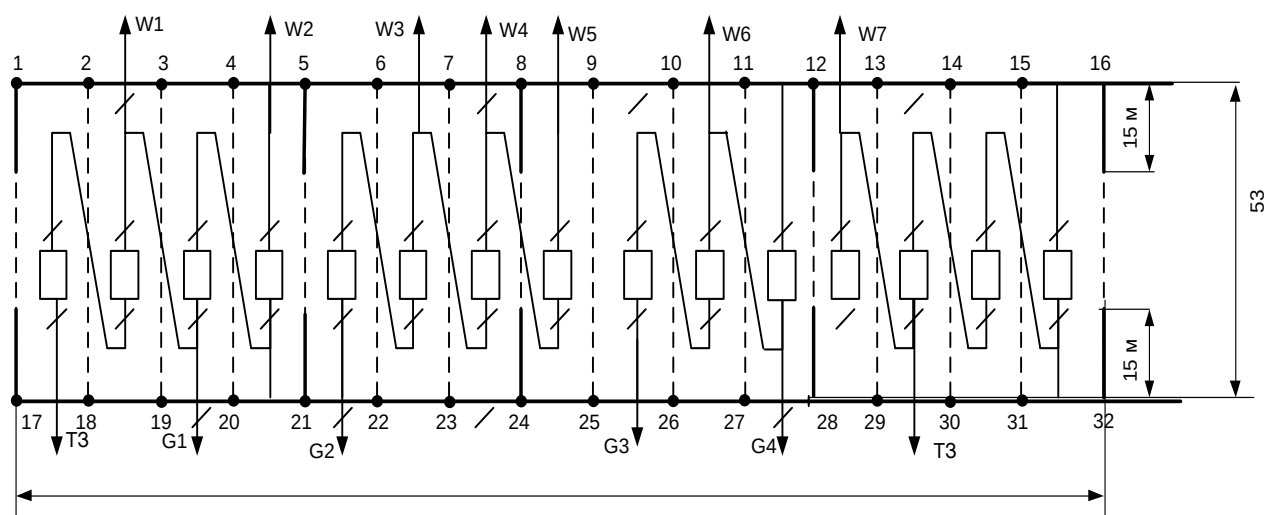
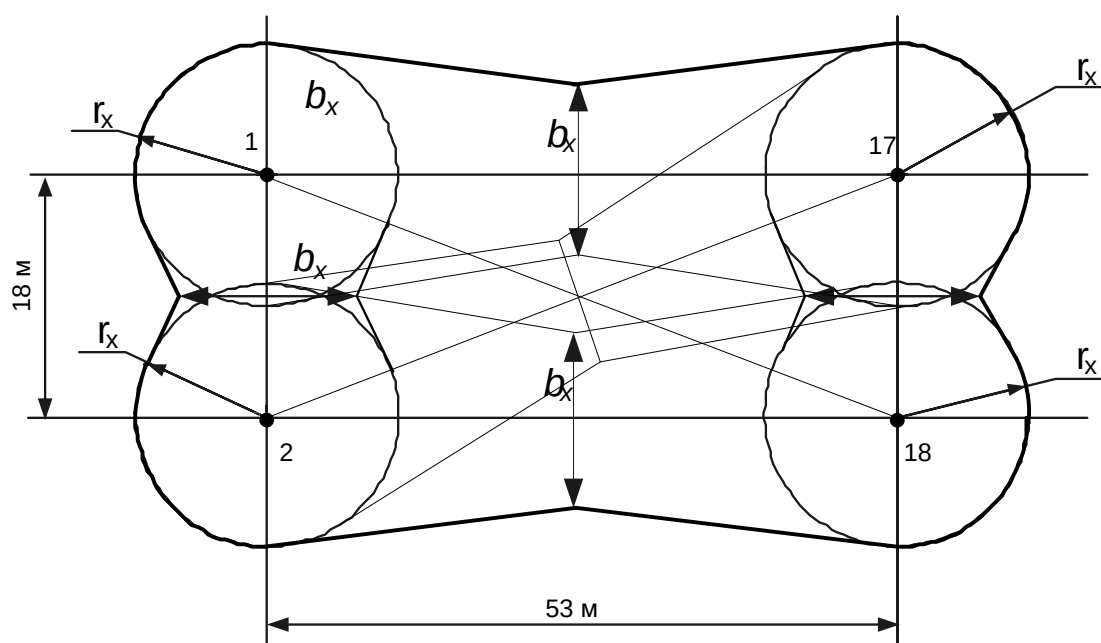
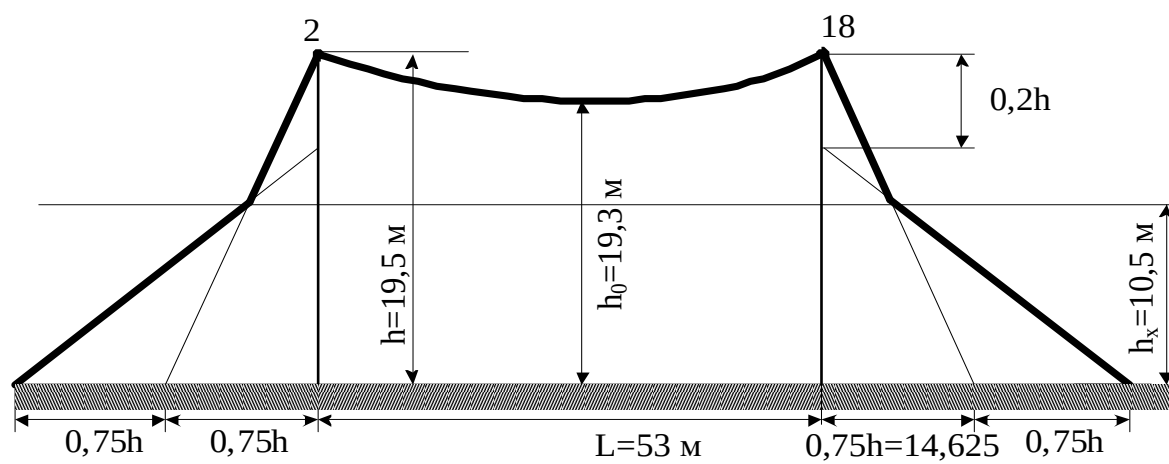


Рисунок 5.2 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 5.3 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ:

а) вид зверху; б) вид збоку

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (150 \times 60) = 9000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad \rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м};$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м};$
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 36 \text{ шт};$
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 3,25 \text{ м}.$

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 2.15).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (150 + 60) / 36 = 11,6 \text{ м}.$$

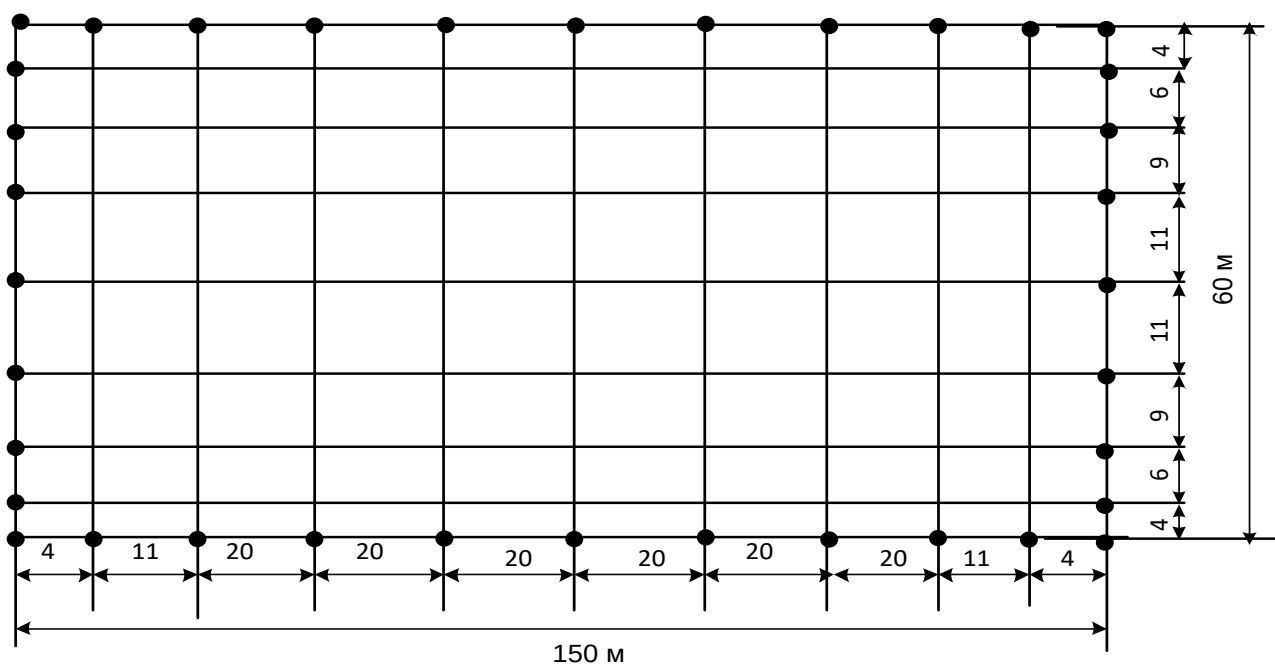


Рисунок 5.4 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 700/70 = 10;$$

$$a/l_B = 11,6/3,25 = 3,6;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{12848} = 94,9 \text{ м};$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2-0,5}{3,25} = 0,46.$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B},$$

де A – функція відношення $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,25 + 0,5}{94,9} = 0,039 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,039 = 0,411;$$

$$L_{\Gamma} + L_{B\gamma} = (9 \cdot 150 + 11 \cdot 60) + 36 \cdot 3,25 = 1538 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 2,51$.

$$\rho_{\text{екв}} = 2,51 \cdot 70 = 175,7 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_3 = 0,411 \cdot 175,7 / 94,9 + 175,7 / 1538 = 0,87 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,2 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,5 \text{ Ом.}$

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{0,87 \cdot 1,2 \cdot 1,5}{0,87 \cdot 1,2 + 0,87 \cdot 1,5 + 1,2 \cdot 1,5} = 0,37 \text{ (Ом)} < R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ (Ом).}$$

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Чернятин (вузол 12) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (701, 702, 703, 704) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 10,48 МВт при сумарній активній потужності генерації 212,23 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 294 957,45 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.15)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6,6 років.

Основними методами обмеження рівнів струмів короткого замикання є:

- а) побудова оптимальних головних електричних схем станцій та підстанцій;
- б) застосування методів поздовжнього та поперечного ділення електричної мережі високої напруги;
- в) застосування швидкодіючих засобів релейного захисту та вимикачів з відповідним приводом розщеплення їх контактів;
- г) застосування струмообмежуючих елементів електричної мережі (трансформаторів з розщепленими обмотками, струмообмежуючих реакторів, тощо);
- д) застосування методів та заходів оптимізації струмів короткого замикання на землю;

В магістерській роботі приведені характеристики основних методів оптимізації та координації струмів короткого замикання, зроблений аналіз їх можливого застосування в електричних мережах, а також наведені деякі алгоритми розрахунку струмів короткого замикання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej->

2019.pdf?fbclid=IwAR2dQAbmI14EsQ1pkcvQKXPBaUbcSgozEmp5WPwCKtgz_xyvxuqQZLJ2wM.

12. Інтеграція ВДЕ в енергосистему України. Укренерго. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstvaeelektroenergiyi-vdvichi/>.

13. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>.

14. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IRENA, 2017.

15. URL: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.

16. ДТЕК запустив першу в Україні промислову систему накопичення енергії. URL: <https://dtek.com/media-center/news/dtek-zapustil-pervuyu-v-ukraine-promyshlennuyu-sistemu-nakopleniya-energii/>.

17. This Compressed Air Grid 'Battery' Is an Energy Storage Game Changer – 2022. – Режим доступу: <https://www.popularmechanics.com/science/greentech/a36300986/compressed-air-grid-energy-storage-system/>

18. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до

захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

22. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

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

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Лесько В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____
(підпис)

Корнієнко К. О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневецький С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого
замикання»

08-21.МКР.024.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
каф. ЕСС

_____ Лесько В.О.

Студентка групи 2ЕСМ-23м

_____ Корнієнко К.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження методів обмеження струмів короткого замикання.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

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

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

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

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.08.24	16.08.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
9.	Економічна частина:	02.11.24	12.11.24	
10.	Дослідження методів обмеження струмів короткого замикання	13.11.24	21.11.24	
11.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Т1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Т1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Т2.

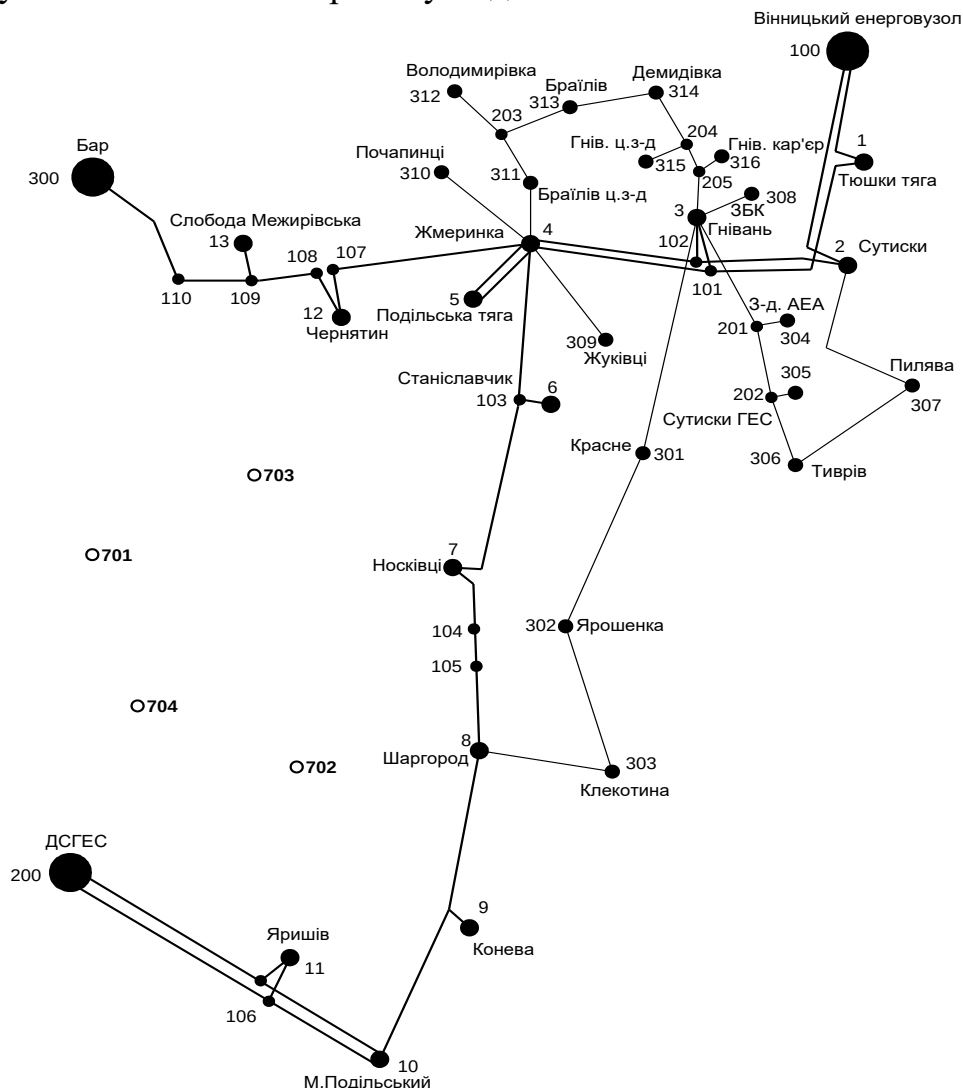


Рисунок Т1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 930 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця Т1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	СЕС 3 (703)	Нова 4 (704)
Навантаження, МВт	18,3	15,1	12,5	12,1
cos φ	0,89	0,88	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Т2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	80	80	87	90	94	96	97	98	99	100

Таблиця Т3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця Т4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6500.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3204.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 156.997 МВт / 1020.481 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 149.700 МВт / 973.050 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 5.346 МВт / 17.134 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 5.346 МВт / 17.134 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.557 МВт / 3.619 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.461 МВт / 4.681 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 2.017 МВт / 8.300 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 7.364 МВт / 25.433 МЛН.КВТ*Г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРНОВУЗОЛ	-88.473	-81.544	110.000	0.00
1	ТЮШКИ ТЯГА	0.000	0.000	109.607	-0.08
2	СУТИСКИ	0.000	0.000	107.684	-0.58
101		0.000	0.000	106.950	-0.73
102		0.000	0.000	106.744	-0.79
3	ГНІВАНЬ	0.000	0.000	106.672	-0.80
4	ЖМЕРИНКА	0.000	0.000	105.209	-1.19
5	ПОДІЛЬСЬКА ТЯГА	0.000	0.000	104.757	-1.28
103		0.000	0.000	104.745	-1.36
6	СТАНІСЛАВЧИК	0.000	0.000	104.639	-1.38
7	НОСКІВЦІ	0.000	0.000	104.464	-1.47
104		0.000	0.000	104.349	-1.52
105		0.000	0.000	104.308	-1.54
8	ШАРГОРОД	0.000	0.000	103.998	-1.66
9	КОНЕВА	0.000	0.000	107.077	-1.02
10	МОГ. ПОДІЛЬСЬКИЙ	0.000	0.000	108.156	-0.78
106		0.000	0.000	109.244	-0.40
11	ЯРИШІВ	0.000	0.000	109.245	-0.41
200	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-32.257	-12.124	110.000	0.00
107		0.000	0.000	107.340	-0.69
12	ЧЕРНЯТИН	0.000	0.000	107.374	-0.68
108		0.000	0.000	107.412	-0.67
109		0.000	0.000	107.415	-0.67
13	СЛОВОДА МЕЖИРІВСЬКА	0.000	0.000	107.411	-0.67
110		0.000	0.000	109.636	-0.18
300	БАР	-36.268	-19.028	110.000	0.00
301	КРАСНЕ	0.000	0.000	28.626	-12.06
302	ЯРОШЕНКА	0.000	0.000	29.447	-10.75
303	КЛЕКОТИНА	0.000	0.000	30.198	-9.58
201		0.000	0.000	28.647	-12.94
304	ЗАВОД ЕАЕ	0.000	0.000	28.645	-12.94
202		0.000	0.000	28.660	-12.92
305	СУТИСКИ ГЕС	0.000	0.000	28.659	-12.92
306	ТИВРІВ	0.000	0.000	29.244	-12.22
307	ПИЛЯВА	0.000	0.000	30.899	-10.65
308	ЗБК	0.000	0.000	28.618	-13.25
309	ЖУКІВЦІ	0.000	0.000	28.538	-13.62
310	ПОЧАПИНЦІ	0.000	0.000	28.139	-13.64
311	БРАЇЛІВ Ц. З.	0.000	0.000	28.104	-13.84
203		0.000	0.000	27.807	-14.01
312	ВОЛОДИМИРІВКА	0.000	0.000	27.560	-14.11
313	БРАЇЛІВ	0.000	0.000	27.643	-14.08
314	ДЕМИДІВКА	0.000	0.000	27.860	-13.84
204		0.000	0.000	28.292	-13.48
315	ГНІВАНЬ Ц. З.	0.000	0.000	28.114	-13.59
205		0.000	0.000	28.381	-13.41
316	ГНІВАНЬ КАР'ЄР	0.000	0.000	28.377	-13.41
3001		0.000	0.000	116.812	-2.16
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13
1001		8.800	4.750	11.163	-2.11

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	1	54.135	51.980	54.016	51.717	0.118	0.262	0.393	0.393
1	101	38.642	33.835	38.078	32.584	0.562	1.246	0.270	2.666
101	3	20.940	18.755	20.907	18.683	0.033	0.073	0.151	0.280
3	102	-4.137	-5.429	-4.139	-5.433	0.002	0.004	-0.037	-0.072
102	2	-21.948	-20.087	-22.065	-20.347	0.117	0.259	-0.161	-0.944
2	100	-33.904	-28.602	-34.338	-29.564	0.432	0.958	-0.237	-2.322
2	3002	11.821	8.540	11.724	5.931	0.097	2.598	0.078	12.015
3002	2002	8.217	4.001	8.170	4.001	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.170	4.017	7.886	3.676	0.282	0.340	0.162	1.524

307	306	6.979	3.195	6.685	2.842	0.292	0.352	0.143	1.785
306	202	4.368	1.542	4.299	1.458	0.069	0.083	0.091	0.647
202	201	2.984	0.661	2.983	0.660	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.250	-0.979	0.247	-0.983	0.003	0.004	0.020	-0.053
2003	301	-0.915	1.114	-0.933	1.093	0.018	0.022	-0.029	-0.022
301	302	-2.953	-0.137	-3.034	-0.210	0.080	0.073	-0.060	-0.935
302	303	-3.942	-0.742	-4.026	-0.843	0.084	0.101	-0.079	-0.847
303	2008	-6.144	-2.132	-6.568	-2.643	0.422	0.508	-0.124	-2.866
3008	2008	6.575	2.601	6.568	2.601	0.008	0.000	0.041	0.094
8	3008	16.846	10.966	16.791	8.890	0.055	2.068	0.111	6.355
8	105	-4.883	-1.811	-4.893	-1.826	0.011	0.016	-0.029	-0.316
105	104	-4.893	-1.555	-4.895	-1.558	0.001	0.002	-0.028	-0.041
104	7	-4.895	-1.426	-4.899	-1.432	0.004	0.006	-0.028	-0.118
7	103	-7.014	-2.377	-7.028	-2.397	0.014	0.020	-0.041	-0.286
103	4	-11.359	-4.546	-11.396	-4.600	0.037	0.053	-0.067	-0.471
4	107	-29.512	-14.856	-29.978	-15.416	0.464	0.558	-0.181	-2.145
107	12	-29.978	-15.193	-29.984	-15.205	0.006	0.011	-0.180	-0.034
12	108	-33.205	-17.177	-33.213	-17.191	0.008	0.014	-0.201	-0.038
108	109	-33.213	-17.186	-33.213	-17.187	0.001	0.001	-0.201	-0.003
109	110	-35.631	-18.423	-36.206	-19.115	0.572	0.689	-0.215	-2.228
110	300	-36.206	-18.854	-36.268	-19.028	0.062	0.173	-0.215	-0.364
4	101	-16.972	-14.106	-17.139	-14.476	0.166	0.368	-0.121	-1.755
4	102	-17.656	-14.804	-17.809	-15.143	0.153	0.338	-0.126	-1.547
4	3004	14.411	14.534	14.211	9.150	0.200	5.362	0.112	20.762
3004	2004	10.197	6.636	10.094	6.636	0.103	0.000	0.081	0.508
2004	311	6.201	4.236	6.067	4.074	0.133	0.161	0.150	0.805
311	203	5.260	3.603	5.215	3.549	0.045	0.054	0.131	0.309
203	313	2.147	1.688	2.136	1.675	0.010	0.013	0.057	0.167
313	314	-1.915	-0.767	-1.927	-0.781	0.012	0.014	-0.043	-0.239
314	204	-3.551	-1.847	-3.594	-1.898	0.043	0.051	-0.083	-0.462
204	205	-7.479	-4.414	-7.498	-4.436	0.019	0.022	-0.177	-0.095
205	2003	-8.706	-5.110	-8.789	-5.210	0.083	0.100	-0.205	-0.365
8	9	-16.319	-10.979	-16.673	-11.493	0.353	0.511	-0.109	-3.105
9	10	-17.900	-11.545	-18.032	-11.736	0.131	0.190	-0.115	-1.086
10	106	-25.702	-16.123	-25.853	-16.456	0.150	0.332	-0.162	-1.095
106	11	6.265	-3.270	6.265	-3.272	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.414	-5.790	2.396	-6.258	0.017	0.467	0.033	-7.397
1	30011	7.512	8.916	7.494	8.287	0.017	0.626	0.061	4.632
30011	2001	0.241	-0.171	0.241	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.241	0.171	-0.241	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.773	8.751	7.755	8.117	0.017	0.631	0.062	4.552
3001	1001	7.996	7.946	7.982	7.946	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.814	-3.199	0.812	-3.199	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-32.118	-11.817	-32.257	-12.124	0.138	0.306	-0.181	-0.759
3003	2003	9.199	9.179	9.144	8.090	0.055	1.084	0.082	6.463
3	3003	17.174	18.772	17.020	13.596	0.154	5.155	0.137	16.643
5	3005	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
204	315	3.885	2.526	3.866	2.502	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.818
315	100315315	2.239	1.412	2.199	1.129	0.041	0.281	0.054	2.455
5	30055	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.517
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.844
313	100313	3.040	1.828	2.998	1.449	0.042	0.377	0.074	2.321
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.004	0.040	0.024	0.748
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.840
3004	1004	4.013	2.514	3.997	2.269	0.016	0.245	0.031	3.429
4	30044	4.008	2.450	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.292
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
30044	20044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.801
30055	10055	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.360
6	1006	4.315	2.515	4.297	2.199	0.017	0.315	0.028	3.789
103	6	4.331	2.526	4.327	2.521	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.432	2.418	1.432	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.408	1.376	2.398	1.229	0.010	0.146	0.015	3.210
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.443
2004	309	2.442	1.511	2.419	1.484	0.023	0.027	0.057	0.358
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.077	0.033	1.050
309	100309309	1.004	0.577	0.999	0.540	0.004	0.038	0.023	0.718
2004	310	1.451	0.927	1.418	0.897	0.033	0.030	0.034	0.749
310	100310	1.416	0.903	1.399	0.790	0.016	0.113	0.034	1.562
12	10012	3.207	1.896	3.198	1.729	0.009	0.167	0.020	2.731
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
3001111	2001111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
4	5	34.284	23.081	34.176	22.924	0.108	0.156	0.226	0.456
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613

3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.343
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.854
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	10.216	6.289	10.194	5.776	0.022	0.510	0.070	2.752
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.527
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.032
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.892
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.156
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.937
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.286
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.329
203	312	3.068	1.871	3.044	1.849	0.024	0.022	0.074	0.251
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
312	100312	3.041	1.830	2.998	1.449	0.042	0.380	0.074	2.331
201	304	2.732	1.648	2.732	1.648	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.362
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.438
202	305	1.315	0.807	1.315	0.807	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.361
306	100306306	1.407	0.789	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.946
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.593
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.793
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.140	0.024	2.291
3	30033	7.818	5.107	7.806	4.681	0.011	0.424	0.050	2.825
30033	10033	7.806	4.681	7.795	4.417	0.011	0.263	0.050	1.790
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6500.0 год

Час втрат: 3204.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 214.120 МВт / 1391.779 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 201.830 МВт / 1311.895 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 9.962 МВт / 31.926 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 9.962 МВт / 31.926 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.540 МВт / 3.513 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.857 МВт / 5.952 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.398 МВт / 9.465 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 12.360 МВт / 41.391 млн.кВт*г (3.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-101.984	-98.633	105.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	104.520	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	102.012	-0.71
101		0.000	0.000	101.025	-0.92
102		0.000	0.000	100.755	-0.99
3	Гнівани	0.000	0.000	100.690	-1.00
4	Жмеринка	0.000	0.000	98.508	-1.58
5	Подільська тяга	0.000	0.000	98.018	-1.69
103		0.000	0.000	97.776	-1.87
6	Станіславчик	0.000	0.000	97.662	-1.90
7	Носківці	0.000	0.000	97.238	-2.11
104		0.000	0.000	96.970	-2.23
105		0.000	0.000	96.878	-2.28
8	Шаргород	0.000	0.000	96.193	-2.59
9	Конева	0.000	0.000	100.816	-1.46
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	102.425	-1.07
106		0.000	0.000	103.921	-0.53
11	Яришів	0.000	0.000	103.920	-0.54
200	Дністровська ГЕС	-40.171	-18.225	105.000	0.00
107		0.000	0.000	100.158	-1.04
12	Чернятин	0.000	0.000	100.184	-1.03
108		0.000	0.000	100.256	-1.01
109		0.000	0.000	100.262	-1.01
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	100.258	-1.01
110		0.000	0.000	104.305	-0.29
300	Бар	-57.645	-37.766	105.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	25.205	-14.79
302	Ярошенка	0.000	0.000	26.107	-13.26
303	Клекотина	0.000	0.000	26.950	-11.89
201		0.000	0.000	25.297	-15.74
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	25.294	-15.74
202		0.000	0.000	25.314	-15.70
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	25.312	-15.71
306	Тиврів	0.000	0.000	26.024	-14.79
307	Пиліава	0.000	0.000	27.988	-12.80
308	ЗБК	0.000	0.000	25.232	-16.17
309	Жуківці	0.000	0.000	24.997	-16.66
310	Почапинці	0.000	0.000	24.524	-16.67
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	24.503	-16.92

203		0.000	0.000	24.163	-17.13
312	Володимирівка	0.000	0.000	23.869	-17.24
313	Браїлів	0.000	0.000	23.988	-17.21
314	Демидівка	0.000	0.000	24.282	-16.91
204		0.000	0.000	24.829	-16.45
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	24.620	-16.58
205		0.000	0.000	24.938	-16.37
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	24.933	-16.37
3001		0.000	0.000	111.065	-2.41
2001		0.000	0.000	26.546	-2.37
1001		8.800	4.750	10.613	-2.35
30011		0.000	0.000	110.965	-2.33
20011		0.000	0.000	37.149	-2.33
10011		8.800	4.750	10.201	-5.74
3002		0.000	0.000	89.165	-11.52
2002		0.000	0.000	29.678	-11.35
1002		3.500	1.790	8.340	-13.58
3003		0.000	0.000	82.393	-11.64
2003		0.000	0.000	25.356	-16.06
1003		7.800	4.420	4.714	-11.54
30033		0.000	0.000	97.796	-3.48
20033		0.000	0.000	32.741	-3.48
10033		7.800	4.420	9.188	-5.08
3004		0.000	0.000	76.539	-16.73
2004		0.000	0.000	25.389	-16.37
1004		4.000	2.270	7.038	-19.97
30044		0.000	0.000	96.178	-3.75
20044		0.000	0.000	32.199	-3.75
10044		4.000	2.270	9.188	-3.71
3005		0.000	0.000	93.924	-5.32
2005		0.000	0.000	22.459	-5.32
1005		17.000	9.180	8.755	-7.71
1006		4.300	2.200	8.977	-5.53
1007		2.100	1.020	9.031	-4.90
3008		0.000	0.000	89.620	-8.70
2008		0.000	0.000	29.967	-8.67
1008		10.200	5.780	8.329	-11.21
1009		1.200	0.610	9.011	-1.83
30088		0.000	0.000	94.823	-4.07
20088		0.000	0.000	31.745	-4.07
10088		4.300	2.080	8.989	-5.00
30055		0.000	0.000	93.924	-5.32
20055		0.000	0.000	22.459	-5.32
10055		17.000	9.180	8.755	-7.71
30010		0.000	0.000	98.742	-4.07
20010		0.000	0.000	33.057	-4.07
10010		3.800	2.150	9.244	-5.89
3001010		0.000	0.000	98.742	-4.07
2001010		0.000	0.000	33.057	-4.07
1001010		3.800	2.150	9.244	-5.89
3001111		0.000	0.000	101.846	-2.38
2001111		0.000	0.000	34.096	-2.38
1001111		3.800	2.150	9.732	-2.35
10012		3.200	1.730	9.313	-3.56
10013		2.400	1.230	9.274	-4.02
100301		0.900	0.510	7.651	-17.25
100302		0.900	0.510	7.945	-15.55
100303		0.600	0.310	8.317	-13.31
100304		1.300	0.700	7.564	-19.34
100305		1.300	0.700	7.570	-19.30
100306		0.900	0.460	8.016	-16.47
100307		0.900	0.460	8.574	-14.80
100308		0.700	0.340	7.854	-17.06
100309		1.400	0.790	7.562	-19.53
100310		1.400	0.790	7.257	-20.82
100311		0.800	0.430	7.464	-19.23
100312		3.000	1.450	6.851	-24.44
100313		3.000	1.450	6.893	-24.33
100314		1.600	0.910	7.098	-21.80
100315		1.600	0.910	7.213	-21.33
100316		1.200	0.610	7.696	-17.93

100301301	1.100	0.620	7.587	-17.82
100303303	1.500	0.890	8.167	-14.52
100304304	1.400	0.720	7.546	-19.64
100306306	1.400	0.720	7.919	-17.44
100308308	0.800	0.390	7.842	-17.18
100309309	1.000	0.540	7.658	-18.69
100313313	1.000	0.540	7.331	-19.43
100315315	2.200	1.130	7.036	-23.34
703	-14.320	0.000	98.611	-1.53
701	20.970	10.740	96.873	-2.42
704	13.860	6.710	96.051	-2.82
702	17.300	9.340	95.758	-2.91
701001	0.000	0.000	9.266	-2.42
702001	0.000	0.000	9.159	-2.91
703001	0.000	0.000	9.432	-1.53
704001	0.000	0.000	9.187	-2.82

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	1	61.796	61.278	61.620	60.889	0.175	0.387	0.478	0.480
1	101	46.181	43.499	45.234	41.400	0.943	2.090	0.350	3.508
101	3	22.499	21.883	22.453	21.781	0.046	0.102	0.179	0.337
3	102	-2.893	-4.924	-2.894	-4.927	0.002	0.003	-0.033	-0.065
102	2	-26.906	-25.719	-27.112	-26.176	0.205	0.454	-0.213	-1.264
2	100	-39.490	-35.808	-40.188	-37.356	0.695	1.542	-0.301	-2.996
2	3002	12.362	9.888	12.234	6.462	0.127	3.412	0.089	14.636
3002	2002	8.726	4.505	8.662	4.505	0.064	0.000	0.063	0.454
2002	307	8.662	4.519	8.274	4.053	0.386	0.464	0.190	1.806
307	306	7.366	3.561	6.959	3.072	0.405	0.487	0.168	2.130
306	202	4.641	1.749	4.541	1.629	0.100	0.120	0.110	0.794
202	201	3.222	0.804	3.220	0.802	0.002	0.002	0.076	0.020
201	2003	0.480	-0.893	0.476	-0.898	0.004	0.005	0.023	-0.017
2003	301	-0.746	1.082	-0.765	1.058	0.019	0.023	-0.030	-0.004
301	302	-2.789	-0.208	-2.882	-0.292	0.093	0.084	-0.064	-1.042
302	303	-3.791	-0.840	-3.892	-0.961	0.100	0.120	-0.086	-0.961
303	2008	-6.011	-2.278	-6.531	-2.904	0.518	0.623	-0.137	-3.253
3008	2008	6.540	2.870	6.531	2.870	0.009	0.000	0.046	0.100
8	3008	16.828	11.807	16.761	9.269	0.067	2.528	0.123	7.505
8	105	-10.330	-3.447	-10.385	-3.527	0.055	0.079	-0.065	-0.706
105	104	-10.385	-3.293	-10.392	-3.306	0.007	0.013	-0.065	-0.095
104	7	-10.392	-3.191	-10.413	-3.223	0.022	0.031	-0.065	-0.276
7	103	-12.529	-4.213	-12.581	-4.288	0.052	0.075	-0.078	-0.552
103	4	-16.913	-6.536	-17.006	-6.671	0.093	0.134	-0.107	-0.746
4	107	-23.742	-8.809	-24.054	-9.184	0.311	0.374	-0.148	-1.672
107	12	-24.054	-8.990	-24.058	-8.998	0.004	0.008	-0.148	-0.026
12	108	-53.225	-33.995	-53.250	-34.041	0.025	0.046	-0.363	-0.073
108	109	-53.250	-34.037	-53.253	-34.040	0.003	0.003	-0.363	-0.006
109	110	-55.671	-35.318	-57.453	-37.461	1.775	2.135	-0.379	-4.057
110	300	-57.453	-37.226	-57.645	-37.766	0.191	0.539	-0.378	-0.696
12	703	25.947	23.197	25.738	22.609	0.208	0.586	0.200	1.592
703	701	40.034	22.877	39.673	21.859	0.360	1.013	0.270	1.789
701	704	18.703	11.368	18.622	11.142	0.080	0.225	0.130	0.851
704	702	4.757	4.666	4.750	4.645	0.008	0.021	0.040	0.300
702	8	-12.553	-4.453	-12.585	-4.543	0.032	0.090	-0.080	-0.459
4	101	-22.393	-19.336	-22.735	-20.094	0.340	0.755	-0.173	-2.542
4	102	-23.689	-20.511	-24.012	-21.228	0.322	0.714	-0.183	-2.270
4	3004	14.458	16.514	14.196	9.451	0.262	7.034	0.128	25.168
3004	2004	10.177	6.860	10.041	6.860	0.136	0.000	0.092	0.538
2004	311	6.121	4.361	5.948	4.152	0.173	0.208	0.171	0.917
311	203	5.140	3.671	5.082	3.601	0.058	0.069	0.149	0.351
203	313	1.987	1.578	1.975	1.564	0.012	0.014	0.061	0.178
313	314	-2.093	-1.035	-2.113	-1.059	0.020	0.024	-0.056	-0.320
314	204	-3.744	-2.181	-3.811	-2.261	0.066	0.079	-0.103	-0.580
204	205	-7.725	-4.940	-7.752	-4.972	0.027	0.032	-0.213	-0.114
205	2003	-8.959	-5.649	-9.079	-5.793	0.119	0.143	-0.245	-0.439
8	9	-23.432	-14.661	-24.251	-15.847	0.815	1.181	-0.166	-4.689
9	10	-25.475	-15.965	-25.772	-16.394	0.295	0.428	-0.172	-1.624

10	106	-33.443	-20.961	-33.727	-21.590	0.283	0.627	-0.222	-1.509
106	200	-39.921	-17.672	-40.171	-18.225	0.248	0.550	-0.242	-1.084
106	11	6.195	-2.679	6.194	-2.680	0.001	0.001	0.037	0.001
11	30011	2.347	-5.194	2.331	-5.622	0.016	0.426	0.032	-6.957
1	30011	7.555	8.680	7.536	8.007	0.019	0.671	0.063	4.734
30011	1001	0.797	-2.917	0.796	-2.917	0.001	0.000	0.016	0.013
3001	1001	8.014	7.664	7.998	7.664	0.015	0.000	0.058	0.106
3001	2001	-0.228	0.171	-0.228	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.047
30011	2001	0.228	-0.171	0.228	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.047
1	3001	7.804	8.514	7.785	7.836	0.019	0.676	0.064	4.649
3003	2003	9.449	10.068	9.373	8.559	0.076	1.504	0.097	7.916
3	3003	17.480	21.298	17.277	14.486	0.202	6.785	0.158	19.977
315	100315	1.629	1.114	1.599	0.909	0.029	0.204	0.046	2.217
315	100315315	2.255	1.518	2.199	1.129	0.056	0.387	0.064	3.039
6	1006	4.318	2.566	4.297	2.199	0.020	0.366	0.030	4.185
205	316	1.208	0.679	1.208	0.679	0.000	0.000	0.032	0.005
316	100316	1.204	0.654	1.199	0.610	0.004	0.044	0.032	0.622
103	6	4.332	2.576	4.329	2.571	0.004	0.005	0.030	0.116
314	100314	1.630	1.121	1.599	0.909	0.030	0.211	0.047	2.264
313	100313	3.057	1.979	2.998	1.449	0.059	0.528	0.088	2.928
313	100313313	1.005	0.594	0.999	0.540	0.006	0.054	0.028	0.913
203	312	3.094	2.030	3.061	2.000	0.034	0.031	0.088	0.295
312	100312	3.058	1.985	2.998	1.449	0.060	0.534	0.088	2.949
3004	1004	4.018	2.591	3.997	2.269	0.021	0.321	0.036	4.146
4	5	34.314	23.783	34.188	23.600	0.126	0.182	0.244	0.495
5	30055	17.063	11.677	17.026	10.131	0.037	1.539	0.122	4.456
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.026	10.131	16.989	9.174	0.037	0.953	0.122	2.812
5	3005	17.063	11.677	17.026	10.131	0.037	1.539	0.122	4.456
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.026	10.131	16.989	9.174	0.037	0.953	0.122	2.812
4	30044	4.010	2.477	4.004	2.269	0.006	0.207	0.028	2.498
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.004	2.269	3.997	2.269	0.006	0.000	0.028	0.109
7	1007	2.108	1.154	2.099	1.019	0.009	0.134	0.014	3.103
8	30088	4.305	2.311	4.301	2.167	0.004	0.143	0.029	1.511
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.167	4.297	2.079	0.004	0.088	0.029	0.960
109	13	2.418	1.448	2.418	1.448	0.000	0.000	0.016	0.004
9	1009	1.200	0.620	1.199	0.610	0.000	0.010	0.008	0.388
13	10013	2.410	1.400	2.398	1.229	0.011	0.170	0.016	3.521
10	3001010	3.819	2.607	3.808	2.317	0.011	0.289	0.026	3.915
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.808	2.317	3.798	2.149	0.011	0.168	0.026	2.357
2004	309	2.451	1.548	2.421	1.512	0.030	0.036	0.066	0.413
309	100309	1.411	0.892	1.399	0.790	0.011	0.102	0.038	1.270
309	100309309	1.005	0.590	0.999	0.540	0.006	0.050	0.027	0.866
11	3001111	3.808	2.316	3.803	2.149	0.005	0.167	0.025	2.158
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.803	2.149	3.798	2.149	0.005	0.000	0.025	0.099
2004	310	1.469	0.980	1.423	0.939	0.045	0.041	0.040	0.867
30011	10011	8.841	5.473	8.794	4.747	0.046	0.723	0.054	4.755
310	100310	1.421	0.944	1.399	0.790	0.022	0.154	0.040	1.910
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.209	1.923	3.198	1.729	0.011	0.193	0.022	2.989
311	100311	0.806	0.476	0.799	0.430	0.007	0.046	0.022	1.017
702	702001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
704	704001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
701	701001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	30010	3.819	2.607	3.808	2.317	0.011	0.289	0.026	3.915
30010	10010	3.808	2.317	3.798	2.149	0.011	0.168	0.026	2.357
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	10.220	6.399	10.194	5.776	0.027	0.620	0.078	3.173
303	100303303	1.511	0.993	1.499	0.889	0.012	0.103	0.039	1.215
303	100303	0.603	0.331	0.600	0.310	0.003	0.021	0.015	0.618
302	100302	0.907	0.563	0.899	0.510	0.008	0.053	0.024	1.056
301	100301301	1.112	0.707	1.099	0.620	0.013	0.087	0.030	1.386
301	100301	0.908	0.567	0.899	0.510	0.008	0.057	0.024	1.120
703	703001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	1003	7.827	4.417	7.795	4.417	0.032	0.000	0.063	0.223
204	315	3.914	2.687	3.887	2.655	0.026	0.032	0.110	0.217

2003	308	1.516	0.818	1.511	0.811	0.006	0.007	0.039	0.133
308	100308308	0.801	0.408	0.799	0.390	0.002	0.018	0.021	0.393
308	100308	0.701	0.354	0.700	0.340	0.001	0.014	0.018	0.342
201	304	2.740	1.702	2.740	1.702	0.000	0.000	0.073	0.003
304	100304304	1.419	0.856	1.399	0.720	0.020	0.136	0.038	1.730
304	100304	1.317	0.819	1.299	0.700	0.017	0.119	0.035	1.634
202	305	1.319	0.832	1.319	0.832	0.000	0.000	0.036	0.002
305	100305	1.316	0.819	1.299	0.700	0.017	0.119	0.035	1.632
306	100306306	1.409	0.809	1.399	0.720	0.010	0.089	0.036	1.123
306	100306	0.903	0.496	0.899	0.460	0.004	0.036	0.023	0.701
307	100307	0.906	0.503	0.899	0.460	0.006	0.044	0.021	0.915
3002	1002	3.509	1.957	3.498	1.789	0.011	0.167	0.026	2.609
3	30033	7.821	5.200	7.808	4.717	0.013	0.482	0.054	3.059
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	7.808	4.717	7.795	4.417	0.013	0.298	0.054	1.937

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6500.0 год

Час втрат: 3204.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 213.911 МВт / 1390.419 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 203.421 МВт / 1322.237 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.492 МВт / 27.213 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 8.492 МВт / 27.213 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.493 МВт / 3.207 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.569 МВт / 5.027 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.062 МВт / 8.234 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 10.554 МВт / 35.447 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-90.494	-86.437	100.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	99.555	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	97.249	-0.70
101		0.000	0.000	96.336	-0.91
102		0.000	0.000	96.088	-0.98
3	Гнівань	0.000	0.000	96.028	-0.99
4	Жмеринка	0.000	0.000	94.008	-1.56
5	Подільська тяга	0.000	0.000	93.553	-1.67
103		0.000	0.000	93.329	-1.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	93.223	-1.87
7	Носківці	0.000	0.000	92.830	-2.07
104		0.000	0.000	92.581	-2.20
105		0.000	0.000	92.495	-2.25
8	Шаргород	0.000	0.000	91.859	-2.54
9	Конева	0.000	0.000	96.136	-1.43
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	97.624	-1.05
106		0.000	0.000	99.007	-0.52
11	Яришів	0.000	0.000	99.007	-0.53
200	Дністровська ГЕС	-35.613	-15.782	100.000	0.00
107		0.000	0.000	95.525	-1.03
12	Чернятин	0.000	0.000	95.548	-1.02
108		0.000	0.000	95.615	-0.99
109		0.000	0.000	95.621	-0.99
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	95.617	-0.99
110		0.000	0.000	99.359	-0.28
300	Бар	-51.058	-33.018	100.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	24.399	-14.29
302	Ярошенка	0.000	0.000	25.208	-12.83
303	Клекотина	0.000	0.000	25.967	-11.52
201		0.000	0.000	24.500	-15.18
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	24.497	-15.18
202		0.000	0.000	24.514	-15.15
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	24.513	-15.15

306	Тиврів	0.000	0.000	25.161	-14.27
307	Пилява	0.000	0.000	26.952	-12.37
308	ЗБК	0.000	0.000	24.442	-15.59
309	Жуківці	0.000	0.000	24.247	-16.04
310	Почапинці	0.000	0.000	23.818	-16.06
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	23.797	-16.29
203		0.000	0.000	23.487	-16.50
312	Володимирівка	0.000	0.000	23.221	-16.61
313	Браїлів	0.000	0.000	23.326	-16.58
314	Демидівка	0.000	0.000	23.588	-16.29
204		0.000	0.000	24.079	-15.85
315	Гніввань ц. з.	0.000	0.000	23.889	-15.98
205		0.000	0.000	24.177	-15.78
316	Гніввань кар'єр	0.000	0.000	24.173	-15.78
3001		0.000	0.000	105.853	-2.36
2001		0.000	0.000	25.301	-2.32
1001		7.822	4.222	10.115	-2.31
30011		0.000	0.000	105.760	-2.29
20011		0.000	0.000	35.407	-2.29
10011		7.822	4.222	9.732	-5.61
3002		0.000	0.000	85.588	-11.13
2002		0.000	0.000	28.495	-10.97
1002		3.111	1.591	8.012	-13.12
3003		0.000	0.000	79.388	-11.27
2003		0.000	0.000	24.556	-15.48
1003		6.933	3.929	4.543	-11.18
30033		0.000	0.000	93.339	-3.41
20033		0.000	0.000	31.249	-3.41
10033		6.933	3.929	8.773	-4.97
3004		0.000	0.000	74.141	-16.10
2004		0.000	0.000	24.606	-15.77
1004		3.556	2.018	6.833	-19.17
30044		0.000	0.000	91.841	-3.68
20044		0.000	0.000	30.747	-3.68
10044		3.556	2.018	8.774	-3.64
3005		0.000	0.000	89.759	-5.21
2005		0.000	0.000	21.463	-5.21
1005		15.111	8.160	8.373	-7.53
1006		3.822	1.956	8.579	-5.41
1007		1.867	0.907	8.628	-4.80
3008		0.000	0.000	85.853	-8.45
2008		0.000	0.000	28.709	-8.42
1008		9.067	5.138	7.987	-10.88
1009		1.067	0.542	8.593	-1.79
30088		0.000	0.000	90.587	-3.98
20088		0.000	0.000	30.327	-3.98
10088		3.822	1.849	8.590	-4.89
30055		0.000	0.000	89.759	-5.21
20055		0.000	0.000	21.463	-5.21
10055		15.111	8.160	8.373	-7.53
30010		0.000	0.000	94.201	-3.99
20010		0.000	0.000	31.537	-3.99
10010		3.378	1.911	8.824	-5.76
3001010		0.000	0.000	94.201	-3.99
2001010		0.000	0.000	31.537	-3.99
1001010		3.378	1.911	8.824	-5.76
3001111		0.000	0.000	97.074	-2.33
2001111		0.000	0.000	32.499	-2.33
1001111		3.378	1.911	9.276	-2.30
10012		2.844	1.538	8.888	-3.49
10013		2.133	1.093	8.852	-3.94
100301		0.800	0.453	7.420	-16.61
100302		0.800	0.453	7.683	-15.00
100303		0.533	0.276	8.020	-12.88
100304		1.156	0.622	7.347	-18.58
100305		1.156	0.622	7.352	-18.54
100306		0.800	0.409	7.758	-15.87
100307		0.800	0.409	8.266	-14.28
100308		0.622	0.302	7.612	-16.43
100309		1.244	0.702	7.352	-18.75
100310		1.244	0.702	7.076	-19.95
100311		0.711	0.382	7.263	-18.47
100312		2.667	1.289	6.711	-23.32
100313		2.667	1.289	6.748	-23.23
100314		1.422	0.809	6.928	-20.88
100315		1.422	0.809	7.031	-20.45
100316		1.067	0.542	7.469	-17.25
100301301		0.978	0.551	7.362	-17.15
100303303		1.333	0.791	7.882	-14.03
100304304		1.244	0.640	7.331	-18.86

100306306	1.244	0.640	7.669	-16.79
100308308	0.711	0.347	7.601	-16.55
100309309	0.889	0.480	7.439	-17.96
100313313	0.889	0.480	7.142	-18.66
100315315	1.956	1.004	6.872	-22.32
703	-12.729	0.000	94.090	-1.51
701	18.640	9.547	92.478	-2.38
704	12.320	5.964	91.718	-2.77
702	15.378	8.302	91.450	-2.85
701001	0.000	0.000	8.845	-2.38
702001	0.000	0.000	8.747	-2.85
703001	0.000	0.000	9.000	-1.51
704001	0.000	0.000	8.773	-2.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

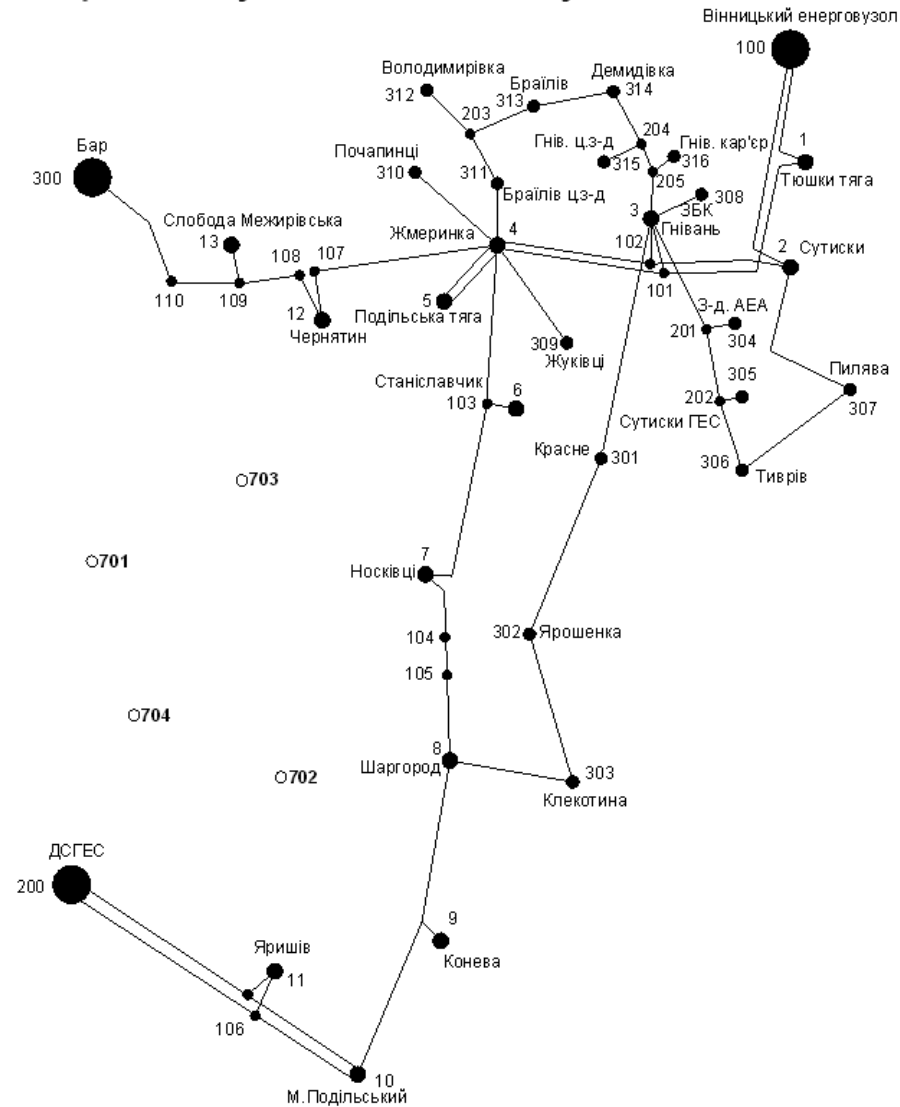
N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	54.860	53.864	54.709	53.530	0.150	0.333	0.443	0.445
1	101	40.979	37.963	40.170	36.170	0.805	1.786	0.323	3.232
101	3	19.965	19.044	19.926	18.958	0.039	0.086	0.165	0.309
3	102	-2.583	-4.284	-2.585	-4.287	0.001	0.003	-0.030	-0.060
102	2	-23.933	-22.559	-24.109	-22.951	0.176	0.390	-0.197	-1.168
2	100	-35.038	-31.251	-35.634	-32.573	0.593	1.316	-0.278	-2.758
2	3002	10.914	8.533	10.806	5.646	0.107	2.875	0.082	13.265
3002	2002	7.688	3.912	7.634	3.912	0.054	0.000	0.058	0.420
2002	307	7.634	3.925	7.310	3.534	0.323	0.389	0.174	1.648
307	306	6.502	3.099	6.163	2.691	0.338	0.407	0.154	1.942
306	202	4.102	1.520	4.019	1.420	0.083	0.100	0.100	0.721
202	201	2.847	0.693	2.846	0.691	0.001	0.002	0.069	0.018
201	2003	0.412	-0.804	0.409	-0.808	0.003	0.004	0.021	-0.020
2003	301	-0.632	0.987	-0.648	0.967	0.016	0.020	-0.027	0.020
301	302	-2.446	-0.151	-2.522	-0.220	0.076	0.069	-0.058	-0.934
302	303	-3.331	-0.705	-3.413	-0.804	0.082	0.099	-0.078	-0.865
303	2008	-5.296	-1.970	-5.730	-2.491	0.431	0.519	-0.125	-2.956
3008	2008	5.737	2.459	5.730	2.459	0.008	0.000	0.042	0.092
8	3008	14.879	10.283	14.822	8.129	0.057	2.146	0.113	6.848
8	105	-9.157	-3.062	-9.204	-3.131	0.047	0.068	-0.061	-0.655
105	104	-9.204	-2.918	-9.210	-2.928	0.006	0.011	-0.060	-0.089
104	7	-9.210	-2.824	-9.229	-2.851	0.019	0.027	-0.060	-0.256
7	103	-11.109	-3.724	-11.154	-3.789	0.044	0.064	-0.073	-0.512
103	4	-15.005	-5.772	-15.085	-5.888	0.080	0.116	-0.099	-0.692
4	107	-21.025	-7.552	-21.292	-7.873	0.266	0.320	-0.137	-1.536
107	12	-21.292	-7.696	-21.295	-7.703	0.004	0.006	-0.137	-0.024
12	108	-47.191	-29.760	-47.213	-29.799	0.021	0.039	-0.337	-0.068
108	109	-47.213	-29.795	-47.215	-29.798	0.002	0.003	-0.337	-0.006
109	110	-49.364	-30.927	-50.894	-32.767	1.523	1.832	-0.351	-3.752
110	300	-50.894	-32.554	-51.058	-33.018	0.164	0.462	-0.350	-0.642
12	703	23.033	20.464	22.853	19.957	0.179	0.505	0.186	1.475
703	701	35.561	20.200	35.249	19.321	0.311	0.875	0.251	1.659
701	704	16.608	10.001	16.539	9.806	0.069	0.194	0.121	0.787
704	702	4.214	4.055	4.208	4.037	0.006	0.018	0.037	0.274
702	8	-11.173	-4.044	-11.201	-4.123	0.028	0.078	-0.075	-0.432
4	101	-19.911	-16.999	-20.205	-17.651	0.293	0.649	-0.161	-2.350
4	102	-21.070	-18.052	-21.348	-18.668	0.277	0.614	-0.170	-2.101
4	3004	12.828	14.220	12.608	8.316	0.219	5.880	0.117	22.740
3004	2004	9.038	6.029	8.924	6.029	0.113	0.000	0.084	0.501
2004	311	5.446	3.829	5.301	3.655	0.144	0.174	0.156	0.838
311	203	4.582	3.229	4.534	3.171	0.048	0.058	0.136	0.321
203	313	1.789	1.410	1.779	1.397	0.010	0.012	0.056	0.165
313	314	-1.833	-0.877	-1.849	-0.897	0.016	0.019	-0.050	-0.285
314	204	-3.298	-1.882	-3.352	-1.947	0.054	0.065	-0.093	-0.522
204	205	-6.824	-4.291	-6.846	-4.318	0.022	0.027	-0.193	-0.104
205	2003	-7.920	-4.919	-8.018	-5.037	0.098	0.118	-0.222	-0.398
8	9	-20.789	-12.889	-21.492	-13.907	0.700	1.014	-0.153	-4.337
9	10	-22.580	-14.001	-22.835	-14.370	0.254	0.367	-0.159	-1.502
10	106	-29.654	-18.397	-29.898	-18.938	0.243	0.539	-0.206	-1.395
106	200	-35.399	-15.307	-35.613	-15.782	0.213	0.473	-0.225	-0.997
106	11	5.501	-2.507	5.501	-2.508	0.001	0.001	0.035	0.000
11	30011	2.080	-4.743	2.065	-5.132	0.014	0.388	0.030	-6.673
1	30011	6.716	7.768	6.700	7.177	0.016	0.589	0.059	4.447
30011	1001	0.702	-2.652	0.701	-2.652	0.001	0.000	0.015	0.012
3001	1001	7.130	6.872	7.116	6.872	0.013	0.000	0.054	0.099
3001	2001	-0.206	0.153	-0.206	0.153	0.000	0.000	-0.001	0.044
30011	2001	0.206	-0.152	0.206	-0.153	0.000	0.000	0.001	-0.044
1	3001	6.941	7.621	6.924	7.025	0.016	0.593	0.060	4.368
3003	2003	8.389	8.788	8.326	7.529	0.063	1.254	0.088	7.170
3	3003	15.517	18.448	15.346	12.715	0.170	5.710	0.145	18.158

315	100315	1.446	0.979	1.421	0.808	0.025	0.170	0.042	2.003
315	100315315	2.001	1.326	1.954	1.004	0.046	0.320	0.058	2.736
6	1006	3.837	2.272	3.820	1.954	0.017	0.317	0.028	3.882
205	316	1.074	0.603	1.073	0.603	0.000	0.000	0.029	0.005
316	100316	1.070	0.579	1.066	0.542	0.004	0.037	0.029	0.564
103	6	3.851	2.282	3.847	2.277	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	1.447	0.984	1.421	0.808	0.025	0.175	0.043	2.041
313	100313	2.714	1.725	2.665	1.288	0.049	0.435	0.079	2.624
313	100313313	0.893	0.525	0.888	0.480	0.005	0.045	0.026	0.825
203	312	2.745	1.768	2.717	1.743	0.028	0.025	0.080	0.268
312	100312	2.714	1.730	2.665	1.288	0.049	0.440	0.080	2.641
3004	1004	3.571	2.287	3.553	2.017	0.017	0.269	0.033	3.756
4	5	30.496	21.016	30.387	20.858	0.109	0.157	0.227	0.460
5	30055	15.165	10.317	15.133	8.981	0.032	1.330	0.113	4.124
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	15.133	8.981	15.102	8.155	0.032	0.823	0.113	2.603
5	3005	15.165	10.317	15.133	8.981	0.032	1.330	0.113	4.124
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	15.133	8.981	15.102	8.155	0.032	0.823	0.113	2.603
4	30044	3.564	2.197	3.559	2.017	0.005	0.180	0.026	2.321
30044	20044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	3.559	2.017	3.553	2.017	0.005	0.000	0.026	0.101
7	1007	1.873	1.023	1.865	0.906	0.008	0.116	0.013	2.879
8	30088	3.826	2.049	3.823	1.925	0.003	0.124	0.027	1.401
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	3.823	1.925	3.820	1.848	0.003	0.077	0.027	0.890
109	13	2.149	1.284	2.149	1.284	0.000	0.000	0.015	0.004
9	1009	1.066	0.551	1.066	0.542	0.000	0.009	0.007	0.361
13	10013	2.142	1.240	2.132	1.093	0.010	0.147	0.015	3.272
10	3001010	3.394	2.308	3.385	2.056	0.009	0.250	0.024	3.635
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.385	2.056	3.376	1.910	0.009	0.146	0.024	2.189
2004	309	2.177	1.368	2.152	1.338	0.025	0.030	0.060	0.378
309	100309	1.253	0.787	1.244	0.702	0.010	0.085	0.035	1.150
309	100309309	0.893	0.522	0.888	0.480	0.005	0.042	0.025	0.785
11	3001111	3.384	2.055	3.380	1.910	0.004	0.145	0.023	2.010
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.380	1.910	3.376	1.910	0.004	0.000	0.023	0.092
2004	310	1.302	0.860	1.264	0.826	0.037	0.034	0.037	0.792
30011	10011	7.858	4.850	7.817	4.220	0.040	0.628	0.050	4.418
310	100310	1.262	0.830	1.244	0.702	0.018	0.128	0.037	1.725
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	2.852	1.705	2.843	1.537	0.009	0.167	0.020	2.779
311	100311	0.716	0.421	0.711	0.382	0.006	0.039	0.020	0.920
702	702001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
704	704001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
701	701001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	30010	3.394	2.308	3.385	2.056	0.009	0.250	0.024	3.635
30010	10010	3.385	2.056	3.376	1.910	0.009	0.146	0.024	2.189
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	9.084	5.670	9.061	5.135	0.023	0.533	0.072	2.923
303	100303303	1.342	0.878	1.332	0.791	0.010	0.087	0.036	1.112
303	100303	0.536	0.293	0.533	0.275	0.003	0.018	0.014	0.566
302	100302	0.806	0.498	0.799	0.453	0.006	0.045	0.022	0.964
301	100301301	0.988	0.624	0.977	0.551	0.011	0.073	0.028	1.260
301	100301	0.806	0.501	0.799	0.453	0.007	0.048	0.022	1.019
703	703001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	1003	6.956	3.926	6.929	3.926	0.027	0.000	0.058	0.207
204	315	3.473	2.352	3.451	2.326	0.022	0.026	0.100	0.198
2003	308	1.348	0.728	1.343	0.722	0.005	0.006	0.036	0.122
308	100308308	0.712	0.362	0.711	0.346	0.002	0.016	0.019	0.357
308	100308	0.623	0.314	0.622	0.302	0.001	0.012	0.016	0.311
201	304	2.434	1.501	2.434	1.501	0.000	0.000	0.067	0.003
304	100304304	1.260	0.754	1.244	0.640	0.016	0.114	0.035	1.568
304	100304	1.169	0.722	1.155	0.622	0.014	0.100	0.032	1.482
202	305	1.171	0.734	1.171	0.734	0.000	0.000	0.033	0.001
305	100305	1.169	0.722	1.155	0.622	0.014	0.100	0.032	1.480
306	100306306	1.252	0.715	1.244	0.640	0.008	0.075	0.033	1.021
306	100306	0.803	0.439	0.799	0.409	0.003	0.030	0.021	0.638
307	100307	0.805	0.446	0.799	0.409	0.005	0.037	0.020	0.837
3002	1002	3.118	1.734	3.109	1.590	0.009	0.143	0.024	2.394
3	30033	6.951	4.605	6.940	4.186	0.011	0.417	0.050	2.840
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	6.940	4.186	6.929	3.926	0.011	0.258	0.050	1.799

ДОДАТОК Д

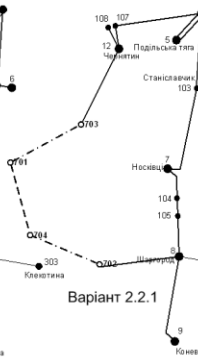
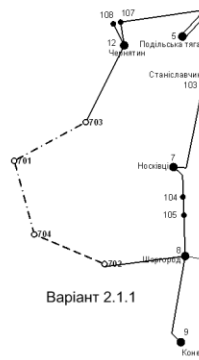
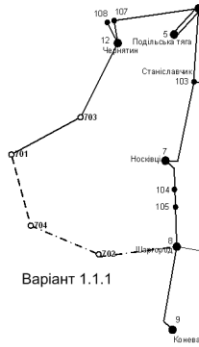
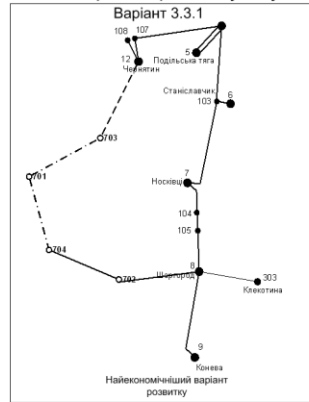
ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

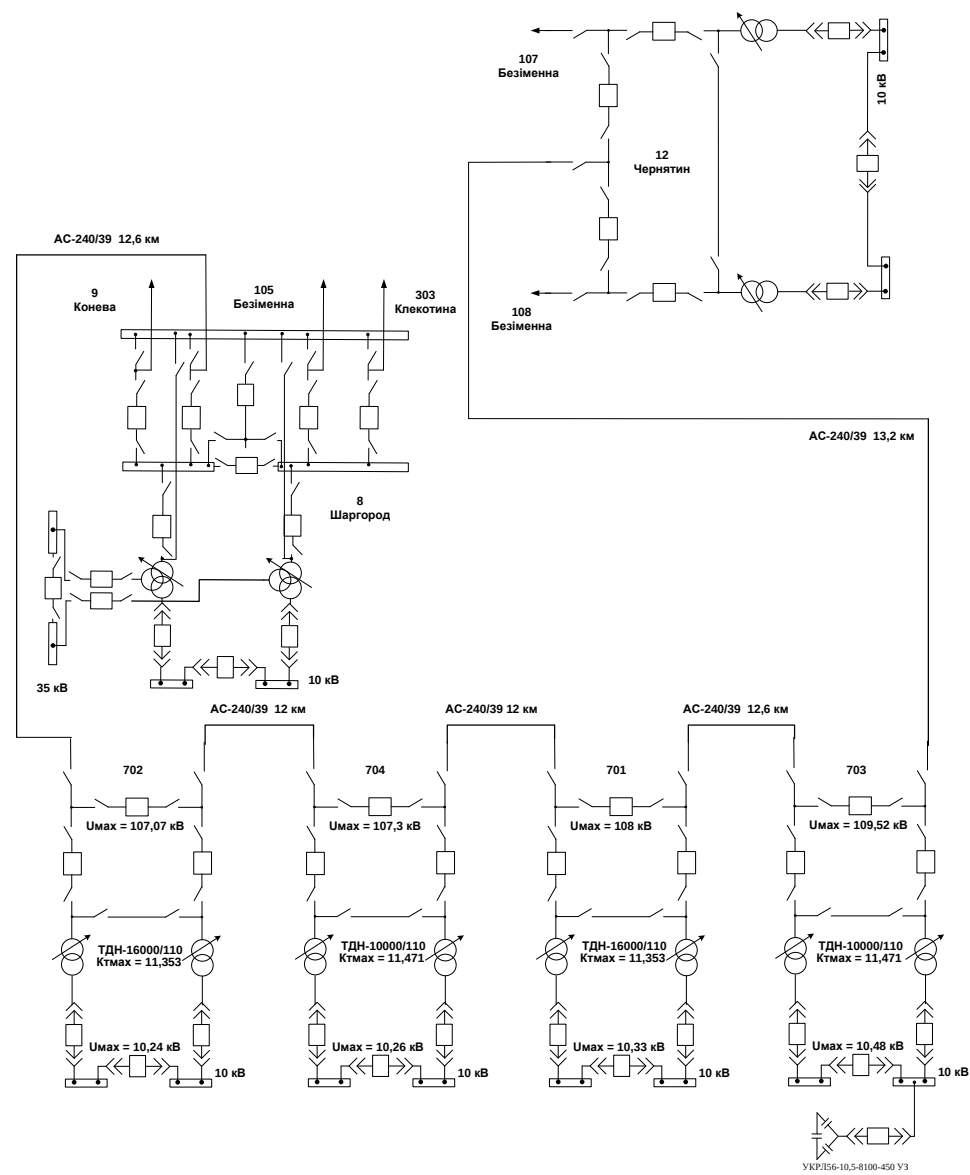
Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі

Послідовність будівництва	
	ЛЕП яка будуватиметься на першому році
	ЛЕП яка будуватиметься на другому році
	ЛЕП яка будуватиметься на третьому році





Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	45,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	212 230
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	294 957,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	10,48
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,58
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3110
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10480

Класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання

Для обмеження струмів КЗ на електростанціях в мережах енергосистем використовуються:

- метод оптимізації структури і параметрів мережі (схемні рішення);
- метод стаціонарного або автоматичного ділення мережі;
- застосування струмообмежуючих пристроїв;
- оптимізація режиму заземлення нейтралей електричних мереж.

Як засоби обмеження струмів КЗ відповідно використовуються або можуть бути використані:

- пристрої автоматичного ділення мережі;
- струмообмежуючі реактори (некеровані і керовані, з лінійною або з нелінійною характеристикою);
- трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги;
- трансформатори з підвищеною напругою короткого замикання;
- безінерційні струмообмежуючі пристрої різного типу (резонансні, реакторно-вентильні, надпровідними елементами і т. п.);
- струмообмежуючі комутаційні апарати;
- струмообмежуючі резистори;
- вставки постійного струму;
- вставки змінного струму непромислової частоти;
- автотрансформатори, нормально виконані третинної обмотки, сполученої в трикутник;
- розземлення нейтралей частини трансформаторів;
- заземлення нейтралей частини трансформаторів і автотрансформаторів через реактори, резистори або струмообмежуючі пристрої;

- заміна на зв'язках розподільних пристроїв різної напруги автотрансформаторів трансформаторами;
- автоматичне розмикання в аварійних режимах третинних обмоток автотрансформаторів.

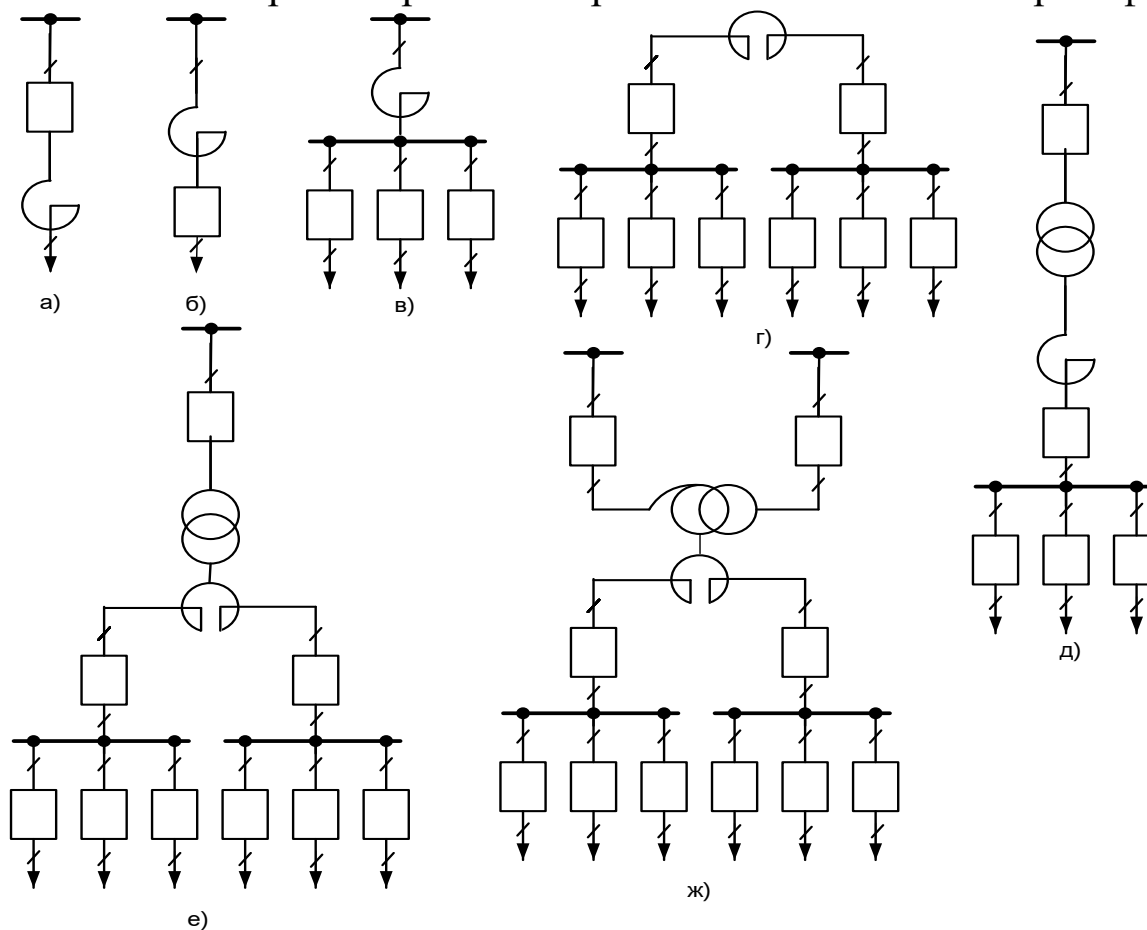


Рисунок 3.2 – Можливі схеми включення лінійних і секційних реакторів

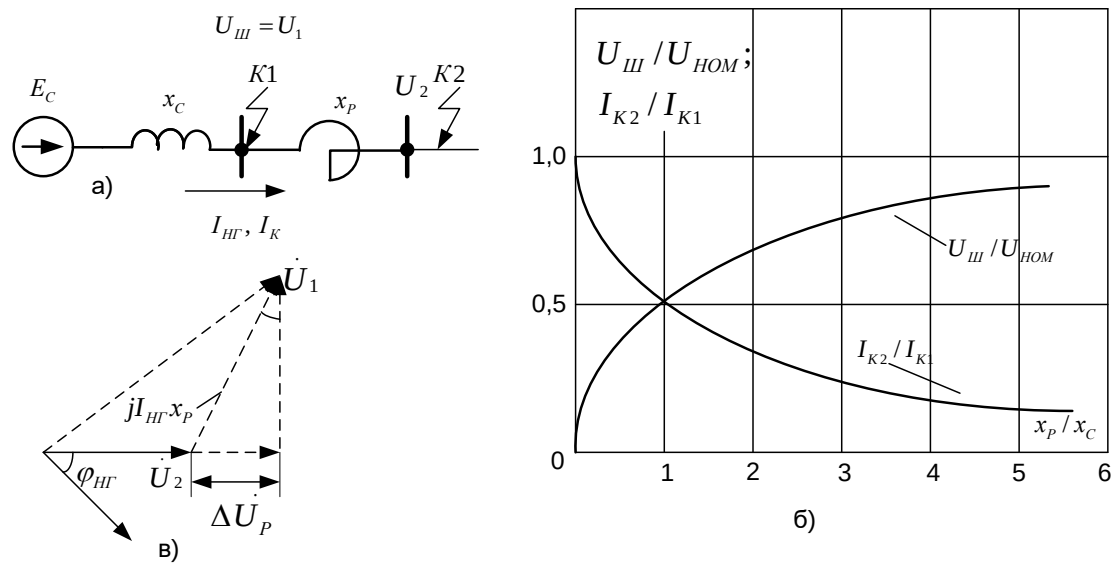


Рисунок 3.5 – Умови роботи лінійного реактора

а - пояснююча схема; б - струмообмежуюча дія реактора;

в - векторна діаграма.

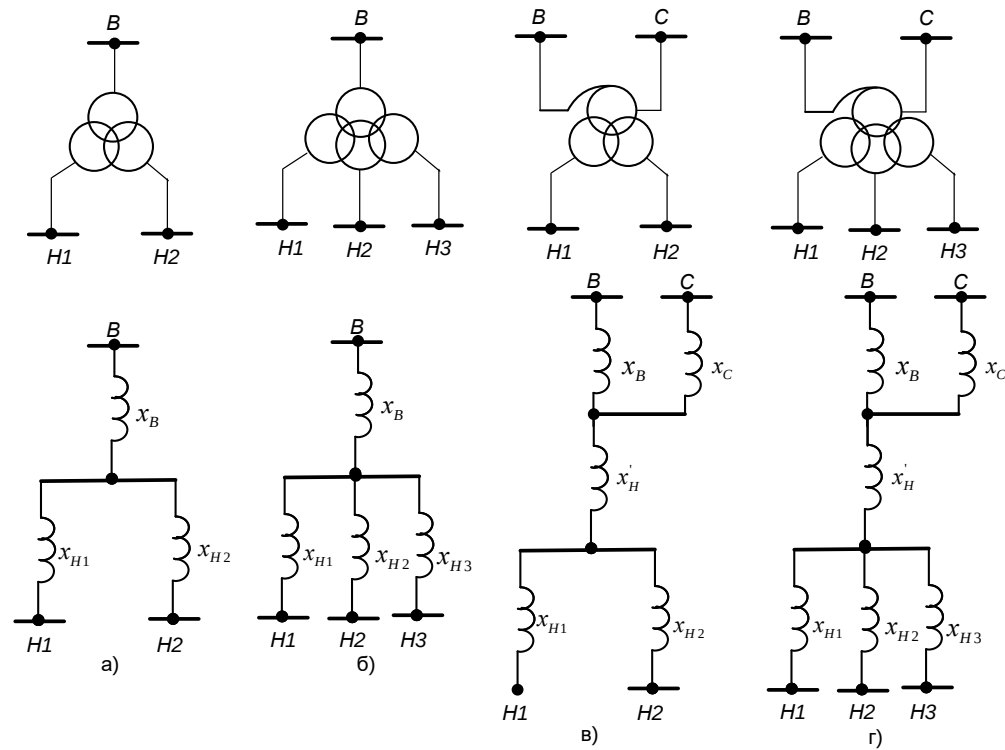


Рисунок 3.11 – Початкові схеми з'єднання силових трансформаторів і автотрансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги і відповідні їм схеми заміщення:

- а - трансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;
- б - трансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини;
- в - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на дві частини;
- г - автотрансформатор з розщеплюванням обмотки на три частини.