

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 20____

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістра»

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110/10 КВ ІЗ
ВСТАНОВЛЕННЯМ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО
ОБЛАДНАННЯ**

08-13.МКР.012.00. ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПШП магістр,
групи 1ЕСМ-18м
галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні системи і
мережі»
Кушнір С.В. _____

Керівник: к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС
Вишневський С.Я. _____
«_____» _____ 20____ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 20____ р.

Вінниця – 2019 року

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ____ » _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття освітнього ступеня «Магістр» зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи та мережі
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи 1ЕСМ-18м Кушнір Станіслав Валерійович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Розвиток фрагменту електричних мереж 110/10 кВ із встановленням елегазового комутаційного обладнання»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Частина мережі п/ст. – Юрівка, Глухівці, Козятин тяга; вихідна частина мережі Козятинського району, живлячий енерговузол – п/ст. Козятин; номінальна напруга району 110-10 кВ;

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1 Електротехнічна частина. 2 Дослідження особливостей елегазових вимикачів. 3 Економічна частина. 4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Література. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

канд. техн. наук, ст..викладач кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

С.Я. Вишневський
ініціали та прізвище

Економічна частина

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський
ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ грудня 2019 р.

Рецензент

(підпис)

(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)

канд. техн. наук, ст..викладач кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

С.Я. Вишневський

Завдання отримав магістрант

(підпис)

С.В. Кушнір

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Зміст

Анотація.....
Annotation.....
Вступ.....
1. Електротехнічна частина
1.1 Прогнозування електричних навантажень.....
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....
1.2.1 Проектування оптимальної електричної мережі за допомогою методу транспортної задачі.....
1.2.2 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.....
1.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....
1.4 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій.....
1.5 Вибір схеми вузлової підстанції.....
1.5.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.....
1.5.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності.....
1.6 Оцінювання балансу потужностей.....
1.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі
1.7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних.....
1.7.2 Виконання розрахунків.....
1.7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....
1.7.4. Регулювання напруги у мережі.....
1.8 Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі.....
2 Елегазові комутаційні електричні апарати.....
2.1 Розробки компанії АВВ в області елегазових комутаційних апаратів високої напруги.....
2.1.1 Конструктивні особливості дугогасильних пристроїв вимикачів АВВ.....

2.1.2	Конструктивні особливості вимикачів серії LTB.....	
2.1.3	Конструктивні особливості вимикачів АББ серії HPL.....	
2.1.4	Конструктивні особливості і переваги електроприводу Motor Drive™.....	
2.2	Розробки компанії Сіменс в області елегазових комутаційних апаратів високої напруги.....	
2.2.1	Елегазові колонкові вимикачі серії ЗАР1 і ЗАР2	
3	Економічна частина.....	
4	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	
4.1	Задачі розділу	
4.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вимикачів на підстанції	
4.3	Технічні рішення захисту	
4.4	Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП 110 кВ.....	
4.5	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	
4.5.1	Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	
4.5.2	Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії ЕМП...	
4.5.3	Розробка заходів по забезпеченню стійкої роботи електричних мереж у надзвичайних ситуаціях.....	
	Висновки	
	Література	
	Додатки	

Аннотація

Магістерська кваліфікаційна робота включає в себе пояснювальну записку 1 сторінок основного тексту, ілюстровану таблицями і рисунками та графічний матеріал.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110/10 кВ. Використовуючи математичні методи пошуку оптимальних рішень в задачах формування схем електричних мереж сформовано ряд варіантів розвитку, які забезпечують надійне і безперебійне постачання споживачів електричною енергією. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем. Для намічених варіантів було визначено технічні параметри основного обладнання електричних мереж. Оптимальний варіант розвитку визначено за критерієм максимальної рентабельності капіталовкладень. Перевірка працездатності реконструйованих мереж виконана шляхом комп'ютерного аналізу характерних режимів.

В розділі з охорони праці та безпеки життєдіяльності розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанції 110/10 кВ.

Annotation

In this work the Vinnytsya regional electric network 110/10 kV is considered. Basing on the methods of computation modelling optimal solutions the best variant was chosen. It provides the consumers with effective and continuous electricity supply. The research was realized using the programs of power networks schime optimization and calculating of this normal work regime. During the research process the estimating network model was prepared and results obtained were analyzed. In the economical part of the project the profit indexes and compensation term were determined. In the special part there were analyzed different methods of electrical networks regimes improving. One of the main questions is the guarantee of normal work conditions and the safety precautions. Therefore, in the chapter «Labour safety» the main ways to provide the work conditions were considered.

Вступ

Основним пріоритетом Енергетичної стратегії України є забезпечення ефективного розвитку енергетики з орієнтацією на такий рівень, який би був передумовою підвищення рівня життя громадян України. Мета Енергетичної стратегії – визначити шляхи та створити умови для безпечного, ефективного та надійного функціонування енергетичного сектору економіки.

Вимоги науково-технічного прогресу диктують необхідність розвитку та вдосконалення промислової електроенергетики – створення економічно надійних систем електропостачання, систем із меншими витратами на проектування і будівництво, тобто зведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів і т.п. Для цього необхідно впровадити ряд заходів, які в першу чергу направлені на підвищення надійності та ефективності електропостачання:

- Вибір параметрів основного обладнання з урахуванням сучасних вимог до надійності енергоефективності електромереж;
- Демонтаж і реконструкція застарілого обладнання;
- Децентралізація електропостачання, застосування комбінованих енерго-технологічних процесів;
- Розвиток відновлюваних видів енергії та вивільнення за рахунок цього значної кількості органічного палива;
- Оптиміальне поєднання різних способів транспортування електроенергії.

У відповідності з цим особливо *актуальною є задача* підвищення ефективності проектування. Проектування та реконструкція електричних мереж повинні виконуватись особливо ретельно, з використанням технічно грамотних підходів до проектування.

Метою проектування розвитку електричних мереж є визначення найбільш ефективної стратегії реновації основного обладнання з урахуванням прогнозу навантажень та забезпечення надійності електричних мереж (ЕМ), а також інших технічних та економічних обмежень.

При проектуванні мережі необхідно враховувати розвиток технологій, що дозволяють більш економічно постачати споживачів електроенергією, зменшуючи при цьому витрати на її передачу. Використовувати нові системи забезпечення надійності роботи всієї мережі в цілому, зокрема – апаратуру релейного захисту.

На сучасному етапі найкраща форма організації процесу проектування досягається при застосуванні систем автоматизованого проектування (САПР). САПР являє собою комплекс засобів автоматизації проектування. У даний комплекс поряд з технічними, математичними та іншими видами забезпечень входить також і програмне забезпечення.

На даний момент рівень оснащення проектних установ енергетичної галузі, а також підприємств обчислювальною технікою та відповідним програмним забезпеченням дозволяє значно підвищити ефективність технічних та техніко-економічних розрахунків як на стадії проектування, так і під час експлуатації енергетичного обладнання підприємств народного господарства.

Проведення техніко-економічних розрахунків, що направлені на підвищення рентабельності капіталовкладень на виконання реконструкції електричної системи вимагає врахування великої кількості різних, а іноді протирічних факторів, оскільки критерій оптимізації містить значну кількість складових. Тому вирішення задачі проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків. Одною з важливих проблем при проектуванні розвитку ЕМ є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати перелік часто несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту.

Виходячи з цього *завданням даної роботи* є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі Козятинського району для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів.

Задачею проектування розвитку ЕМ є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які супроводжують розвиток електричних мереж,

забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів і необхідну якість електроенергії з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти розвитку електричних мереж служать вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність розвитку ЕМ, крім появи нових центрів електроспоживання, обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс. Сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж. Надмірні втрати електроенергії зумовлені не тільки технічним станом обладнання ЕМ, але й тим, що електричні мережі, побудовані 35-40 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії.

Розподільні мережі 110/10 кВ «Вінницяобленерго» та прилеглих районів неодноразово відновлювалися за тимчасовими схемами, за якими часто експлуатуються до сьогодні. За рахунок заміни характеру та обсягів електроспоживання району, а також через високий рівень зношеності основного обладнання ефективність електропостачання часто є незадовільною. Це має враховуватися під час проектування розвитку ЕМ.

Одною з задач даної магістерської кваліфікаційної роботи буде вибір відповідного методу розрахунку усталених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку.

Об'єктом дослідження МКР є: електричні мережі «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі згідно технічного завдання.

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язання поставлених задач використані методи динамічного програмування.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що :

- спроектовано мережу приєднання нових споживачів до існуючої електромережі «Вінницяобленерго»;
- розглянуто конструктивні особливості електричного комутаційного обладнання.

Практичне значення отриманих результатів. Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст МКР, отримані автором під керівництвом к.т.н., ст..викладача кафедри ЕСС Вишневецького С.Я.

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Прогнозування електричних навантажень

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування 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:

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв’язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл.1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20095 \cdot b' = 937, \\ 20095 \cdot a' + 40380985 \cdot b' = 1883030. \end{cases}$$

звідки $a' = -3036,2$, $b' = 1,5576$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,5576 \cdot T - 3036,2.$$

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

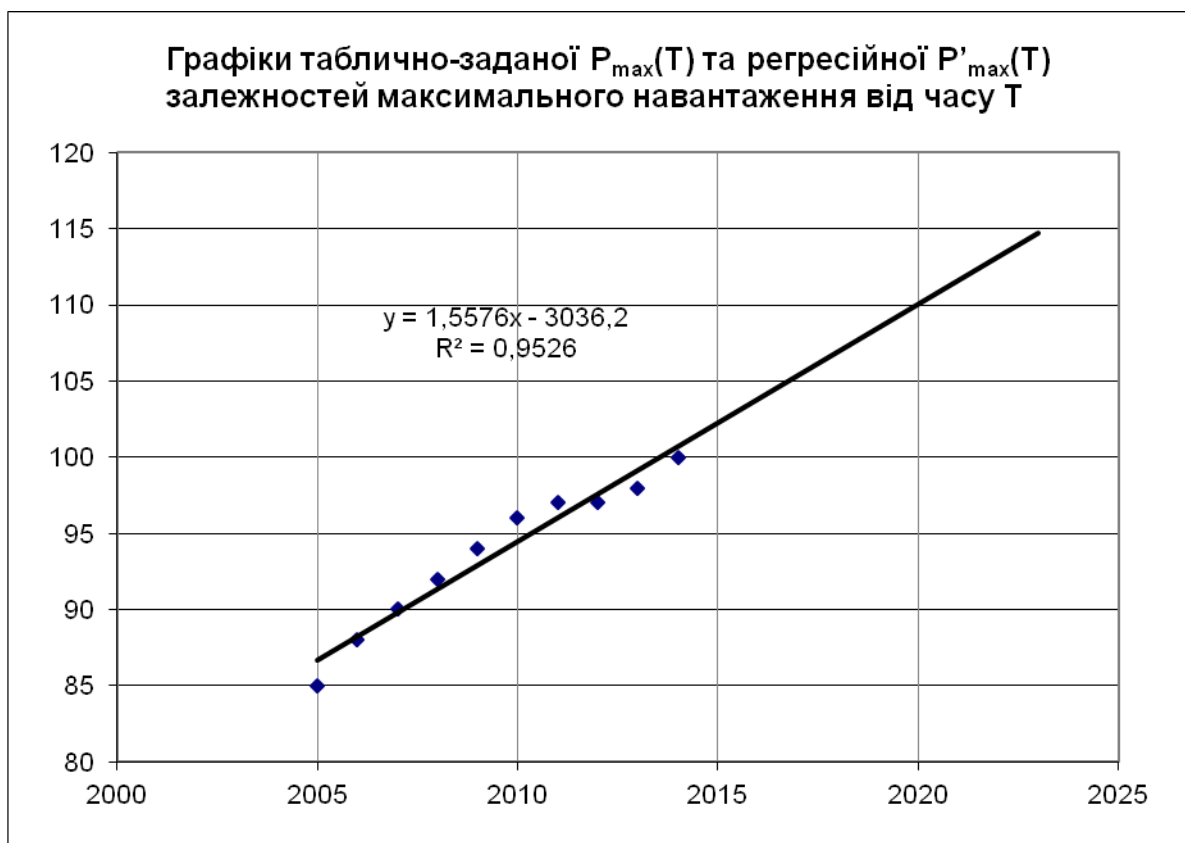


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2022-й рік збільшиться до 113 %, що на 13 % 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.

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

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

1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Вибір методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів

оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

1.2.1 Проектування оптимальної електричної мережі за допомогою методу транспортної задачі

Транспортна задача – це окремий різновид задач лінійного програмування. Головною особливістю транспортної задачі є те, що система рівнянь обмежень дуже проста, її коефіцієнти дорівнюють 1 або 0. Це дає змогу значно спростити розрахунок транспортних задач, оскільки з'являється можливість використання спеціальних алгоритмів, які є набагато простіші від симплекс-алгоритму. А оскільки система рівнянь балансу потужностей для кожного вузла схеми електричної мережі має також коефіцієнти рівні 1 або 0, то можна спостерігати однаковість умов для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку електричної мережі. Тому метод транспортної задачі може бути використаний при пошуку оптимуму транзитів потужностей в схемі.

Для розв'язання транспортної задачі рівняння обмежень записуються у «транспортну» матрицю, в якій рядки відповідають рівнянням балансу джерел, а стовпці – рівнянням балансу споживачів.

При цьому всі вузлові точки незалежно від того, чи є вони пунктами живлення (джерелами) або пунктами споживання, мають загальну нумерацію $j=1,2,3,\dots,n$. Особливістю такої транспортної задачі з проміжними перевезеннями є можливість появи в транспортній матриці транзитного потоку.

Для i -го пункту живлення рівняння обмеження має вигляд :

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (1.5)$$

де i – індекс вузла-джерела у схемі ЕМ;

a_i – потужність джерела;

x_{ii} – транзитний потік;

k – індекс інших пунктів, у які здійснюється транспортування потужності з вузла i ;

x_{ik} – транзитний потік.

Для j -го пункту споживання рівняння обмеження таке:

$$\sum_k x_{kj} - x_{ij} = b_j, \quad (1.6)$$

де b_j – потужність вузла споживання;

k – індекс вузлів, з яких здійснюється транспортування потужності в пункт j ;

x_{ij} – транзитний потік.

А функція, що мінімізується має наступний вигляд:

$$z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j \quad (1.7)$$

Таблиця 2.1 – Транспортна матриця у загальному вигляді

	1	2	3	...	n	a_i	
1	$-X_{11}$	X_{12}	X_{13}	...	X_{1n}	a_1	$-\pi_1$
2	X_{21}	$-X_{22}$	X_{23}	...	X_{2n}		$-\pi_2$
3	X_{31}	X_{32}	$-X_{33}$...	X_{3n}	a_3	$-\pi_3$
...
n	X_{n1}	X_{n2}	X_{n3}	...	$-X_{nn}$		$-\pi_n$
b_j		b_2		...			
	π_1	π_2	π_3	...	π_n		

Транзитні потоки потрапляють в таблицю з від'ємним знаком у відповідності з формулами (1.5) та (1.6). У стовпці для a_i розташовуються відповідні значення потужності в пунктах живлення, а в рядку для b_j - відповідні

потужності споживання для пунктів споживання. Так, наприклад, в запропонованій матриці (таблиця 1.1) пункти 1 та 3 є пунктами живлення, а пункт 2 – пунктом споживання. Рядки відповідають рівнянням (1.5) для пунктів живлення та рівнянням (1.6) для пунктів споживання.

В кожній клітинці транспортної матриці бажано також розташувати коефіцієнти c_{ij} . Як правило, $c_{ij} = c_{ji}$. Зазначимо, що симплекс-коефіцієнти для однакових за порядком рядків та стовпців однакові по абсолютному значенню, але мають різні знаки, що забезпечує $c_{jj} = 0$. За основами модифікованої транспортної задачі, ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок. Для базисних змінних справедливе рівняння:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \bar{c}_{ij} = 0 \quad (1.8)$$

Якщо в базис потрапляє транзитний потік x_{jj} , то для нього:

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0. \quad (1.9)$$

Неприпустимі або інакше, заборонені лінії зв'язку мають бути певним чином зазначені в таблиці. Базисне рішення можна вибрати довільно або знайти по методу найменших значень C_{ij} . Далі за умовою (1.8) для базисних змінних визначають потенціали π (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (1.10)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним рішенням. Якщо хоч один з коефіцієнтів $\bar{c}_{ij} < 0$, то рішення – неоптимальне і тому в базис включають потік x_{st} за умовою:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \quad (1.11)$$

де $\bar{c}_{st} < 0$.

Далі визначають величину $x_{st} = \theta$ за умов, що поправка в якій-небудь базисній величині доводить її до нульового значення, тобто виключають її з базису. Потім знаходять потенціали за (1.8) і перераховують \bar{c}_{ij} для нових небазисних змінних. Процес оптимізації закінчується, якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні. Такий результат свідчить про оптимальне рішення. Тобто, за умов балансу потужностей, за методом транспортної задачі отримана схема потоків потужності між заданими вузлами. Вона має бути графічно інтерпретована.

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимізації. В даному випадку за критерій найкраще вибрати затрати на розвиток електричної мережі $Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i$, а змінними, або факторами чи параметрами, що оптимізуються, прийняти потужності P_i , які протікають і-тими лініями. З одного боку, можна буде оптимізувати затрати кольорового металу, втрати активної потужності і, якщо буде необхідність, втрати реактивної потужності. З другого боку, з'явиться можливість врахування якості напруги і надійності мережі. Крім того, відомо, що на початковому етапі для вибору перерізів проводів використовується метод економічних інтервалів, де застосовуються залежності питомих затрат Z_i від потужностей P_i , що передають по і-лініях. Отже, тепер можна пов'язати критерій вибору і оптимізаційні параметри функцією мети.

В загальному випадку залежності $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні фактори P_i , але може бути ліанеризована відносно вибраних змінних. в першому випадку для кожної і-тій ЛЕП затрати Z_i будуть записані: $Z_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i$, в другому $Z_i = (a_i + b_i \cdot P_i) \cdot l_i$, де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$, K_{0i} - питомі капіталовкладення на

спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП, a_i - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації), який визначається з врахуванням коефіцієнта E ($E=0,1-0,2$) і коефіцієнта відрахувань α , b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 , b_i - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i , в ЛЕП. у випадку лінеаризації функції мети, l_i - довжина i -ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i), P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Для лінеаризації обмежень застосовується метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , далі для кожного значення записується в таблицю різниця між отриманим значенням формують цільову функцію.

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної i -ЛЕП приведені затрати Z_i будуть записані:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.12)$$

де b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

$$b_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.13)$$

K_{0i} - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу провoda на i -тій ЛЕП;

E - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах $E = 0,1 \div 0,2$;

α - коефіцієнт нормативних відрахувань для повітряних ЛЕП;

l - довжина i -ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i);

P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 960,36 тис.у.о./км. Коефіцієнти b_i (1.13) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,028$ приймають відповідно значення: 238,169 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта a_i (1.14), то його значення визначається за формулою:

$$a_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.14)$$

U_n – номінальна напруга (110 кВ);

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);

τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік);

C_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $1,1 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт·год.;

r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-120/19 $r_{0i} = 0,249$ Ом/км);

величина a_i приймає відповідно значення для АС-120/19 $a_i = 0,092$.

$$\begin{aligned} a_i' &= a_i \cdot l_i; \\ b_i' &= b_i \cdot l_i. \end{aligned} \quad (1.15)$$

Приклад розрахунку для ЛЕП 9–405, решта наведені в таблиці 4.1:

$$a_{9-405}' = 0,092 \cdot 4,4 = 0,4;$$

$$b_{9-405}' = 238,169 \cdot 4,4 = 1048.$$

Таким чином коефіцієнти питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19 із врахуванням усіх припущень запишемо в таблиці 1.2:

Таблиця 1.2 – Коефіцієнти лінеаризованої функції

ЛЕП	см	L, км	a'	b'	c	d
9-405	0,5	4,4	0,40	1048	27,5	717,5
405-401	1	8,8	0,81	2096	55,1	1435,0
401-11	0,7	6,2	0,57	1467	38,5	1004,5
405-11	1,5	13,2	1,21	3144	82,6	2152,6
206-404	0,4	3,5	0,32	838	22,0	574,0
404-11	1	8,8	0,81	2096	55,1	1435,0
403-11	0,5	4,4	0,40	1048	27,5	717,5
11-402	1,3	11,4	1,05	2725	71,6	1865,6
403-402	1	8,8	0,81	2096	55,1	1435,0
402-300	1	8,8	0,81	2096	55,1	1435,0

Для формування лінеаризованої цільової функції вираз (1.13) для кожної ЛЕП замінюється лінійним еквівалентом. Для кожної можливої, проєктованої лінії складається таблиця з діапазоном можливих потужностей передачі. Приклад розрахунку для лінії 9-405 показаний в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Діапазону потужностей

y(P)	1054,4	1073,9	1106,3	1151,6	1209,9	1281,2	1365,4	1462,6
P	4	8	12	16	20	24	28	32
y(P)	1572,7	1695,8	1831,9	1980,9	2142,9	2317,8	2505,7	2706,5
P	36	40	44	48	52	56	60	64

По аналогії з (1.4) складається система рівнянь:

$$[\sum P^2] \cdot c + [\sum P] \cdot d = \sum P(y)$$

$$[\sum P] \cdot c + n \cdot d = \sum y$$

$$23936 \cdot c + 544 \cdot d = 1049411,1$$

$$544 \cdot c + 16 \cdot d = 26459,4$$

Розв'язавши систему рівнянь отримано значення, вартісних коефіцієнтів ліанерізованої моделі, для ЛЕП 9-405, які становлять $c = 27,5$, $d = 717,5$. Для решти ЛЕП перерахувавши всі аналогічно, результат поданий в таблиці 1.2.

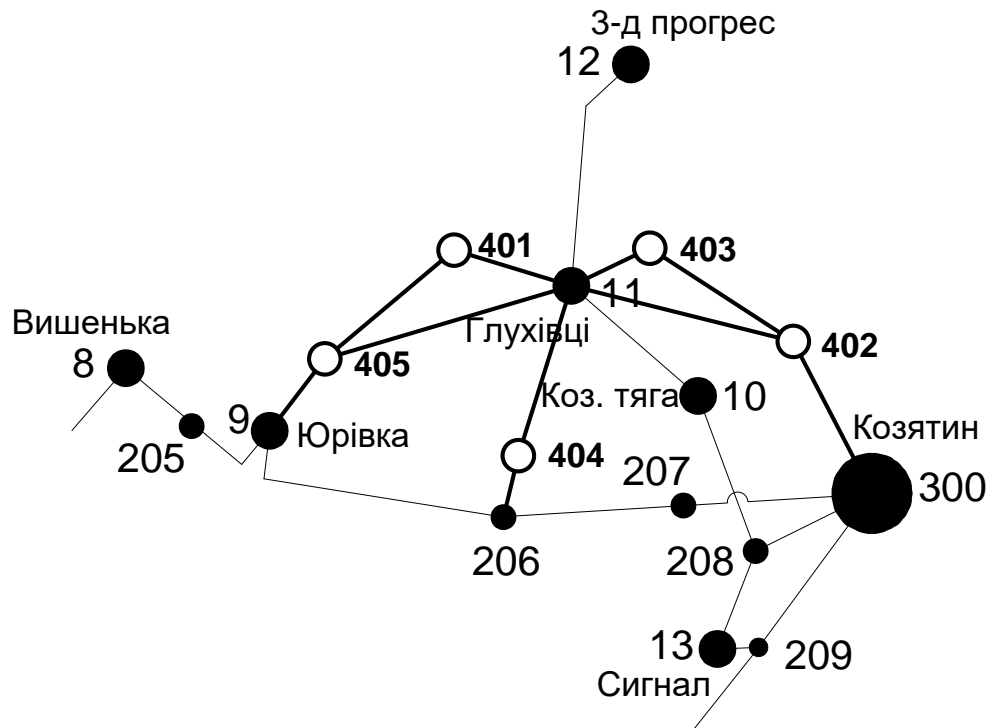


Рисунок 1.1 – Максимальний граф схеми

Алгоритм

Користуючись вищенаведеною характеристикою методу та його математичною моделлю можна запропонувати наступний алгоритм розрахунку.

1. Для заданих умов (кількості джерел електричної енергії та її споживачів – l та k , їх потужностей – a_i , b_j та питомих коефіцієнтів c_{ij} , які залежать від потужності, що протікає по лінії зв'язку) створюється транспортна матриця розміром $n \times n$, де $n = l + k$.

2. Вибирається базисне рішення – довільно або за методом найменших значень c_{ij} .

3. За умовою (1.4) для базисних змінних визначають потенціали π_j (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою (1.6).

4. Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних невід'ємні, то отримане рішення і є оптимальним. Розрахунок на цьому завершується для вибраних умов і обмежень.

5. Якщо ж є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять таку змінну x_{st} , що відповідає умові (7).

6. Після введення нової базисної змінної балансують отриману нову транспортну матрицю, а далі розрахунок повторюється починаючи з п.3

Блок-схема поданого алгоритму наведена на рисунку 1.2.

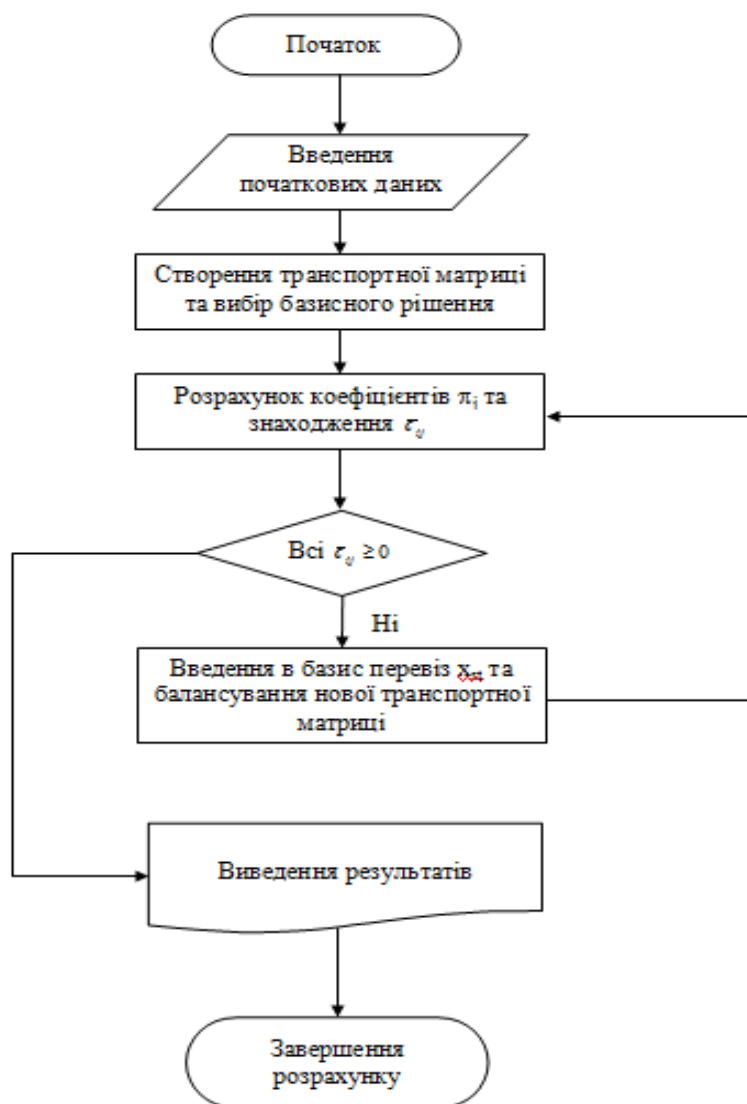


Рисунок 1.2 – Блок-схема алгоритму пошуку кращої схеми МТЗ

Транспортна матриця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Заповнена транспортна матриця

	9	405	401	11	
9	0	27,5			10,04
405	27,5	0	55,1	82,6	
401		55,1	0	38,5	
11		82,6	38,5	0	24,76
		16,7	18,1		

Розподіливши потужності, транспортна матриця набуває вигляду таб. 1.5

Таблиця 1.5 – Заповнена транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	9	405	401	11	
9	0	27,5			10,04
405	27,5	0	55,1	82,6	
401		55,1	0	38,5	
11		82,6	38,5	0	24,76
		16,7	18,1		

Для базисних змінних, по яких проходить транзитний потік x_{ij} , складається система рівнянь:

$$\bar{c}_{12} = \pi_1 - \pi_2 + 27,5 = 0;$$

$$\bar{c}_{34} = \pi_3 - \pi_4 + 38,5 = 0;$$

$$\bar{c}_{42} = \pi_4 - \pi_2 + 82,6 = 0;$$

$$\bar{c}_{43} = \pi_4 - \pi_3 + 38,5 = 0.$$

Присвоюємо одному потенціалу значення «нуль» $\pi_4 = 0$. Звідки решта дорівнює $\pi_3 = -38,5$, $\pi_2 = 82,6$, $\pi_1 = 55,1$. Далі обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних:

$$\bar{c}_{21} = c_{21} + \pi_2 - \pi_1 = 27,5 + 82,6 - 55,1 = 55.$$

$$\bar{c}_{23} = c_{23} + \pi_2 - \pi_3 = 55,1 + 82,6 + 33,8 = 171,5.$$

$$\bar{c}_{24} = c_{24} + \pi_2 - \pi_4 = 82,6 + 82,6 - 0 = 165,2.$$

$$\bar{c}_{32} = c_{32} + \pi_3 - \pi_2 = 55,1 - 38,5 - 82,6 = -66.$$

Один з коефіцієнтів $\bar{c}_{32} < 0$. Виходячи з цього рішення – неоптимальне і тому в базис включають потік, через лінію 3-2 (401-405), транспортна матриця перерозподіляються за новими коефіцієнтами.

Подальші розрахунки транспортної задачі виконані в програмному комплексі Microsoft Office Excel[®]. Рішення транспортних задач наведені на рисунку 1.3 і рисунку 1.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1				джерела				
2				9	405	401	11	
3				10,04			24,76	
4	споживачі	9			27,5	10000	10000	
5		405	16,7	27,5		55,1	82,6	
6		401	18,1	10000	55,1		38,5	
7		11		10000	82,6	38,5		
8								
9								
10				9	405	401	11	
11				10,04			24,76	
12		9		0	0	0	0	0
13		405	16,7	10,04	0	0	6,66	16,7
14		401	18,1	0	0	0	18,1	18,1
15		11		0	0	0	0	0
16				10,04	0	0	24,76	
17								
18								
19		цф	1523,066					
20								

Рисунок 1.3 – Рішення транспортної задачі для першого фрагменту мережі

	A	B	C	D	E	F	G	H
1				джерела				
2				11	403	402	300	
3				0	0	0	38,85	
4		11	20,35	0	27,5	71,6	1000	
5		403	7,3	27,4	0	55,1	1000	
6		402	11,2	71,6	55,1	0	55,1	
7		300	0	1000	1000	55,1	0	
8								
9								
10				11	403	402	300	
11				0	0	0	38,85	
12		11	20,35	0	0	20,35	0	20,35
13		403	7,3	0	0	7,3	0	7,3
14		402	11,2	0	0	-27,65	38,85	11,2
15		300	0	0	0	0	0	0
16				0	0	0	38,85	
17								
18								
19		цф	3999,925					

Рисунок 1.4 – Рішення транспортної задачі для другого фрагменту мережі

Розв'язок транспортних задач зображено на рисунку 1.5

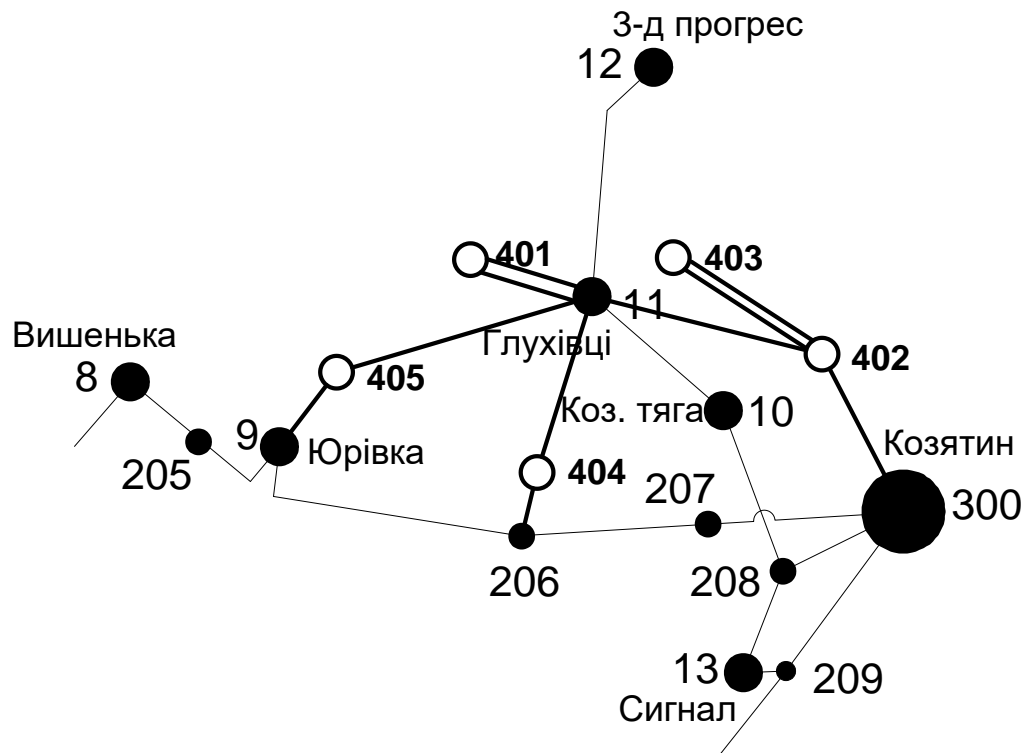


Рисунок 1.5 – Схема розв'язку транспортної задачі

1.2.2 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Вибір методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач

синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

Тому для вирішення задач оптимізації у енергетиці 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.

Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 401, 402, 403, 404, 405). Для нашого варіанту приймаємо чотири опорних пунктів живлення: 9, 11, 206 та 300 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{H.П.})^{(T-t)}, \quad (1.16)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту;

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року

($E_{н.п} = 0,08 \div 0,12$);

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_D + E, \quad (1.17)$$

Для розв'язування необхідних задач (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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (1.18)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації.

Отриманий таким чином оптимальний 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 уточнити.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (1.18).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (1.16), при чому функція витрат V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{ji} = P_{H_j}$;

2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;

3) Обмеження на параметри: $P_{ji} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$V_t = \sum_{i=1}^{nt} V_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (1.19)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з таблиці 1.2. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 401, 402, 403, 404, 405. 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.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 9-405, 11-401, 206-404, 11-403, 300-402. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\begin{aligned} \Delta L_{\Sigma} &= \Delta L_{9-405} + \Delta L_{11-401} + \Delta L_{404-206} + \Delta L_{403-11} + \Delta L_{300-402} = \\ &= 4,4 + 6,2 + 3,6 + 8,8 + 4,4 = 27,4 \text{ (км)}, \end{aligned}$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

За формулою (1.19) розраховуються V_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.1.6

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 405-401, 11-404, 403-402. Результати розрахунків подано в табл.1.6

Таблиця 1.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн
1	9-405	4,4	27,4	16,7	1160,875	6986,793
	11-401	6,2		18,1	1663,577	
	206-404	3,6		10,7	895,3403	
	300-402	8,8		11,2	2197,478	
	11-403	4,4		7,3	1069,523	
2	9-405	4,4	30,8	34,8	1538,327	8285,62
	11-404	8,8		10,7	2188,61	
	300-402	8,8		11,2	2197,478	
	405-401	8,8		18,1	2361,205	
3	300-402	8,8	31,7	18,5	2373,062	8207,03
	402-403	8,8		7,3	2139,047	
	206-404	3,5		10,7	870,4698	
	11-401	6,2		18,1	1663,577	
	405-9	4,4		16,7	1160,875	
4	11-402	11,4	33,4	18,68	3081,215	9253,999
	300-402	8,8		29,97	2823,3	
	9-405	4,4		16,7	1160,875	
	11-404	8,8		10,7	2188,61	

Таблиця 1.7 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП П – К	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , МВт	B_i , тис.грн	$B_{\Sigma 2}$ тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1	405-401	8,8	26,4	11,91	2210,766	7156,418	14981,63
	11-404	8,8		4,27	2110,656		
	403-402	8,8		30,21	2834,997		
1,2	405-11	13,2	30,8	15,04	3418,619	8406,113	16231,32
	11-404	8,8		6,28	2127,829		
	403-402	8,8		30,71	2859,665		
2,1	401-11	6,2	22,9	30,15	1995,318	6995,834	16275,73
	11-403	4,4		22,86	1259,551		
	403-402	8,8		30,21	2834,997		
	206-404	3,5		14,99	905,9685		
2,2	405-11	13,2	29,8	27,83	4084,692	9018,997	18298,89
	206-404	3,4		13,39	865,8756		
	11-403	4,4		22,47	1252,392		
	403-402	8,8		29,82	2816,037		
3,1	405-401	8,8	22	11,91	2210,766	5580,972	14772,85
	11-404	8,8		4,27	2110,656		
	11-403	4,4		22,86	1259,551		
3,2	405-401	8,8	29	12,36	2219,611	7753,992	16945,86
	11-404	8,8		3,17	2104,028		
	11-402	11,4		26,11	3430,354		
4,1	401-11	6,2	31,7	18,1	1663,577	8153,708	18518,19
	405-11	13,2		15,51	3436,062		
	404-206	3,5		15,9	915,0227		
	402-403	8,8		7,3	2139,047		
4,2	405-401	8,8	29,9	18,1	2361,205	8410,976	18775,46
	11-403	4,4		7,3	1069,523		
	404-206	3,5		13,17	889,4605		
	405-11	13,2		27,92	4090,787		

Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

По B_{Σ} з таблиці 1.7 вибираємо найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначають умовно оптимальний варіант розв'язку (для нашого розрахунку варіант 2,1). Далі уточнюють потоки розподіл та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 2,1 приєднання підстанцій 401-11, 206-404, 402-403 та 11-403 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що спороджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Уточнення варіантів розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП П – К	L _i , км	L _Σ , км	P _i , МВт	B _i , тис.грн	B _Σ тис.грн	B _Σ уточнення тис.грн
1,1	405-401	8,8	26,4	11,91	2210,766	7156,418	14981,63
	11-404	8,8		4,27	2110,656		
	403-402	8,8		30,21	2834,997		
1	9-405	4,4	27,4	4,81	1057,313	8741,424	16946,81
	11-401	6,2		30,15	1995,318		
	206-404	3,6		14,99	931,8533		
	300-402	8,8		41,6	3497,388		
	11-403	4,4		22,86	1259,551		
2,1	401-11	6,2	22,9	30,15	1995,318	6995,834	16275,73
	11-403	4,4		22,86	1259,551		
	403-402	8,8		30,21	2834,997		
	206-404	3,5		14,99	905,9685		
2	9-405	4,4	30,8	4,81	1057,313	8876,123	16937,09
	11-404	8,8		4,27	2110,656		
	300-402	8,8		41,6	3497,388		
	405-401	8,8		11,91	2210,766		
3,1	405-401	8,8	22	11,91	2210,766	5580,972	14772,85
	11-404	8,8		4,27	2110,656		
	11-403	4,4		22,86	1259,551		
3	300-402	8,8	31,7	41,6	3497,388	10290,98	17106,88
	402-403	8,8		30,21	2834,997		
	206-404	3,5		14,99	905,9685		
	11-401	6,2		30,15	1995,318		
	405-9	4,4		4,81	1057,313		
4,1	401-11	6,2	31,7	18,1	1663,577	8153,708	18518,19
	405-11	13,2		15,51	3436,062		
	404-206	3,5		15,9	915,0227		
	402-403	8,8		7,3	2139,047		
4	11-402	11,4	33,4	26,64	3459,684	10385,97	19785,99
	300-402	8,8		45,33	3759,982		
	9-405	4,4		1,27	1048,598		
	11-404	8,8		5,19	2117,704		

Після уточнення витрати на 2 році збільшилися до сумарних витрат 16937,09, але він все одно залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рисунку 1.5

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

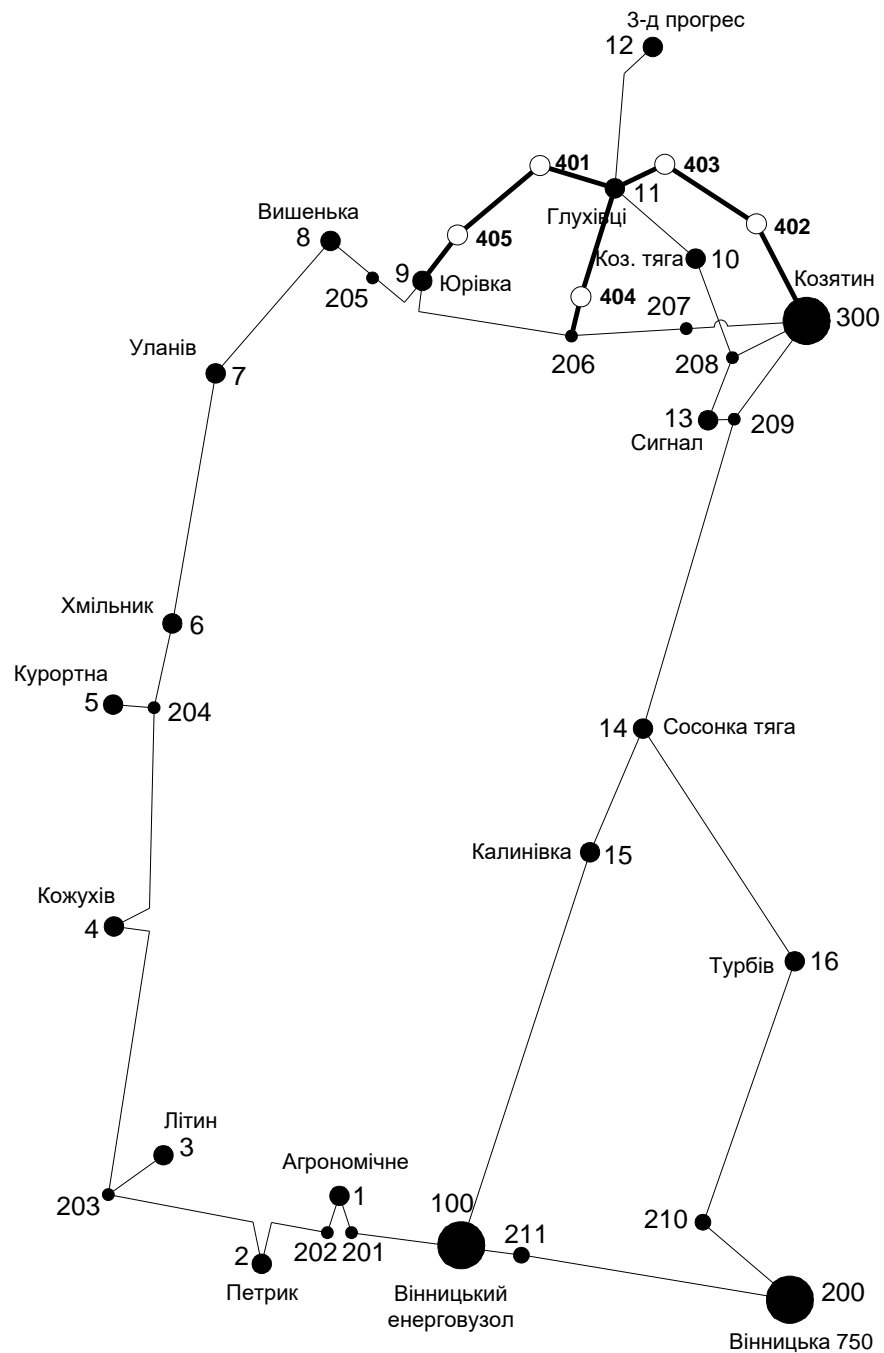


Рисунок 1.5 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (1.20) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (1.20)$$

$$I_{розр9-405} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{4.81}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 26.51 \text{ (A)};$$

$$I_{розр11-404} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{4.27}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 23.53 \text{ (A)};$$

$$I_{розр300-402} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{41.6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 229.261 \text{ (A)};$$

$$I_{розр405-401} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{11.91}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 65.64 \text{ (A)};$$

$$I_{розр401-11} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{30.15}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 166.16 \text{ (A)};$$

$$I_{розр11-403} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{22.86}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 125.98 \text{ (A)};$$

$$I_{розр403-402} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{30.21}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 166.49 \text{ (A)};$$

$$I_{розр206-404} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14.99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 82.61 \text{ (A)}.$$

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

Таблиця 1.9 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	Iроз, А	Марка проводу
9-405	4,81	26,51	АС-120/19
11-404	4,27	23,53	АС-120/19
300-402	41,6	229,26	АС-185/29
405-401	11,91	65,64	АС-120/19
401-11	30,15	166,16	АС-185/29
11-403	22,86	125,98	АС-150/24
403-402	30,21	166,49	АС-185/29
206-404	14,99	82,61	АС-120/19

1.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{\tau} \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.21)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 401 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_{\tau} \geq \frac{20.6}{2 \cdot 0.7} = 14.7 \text{ МВА.}$$

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

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 401 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 1.14, 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.1.10.

У вузлах 402, 403, 404 та 405 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
401	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
402	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
403	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
404	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
405	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.

1.4 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

Під час вибору схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемних і магістральних лініях, а також можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог релейного захисту й автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибирається так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

Через те, що на підстанціях 401, 402, 403, 404 та 405 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів (рисунок 1.6).

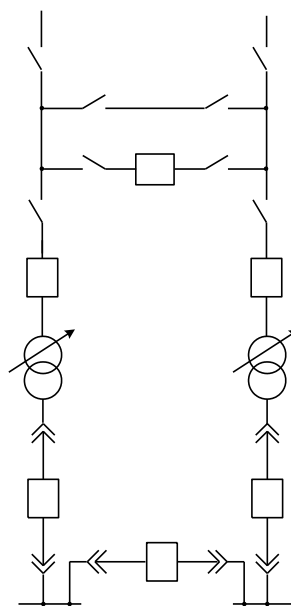


Рисунок 1.6 – Схема розподільчого пристрою вузлів 401, 402, 403, 404 та 405

1.5 Вибір схеми вузлової підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ вузлової підстанції Юрівка (вузол 9) пропонується два варіанти схеми: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 1.7); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 1.8).

Для забезпечення першої категорії надійності споживачів вузла 9, вводимо другий трансформатор ТМТН 6300/110/10/10 в схему підстанції Юрівка.

1.5.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + Z_6, \quad (1.22)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0 \cdot K_{кор}, \quad (1.23)$$

де n_B – кількість вимикачів в схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вимикача;

$K_{кор}$ – коефіцієнт корегування для основного обладнання.

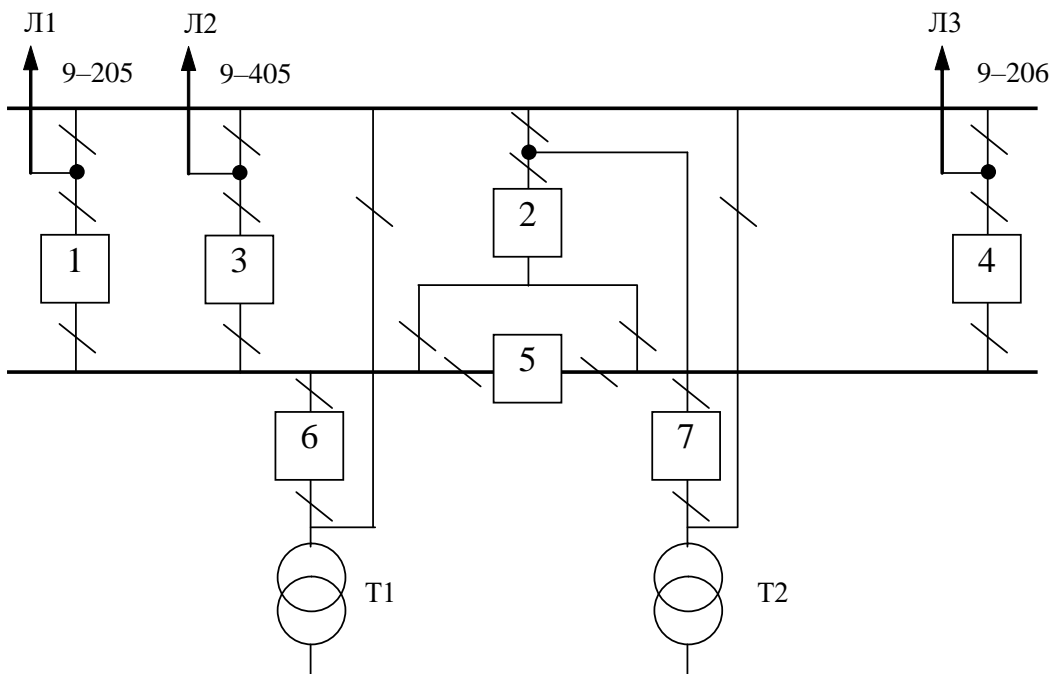


Рисунок 1.7- Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 9) –
одна секціонована система шин з обхідною з окремими
секціонованим і обхідним вимикачами

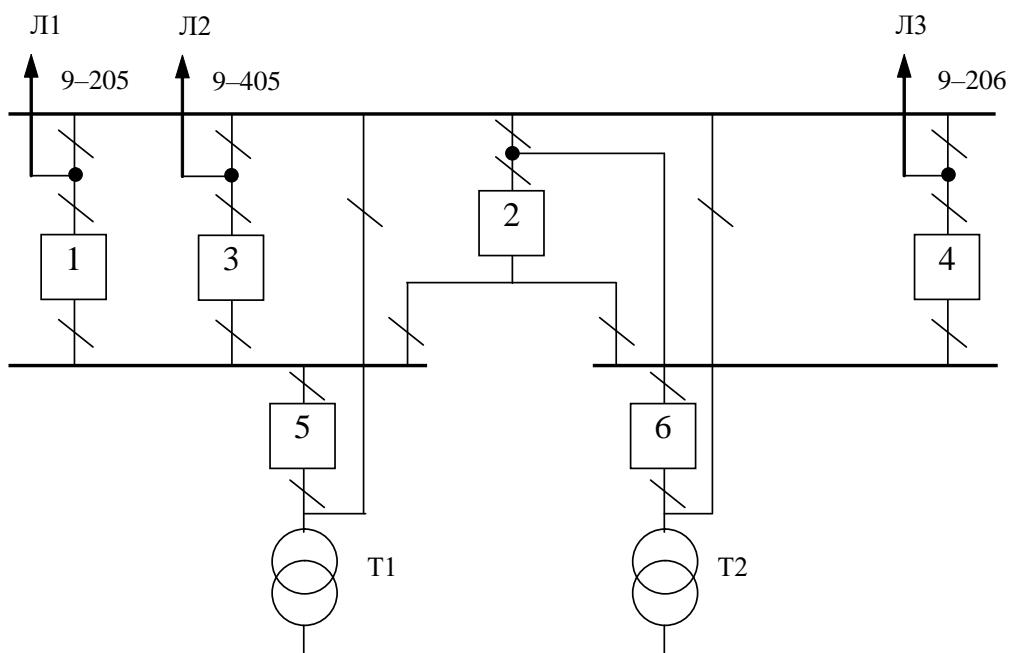


Рисунок 1.8 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 9) –
одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним
секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (1.23) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.1.7 – 1.8) маємо:

$$K_I = 7 \cdot 42 \cdot 26 = 6762 \text{ (тис.грн.);}$$

$$K_{II} = 6 \cdot 42 \cdot 26 = 5796 \text{ (тис.грн.).}$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$U = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (1.24)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (6.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$U_I = \frac{18+3}{100} \cdot 6762 = 1420,02 \text{ (тис.грн.);}$$

$$U_{II} = \frac{18+3}{100} \cdot 5796 = 1217,16 \text{ (тис.грн.).}$$

У відповідності з (1.22) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 9:

$$Z_I = 0.12 \cdot 6762 + 1420,02 = 2231,46 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 5796 + 1217,16 = 1912,68 \text{ (тис.грн.).}$$

1.5.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності

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 тривалостей 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.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу 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.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) (рис.1.7 – 1.8).

Розрахунок ведеться по формі табл.1.11, де в лівому стовпці вписані 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 , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 6 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.254)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (1.25) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 7 \cdot 6.5 \cdot 10^{-3} = 0.954.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 6 \cdot 6.5 \cdot 10^{-3} = 0.961.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента 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: $\omega_{i,j} = 0.18 \cdot 6.5 \cdot 10^{-3} = 1.17 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

$$\text{де } T_{PI} = K_j / \omega_{PI} = 6.5 \cdot 10^{-3} / 2 = 0.0033;$$

$$\text{Тоді } T_{B2PI} = 2.8 \cdot 10^{-3} - (2.8 \cdot 10^{-3})^2 / 2 \cdot 0.0033 = 1.594 \cdot 10^{-3}.$$

Якщо скласти разом математичне сподівання відмов, то можна зробити за формою таблиці 1.12 – 1.13 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, який розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (1.26)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 5$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 5400$ год).

Відповідно до (1.26) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$\begin{aligned} Z_{\text{I}} &= (5400 \cdot 0,005 \cdot 2,35 \cdot 8,98) + (5400 \cdot 0,01 \cdot 2,63 \cdot 4,81) + \\ &+ (5400 \cdot 0,01 \cdot 2,63 \cdot 17,23) = 2,142 \text{ (тис.грн.);} \\ Z_{\text{II}} &= 2,612 \text{ (тис.грн.).} \end{aligned}$$

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (1.22):

$$\begin{aligned} Z_{\text{I}}^{\Sigma} &= 2231,46 + 2,142 = 2233,602 \text{ (тис.грн.);} \\ Z_{\text{II}}^{\Sigma} &= 1912,68 + 2,612 = 1915,292 \text{ (тис.грн.).} \end{aligned}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є досить незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 9) обираємо варіант II схеми (рисунок 1.8) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем.

Таблиця 1.11 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що від- мовив	Пара- метр поточу відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j								
			K_0	$= B_1$	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	B_7	
			0.954	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$	$6.5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j								
0	1	2	3	4	5	6	7				
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017172	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1– 0.5, Л1–14., $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
2	B_2	0.006	–	Л2,Т1– 0.5, Л1– 14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1– 0.5, Л2– 14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3– 14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017172	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1– 0.5, Л2 –14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017172	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3– 14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
5	B_5	0.006	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	
6	B_6	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0.005724	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5 Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	
7	B_7	0.006	Л3,Т2 0.5 0.005724	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3-0.5 Т2– 14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	

Таблиця 1.12 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j							
			$K_0 = 0.961$	B_1 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_2 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_3 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_4 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_5 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_6 $6.5 \cdot 10^{-3}$	
			Для порядкового номеру режиму K_j							
			0	1	2	3	4	5	6	
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017298	–	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1– 0.5, Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
2	B_2	0.006	Л1,Л2,Т1- 0.5 Л3,Т2–0.5 0.005766	Л2,Т1– 0.5, Л1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5 Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017298	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1– 0.5, Л2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017298	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	
5	B_5	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0.005766	Л1,Л2– 0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2– 0.5, Т1–14, $3.9 \cdot 10^{-5}$	
6	B_6	0.006	Л3,Т2 0.5 0.005766	Л3– 0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3– 0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3– 0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3– 0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3– 0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	

Таблиця 1.13 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Л1	0,017172	57	1	0,978804		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005724	57	1	0,326268		
	0,000039	57	9	0,020007		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,355576	8,98	571
Л2	0,017172	57	2	1,957608		
	0,000117	57	12	0,080028		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005724	57	1	0,326268		
	0,000039	57	12	0,026676		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,639868	4,81	343
Л3	0,017172	57	2	1,957608		
	0,000117	57	12	0,080028		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005724	57	1	0,326268		
	0,000039	57	12	0,026676		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,639868	17,23	1228
ВСЬОГО						2142

Таблиця 1.14 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмов	Математичне очікування кількості відмов ω , 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од. 10^{-6}	Кількість	ΣK_B , відн.од, 10-6	P, МВт	Зб, грн.
Л1	0,017298	57	1	0,985986		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	0	0		
	0,005766	57	2	0,657324		
	0,000039	57	6	0,013338		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				1,752315	8,98	425
Л2	0,017298	57	2	1,971972		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005766	57	2	0,657324		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,675354	4,81	477
Л3	0,017298	57	2	1,971972		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005766	57	2	0,657324		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,675354	17,23	1710
ВСЬОГО						2612

Примітка: для розрахунку перетікання потужності по лініям схеми були використані вхідні дані для проведення аналізу нормального режиму вхідної схеми.

1.6 Оцінювання балансу потужностей

Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (1.27)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 64 + 0.05 \cdot 64 = 60,8 \text{ (МВт)},$$

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

Повна реактивна потужність генерування:

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

$$Q_{\Gamma} = 60,8 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 19,98 \text{ (МВАр)}.$$

$\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячої підстанції 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.

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 33,3 = 31,635 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 31,635 = 3,164 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 31,635 + 3,164 - 19,98 = 14,819 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 31,635 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 19,98 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв КС2-1,05-60 на 10,5 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 405.

1.7 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 110/10/10 кВ.

1.7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Введення та редагування інформації про вузли

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поле "N вузла" вводиться номер вузла (ціле число).

У полі "Назва вузла" вводиться назва підстанції, що розташована у даному вузлі.

У полі "U_n, кВ" з доступного переліку вибирається номінальна напруга вузла.

У полі "P_n, МВт" вводиться активна потужність навантаження, підключеного до даного вузла. Якщо у вузлі відсутнє навантаження, то комірка має бути пустою. Потужність генеруючих джерел, що підключені до даного вузла, вводиться із знаком "-".

У полі "Q_n, МВАр" вводиться реактивна потужність навантаження, підключеного до даного вузла. Якщо у вузлі відсутнє навантаження, то комірка має бути пустою. Потужність генеруючих джерел, що підключені до даного вузла, вводиться із знаком "-".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування.

Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Введення та редагування інформації про вітки

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поля "Нпочат" та "Нкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Для вибору типу вітки, необхідно у даному полі натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип вітки з доступного переліку.

Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Un/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Якщо трансформатор без регулювання, то у полі "Кт" з'явиться значення номінального коефіцієнта трансформації. Якщо трансформатор з регулюванням, то у полі "Кт" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати відпайку регулятора із доступного переліку, після чого у полі "Кт" з'явиться коефіцієнт трансформації, що відповідає вибраній відпайці регулятора.

Поля "Інформація про вузол початку" та "Інформація про вузол кінця" є допоміжними і не редагуються. Вони призначені для спрощення сприйняття інформації про вибрану вітку.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично добавляти номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у нижній частині вікна редактора. При цьому введення нового номеру вузла у поля “Нпочатку” або “Нкінця” буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле “N вузла” секції інформації про вузли схеми.

Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файла вхідних даних представлена в додатку А.

1.7.2 Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Діагностика початкових даних

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

Якщо помилки, виявлені під час тестування були критичними (їх наявність у схемі погрожує точності, або навіть можливості проведення розрахунків), то у вікні з'являється повідомлення “Продовження розрахунків неможливе!”. При цьому у користувача залишається можливість лише перейти до виправлення помилок у схемі шляхом натискання на кнопку “Припинити”.

Після виправлення всіх помилок схеми з'являється можливість переходу до виконання розрахунків усталеного режиму.

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку перевіряється відповідність введення типів віток, коефіцієнтів трансформації, номінальних напруг, заданих потужностей навантаження підстанції 330/110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з її шин 10 кВ.

На другому етапі тестування вхідних даних перевіряється коректність введення схеми електричної мережі.

Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі. Якщо в результаті замикання комутаційних апаратів утворюються замкнені контури, то у верхній частині вікна ілюструється проходження процесу розрахунку контурів.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

Якщо розрахунок режиму не може бути виконаний, то видається повідомлення, яке містить інформацію відносно причин неможливості виконання розрахунку.

1.7.3 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 110/10 кВ представлені в додатку Б у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 2,266 МВт або 2.4% від потужності генерації.

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

1.7.4. Регулювання напруги у мережі

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів. Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

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:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (1.28)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (1.29)$$

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (1.30)$$

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 – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (1.31)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (8.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (1.29) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 401.

$$\Delta U'_{Т401} = \frac{18,1 \cdot 4,38 / 2 + 9,8 \cdot 86,7 / 2}{112,54} = 4,12 \text{ кВ.}$$

За (1.30) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т4016} = \frac{112,54 - 4,12}{10,5} = 10,326$$

Ближчий за табл. 1.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T401д} = 10,298$, що відповідає дванадцятій відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (1.28).

$$U_{НН401д} = \frac{112,54 - 4,12}{10,298} = 10,53 \text{ кВ}$$

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
401	4,12	10,326	10,53	10	10,298	0,097106
402	3,69	10,534	10,42	8	10,611	0,094242
403	4,49	10,376	10,42	9	10,455	0,095648
404	4,27	10,375	10,42	9	10,455	0,095648
405	-0,79	10,765	10,5	7	10,768	0,092868

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 401, 402, 403, 404, 405 (додаток В). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

3 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 двох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1 + E) + \Delta\Pi_2 / (1 + E)^2}{K_1 / (1 + E) + K_2 / (1 + E)^2}, \quad (3.1)$$

де T – розрахунковий період, після якого капіталовкладення не здійснюються, а прибуток не змінюється; K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.15$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн. Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t \cdot 10^{-2} - B_t, \quad (3.2)$$

де Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 165$ коп/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.028 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (3.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (3.4)$$

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; ΔL_i – довжина i -ої лінії, км; $c = 1,65$ грн./кВт·год. – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (3.5)$$

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

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{Bpy}) + K_{\text{пост}}, \quad (3.6)$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{Bpy}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{пост}}$ – постійна частина витрат, 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: 9-405, 405-401, 11-404 та 402–300;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 401, 402, 404 та 405;

– розвиток вузлових підстанції пункту 11, 9, 300.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 401-11, 206-404, 402-403 та 11-403;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 403.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають:

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{\text{тр1}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = (4 \cdot 69 + 4 \cdot 54) \cdot 26 = 11320. \text{ (тис.грн.)}$$

а на другому році будівництва

$$K_{\text{тр2}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = (2 \cdot 49) \cdot 26 = 2254. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_B + K_{\text{ор}}:$

$$K_{B1} + K_{BVP1} = (15 \cdot 42 + 120 \cdot 4) \cdot 26 = 25530. \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{B2} + K_{BVP2} = (6 \cdot 42 + 120 \cdot 1) \cdot 26 = 8556. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{ПОСТ}}$:

$$K_{\text{ПОСТ}1} = (210 + 210 + 210 + 210) \cdot 26 = 19320. \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ПОСТ}2} = 210 \cdot 26 = 4830. \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\text{П}1} = 11320. + 25530. + 19320. = 56170. \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{П}2} = 2254. + 8556. + 4830. = 15640. \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \tag{3.7}$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП}1} = (13.1 \cdot (4,4 + 8,8 + 8,8) + 13.8 \cdot 8,8) \cdot 26 = 9422 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП}2} = (13.1 \cdot 3,5 + 13.8 \cdot (6,2 + 8,8) + 13.2 \cdot 4,4) \cdot 26 = 7151 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 56170. + 9422. = 65590 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 15640. + 7151. = 22790 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (3.8)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.

ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ТП}}; \quad (3.9)$$

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

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (3.10)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (3.11)$$

де $R_{\Pi\%}$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$B_{Л1} = (9422 \cdot 5.94)/100 = 560 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (7151 \cdot 5.94)/100 = 425 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (56170 \cdot 21)/100 = 11800 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (15640 \cdot 21)/100 = 3284 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її розвитку (додаток В), зміна втрат електроенергії по роках може бути визначена наступним чином:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= (\Delta P_{9-405} + \Delta P_{11-404} + \Delta P_{300-402} + \Delta P_{405-401}) \cdot \tau = \\ &= (4,81 + 4,27 + 41,6 + 11,91) \cdot 3862,25 = 241738 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= (\Delta P_{401-11} + \Delta P_{11-403} + \Delta P_{403-402} + \Delta P_{206-404}) \cdot \tau = \\ &= (30,15 + 22,86 + 30,21 + 14,99) \cdot 3862,25 = 379312 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

$$B_1 = 560 + 11800 + 241738 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} = 12380 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B_2 = 425 + 3284 + 379312 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} = 3747 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_1 = (18,1 + 11,2 + 10,7 + 16,7) \cdot 5400 = 306180 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_2 = 7,3 \cdot 5400 = 39420 \text{ МВт} \times \text{год.}$$

У відповідності з (3.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 165 \cdot 0,12 \cdot 306180 \cdot 10^{-2} - 123800 = 24360 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 165 \cdot 0,12 \cdot 39420 \cdot 10^{-2} - 3747 = 983 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку вцілому визначається наступним чином (3.1):

$$E'_a = \frac{24360 / (1 + 0.15) + 983 / (1 + 0.15)^2}{65590 / (1 + 0.15) + 22790 / (1 + 0.15)^2} = 0,295$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки E_a більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,295 = 3.39 \text{ року.}$$

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

4.1 Задачі розділу

При плануванні робіт по встановленню та обслуговуванню вимикачів в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Слід пам'ятати про небезпеки, які пов'язані з механічними, електричними пристроями та електробезпекою, щоб забезпечити роботу працівників.

В даному розділі розглянуто охорону праці, умови її дотримання під час монтажу елегазових вимикачів на підстанції..

Оскільки при монтажі або обслуговуванні вимикачів присутній ряд небезпечних факторів, то необхідно дотримуватися правил охорони праці по роботі з електричним обладнанням, враховувати мікро-кліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Враховуючи те, що для мінімізація ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного обладнання вимагається рішення цілого комплексу питань з охорони праці а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вимикачів на підстанції, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при роботі з елегазовим комутаційним обладнанням. Розрахувати заземлюючий пристрій для ВРП 110 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту установок.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вимикачів на підстанції

Персонал підстанції, який виконує установку вимикача навантаження тільки у вертикальному положенні на стіні або на спеціальній конструкції. Раму вимикача спочатку підвішують на двох болтах і вивіряють за рівнем і схилу, визначають товщину необхідних прокладок до місця їх установки потім приступають до поперемінно затягуванні болтів, одночасно стежачи за правильним потрапляння ножів в горловини дугогасильних камер. Після остаточно затягування кріпильних болтів потрібно ще раз переконатися в правильно: входження ножів в камери.



Рисунок 4.1 – Вимикач серії LTV 245

Всі з'єднання з приводом виконує так само, як і при монтажі роз'єднувачів. Після установки на місце вимикача і закріплення рами перевіряють відсутність перекосу і порушення центрування ножів і забезпечення послідовності включення і відключення головних і дугогасильних контактів. Регулювання повного входження в дугогасильні камери виробляють шляхом зміни довжини тяги. Випробування вимикача навантаження виконують шляхом 25-разових включень і

відключень, після яких не повинно спостерігатися порушення регулювання роботи вимикача з приводом.

При виконанні робіт по монтажу вимикачів повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74]:

1. Небезпечні фізичні та шкідливі виробничі фактори:

- Рухомі машини і механізми; незахищені рухливі елементи виробничого обладнання; пересуваються вироби;

заготовки, матеріали;

- Підвищена запиленість і загазованість повітря (випаровування металів при паянні, шкідливі випари ізоляції) робочої зони;

- Підвищений рівень шуму на робочому місці (як місцевий викликаний роботою приладів чи інструментів, так і загальний цеху);

- Підвищений рівень вібрації (як локальної, викликаної роботою інструменту, так і зовнішньої викликаної роботою різних агрегатів у цеху);

- Небезпечний рівень напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- Відсутність або нестача природного світла;

- Знижена контрастність.

2. Небезпечні хімічні та шкідливі виробничі фактори:

за характером впливу на організм людини:

- Дратівливі.

по шляху проникнення в організм людини:

- Органи дихання;

- Шкірні покриви і слизові оболонки.

3. Небезпечні психофізіологічні та шкідливі виробничі фактори:

фізичні перевантаження:

- Динамічна, при загальному навантаженні на м'язи рук, ніг, корпусу.

- Нервово-психічні перевантаження:

- Перенапруження аналізаторів.

4.3 Технічні рішення захисту

Згідно ПУЕ при введення в експлуатацію, пуску, експлуатації, технічного обслуговування і регулюванні вимикачів і роз'єднувачів з автоматичними приводами повинні бути вжиті заходи проти непередбаченого включення або відключення приводів випадковою особою або мимовільно, тому що при цьому можливі удари рухомими частинами механізму вимикача робочого, що виробляє регулювання. Для цього плавкі вставки запобіжників у ланцюгах управління знімаються. Якщо в процесі регулювання буде потрібно включити оперативний струм, то установка вставок запобіжників допускається тільки після видалення всіх людей від приводу вимикача.

Роботи із електричними вимикачами має виконувати спеціально навчений персонал, який повинен мати відповідні сертифікати.

Під час сертифікації персонал проходить навчальний курс, який проводить фірма постачальник обладнання, де ознайомлюється з основними положеннями щодо виконання робіт з електрикою і використанням обладнанням.

Персонал повинен пройти підготовку на курсах навчання або підвищення кваліфікації по наступних темах:

- Захист персоналу;
- Планове технічне обслуговування;
- Дії в аварійній ситуації;
- Устаткування для обробки електрики;
- Обладнання для визначення показників якості електрики;
- Утилізація відходів.

Власник електротехнічного обладнання несе відповідальність за необхідну кваліфікацію та підготовку обслуговуючого персоналу та за дотримання усіх діючих положень, перевірити чи персонал знає відповідні інструкції.

Під час виконання робіт із електричними вимикачами необхідно дотримуватися спеціальних заходів безпеки. Персонал має бути добре навченим, поінформованим, а також екіпірованим засобами індивідуального захисту.

Засоби індивідуального захисту персоналу треба використовувати в разі неминучого чи можливого контакту з елегазом чи продуктами його розкладання.

До засобів індивідуального захисту персоналу належать:

- комбінезон промислового типу, що має еластичні затиски на щиколотках і зап'ястях, перекриваючи взуття й рукавички, без кишень, з капюшоном, водонепроникний;

- захисне взуття із металевим підноском;

- гумові рукавиці промислового типу;

- промислові захисні окуляри хімічного типу;

- детектор витоку елегазу здатний виявити 20 ppmv, 200 ppmv і 1000 ppmv концентрації елегазу в повітрі;

- устаткування для надання першої допомоги;

- належні засоби для захисту дихальних шляхів;

- обладнання для примусової вентиляції замкнутих просторів та інших недоступних зон;

- устаткування, що дає змогу безпечно обробляти елегаз без його витікання в робоче середовище;

- спеціальний пилосос, оснащений фільтром, здатним до вловлювання часток у мікронному діапазоні, з неметалевою відкритою насадкою;

- тканина для прибирання;

- пилозбірники для пилососу;

- одноразові бахіли;

- карбонат натрію;

- мішки для сміття ємністю 120 л;

- пластиковий контейнер;

- алюмінієва транспортна валіза.

До виконання робіт, які проводять з використанням захисних масок, що закривають обличчя, або кисневих апаратів чи фільтрувальних протигазів, допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів та отримали навички з їхнього застосування.

Під час роботи з елегазовим обладнанням застосовують такі типи респіраторів:

- респіратор проти пилю;
- респіратор з патронним фільтром;
- респіратор з подачею повітря через шланг;
- автономний дихальний апарат.

Для роботи в ізолюваній зоні, з якої було вилучено розкладений елегаз, чи в корпусі елегазової камери рекомендовано застосовувати респіратор із захисною маскою на все обличчя, з подачею повітря.

4.4 Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП 110 кВ

Площа ВРП [5]: $S = (36 \times 42) \text{ [м}^2\text{]}$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $40 \times 45 \text{ [м]}$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ [м]}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту літом $\rho_{1л} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – літом $\rho_{2л} = 100 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}$ [3].

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості $n = 21$ шт довжиною $l_{в} = 5 \text{ [м]}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ [м]}$ (рисунок 4.2).

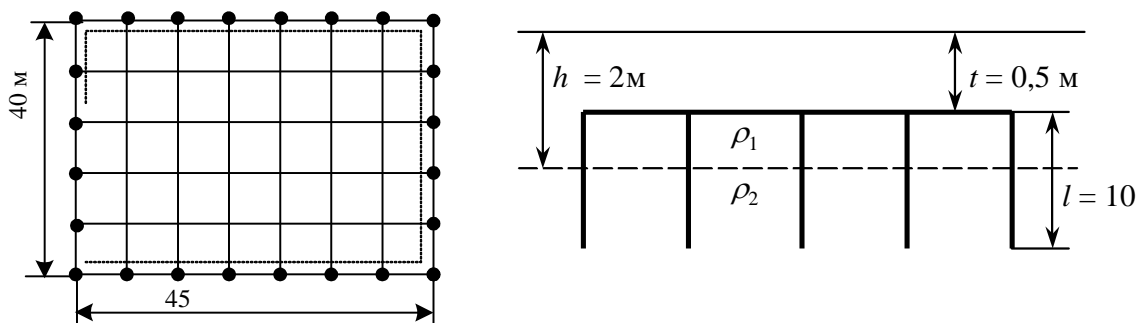


Рисунок – 4.2. Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 200 / 100 = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{P}{n}$$

де P – периметр заземлювача.

$$a = \frac{P}{n} = \frac{2 \cdot (40 + 45)}{21} = 11,43 \text{ [М]}. \quad (4.1)$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2\pi} \cdot \left(\frac{\rho_{1\pi}}{\rho_{2\pi}} \right)^\Delta \quad (4.2)$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l_B} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{a}{l_B} \right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{11,43}{5} \right) + 0,04 = 0,3;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 100 \cdot 2^{0,3} = 123,11 \text{ [Ом}\cdot\text{М]}.$$

Опір заземлювача:

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B} \quad (4.3)$$

де L_B , L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l_B + t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l_B + t) / \sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l_B + t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0,1 < (l_B + t) / \sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$\frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = \frac{(5 + 0,5)}{\sqrt{1800}} = 0,093 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,093 = 0,365;$$

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B} = 0,365 \cdot \frac{123,11}{\sqrt{1800}} + \frac{123,11}{(40 \cdot 6 + 45 \cdot 8) + 21 \cdot 5} = 0,492 \text{ М]}.$$

$r_3 = 0,492 \text{ М]} < 0,5 \text{ [Ом]} \Rightarrow$ заземлення відповідає нормам [3].

4.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Під стійкістю роботи промислових підприємств (об'єктів) розуміють їх можливість в умовах надзвичайних ситуацій мирного і воєнного часу виробляти продукцію в запланованому обсязі і номенклатурі, а при слабких пошкодженнях відновлювати виробництво в мінімальні терміни. Стійкість роботи промислового підприємства залежить від таких основних факторів: розміщення об'єкта відносно великих міст, об'єктів атомної енергетики, хімічної промисловості, великих гідротехнічних споруд, військових об'єктів; складається із: стійкості інженерно-технічного комплексу (будівель, споруд, систем енерго-, газо-, водозабезпечення, технологічного обладнання і т.д.) до дії зовнішніх факторів при аваріях, катастрофах, стихійному лихові, а також при застосуванні щодо них сучасної зброї; стійкості виробничої діяльності (захист виробничого персоналу, надійність систем управління, постачання, поновлення роботи в найкоротші терміни).

На території України можливе виникнення практично всього спектру небезпечних природних явищ і процесів геологічного, гідрогеологічного та метеорологічного походження.

На мою думку більш підготовленими до стійкої роботи будуть ті об'єкти, які реально оцінять фактори, їх несприятливий вплив на виробництво і розроблять відповідні заходи. Завчасне проведення організаційних, агрохімічних, агротехнічних, інженерно-технічних та інших заходів максимально знизить результати впливу уражаючих факторів і створить сприятливі умови для швидкої ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Щоб забезпечити стійкість роботи електро-енергетичного комплексу, потрібне створення резерву енергетичних потужностей за рахунок автономних пересувних електростанцій, а також місцевих джерел електроенергії. Потрібна підготовка автономних електростанцій до роботи за спеціальним режимом, для

забезпечення технологічних процесів виробництва, для яких не можливі тривалі перерви в електропостачанні.

З метою попередження аварій на електричних мережах потрібно установити автоматичну систему відключення при виникненні перенапруги. Повітряні лінії електропостачання замінити на підземно кабельні.

4.5.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії іонізуючих випромінювань.

В РЕА використовуються елементи, до складу яких входять: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до дії іонізуючого випромінювання, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

В елементній базі РЕА внаслідок дії іонізаційних випромінювань можлива зміна майже всіх електричних та експлуатаційних характеристик.

Граничні значення експозиційних доз показано в таблиці.

Таблиця 4.1 - Граничні значення експозиційних доз ЕМ

№	ЕМ	Блок системи	Елементи	$D_{epi,P}$	$D_{ep,P}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Транзистор 2КТ117Г	10^5	10 ⁴
			Транзистор КТ817	10^5	
		Блок живлення	Транзистор МР26	10^5	
2	Дистанційним пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми КЛ30Х0, ІСЛ8301	10^4	
			МПК	Транзистор КТ817	
		Резистор ППБ-50Г		10^7	
3	Система зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і передачі	Конденсатор ЕСК-78	10^7	
			Конденсатор ЕСК-365	10^7	
		Оптична система	Транзистор 2КТ117Г	10^5	
			Резистор МЛТ	10^6	
			Резистор ОМЛТ	10^6	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{гр} = 10^4$ Р є діоди загального призначення. Визначимо можливу дозу опромінення за формулою, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що дорівнює 26280 год.

Найбільш вразливим елементом є мікросхеми КА3080, КА8301 розташовані в дистанційному пульті керування з мінімальною дозою $D_{сп} = 10^4$ Р. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що складає 26280 годин.

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{посл}}$$

де P_1 - максимальне значення потужності дози $P_{1макс} = 4,6$ (Р/год).;

$t_k = 26280$ год – час кінця опромінення;

$t_n = 1$ год – час початку опромінення;

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення радіації будинком ($K_{посл} = 1$).

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,6 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} = 148,212 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{сп} > D_M$, то дана система є стійкою до дії такого іонізуючого випромінювання.

Визначаємо допустимий час стійкої роботи РЕА у заданих умовах:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{гр\min} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_{1макс} \sqrt{t_n}}{2 \cdot P_{1макс}} \right);$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right) = 1042,666 \text{ (год)}$$

Отже можлива доза опромінення елементної бази $D_M = 148,212$ Р, а допустима - 10^4 Р. Система є стійкою в умовах іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 1042,66 годин.

4.5.2 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії ЕМІ

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і

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

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напру на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Початковими умовами оцінки стійкості є

- вертикальна складова напруженості електричного поля $E_{\epsilon} = 10,6 \text{ кВ/м}$;

- напруга живлення:

1. блок живлення $U_{ж/1} = 380 \text{ В}$;
2. пульт керування $U_{ж/2} = 220 \text{ В}$;
3. система зв'язку $U_{ж/1} = 110 \text{ В}$.

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = E_{\epsilon} \cdot 10^{-3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо максимальну довжину струмоведучих частин:

1. блок живлення $l_{\epsilon 1} = 40 \text{ м}$, $l_{\epsilon 1} = 20 \text{ м}$;
2. пульт керування $l_{\epsilon 2} = 15 \text{ м}$, $l_{\epsilon 2} = 15 \text{ м}$;
3. система зв'язку $l_{\epsilon 3} = 25 \text{ м}$, $l_{\epsilon 3} = 5 \text{ м}$.

Визначимо напруги на струмоведучих частинах:

$$U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 40 = 0,424 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 1} = 10,6 \cdot 20 = 212 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\epsilon 2} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 15 = 0,159 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 2} = 10,6 \cdot 15 = 159 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\epsilon 3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 25 = 0,265 \text{ (кВ)}, \quad U_{\epsilon 3} = 10,6 \cdot 5 = 53 \text{ (кВ)},$$

Визначимо допустиму напругу живлення:

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

$$U_{Д1} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)};$$

$$U_{Д2} = 380 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231(B);$$

$$U_{Д3} = 380 + \frac{110}{100} \cdot 5 = 115,5(B);$$

Таким чином визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{б(в,г)} = 20 \cdot \lg\left(\frac{U_{доп}}{U_{(в,г)}}\right) \geq 40 (Дб);$$

$$K_{б.в1} = 20 \cdot \lg\left(\frac{399}{0,424}\right) = 54,3(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg\left(\frac{399}{212}\right) = 5,44(Дб);$$

$$K_{б.в2} = 20 \cdot \lg\left(\frac{2319}{0,159}\right) = 61,48(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg\left(\frac{399}{159}\right) = 3,51(Дб);$$

$$K_{б.в3} = 20 \cdot \lg\left(\frac{115,5}{0,265}\right) = 52,47(Дб); \quad K_{б.г1} = 20 \cdot \lg\left(\frac{399}{53}\right) = 6,9(Дб);$$

Таблиця 4.2 - Результати розрахунку

№	Елемент РЗА	$U_0, В$	Кбв.(дБ)	Кбг,(дБ)	Стан об'єкта
1	Система зберігання даних	399	54,3	5,44	не стійкий
2	Дистанційний пульт керування	231	61,48	3,51	не стійкий
3	Система зв'язку	115.5	52,47	6,9	не стійкий

Так як $K_{б(в,г)} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування.

4.5.3 Розробка заходів по забезпеченню стійкої роботи електричних мереж у надзвичайних ситуаціях.

Усі елементи радіоелектронної системи нестійкі. Для підвищення стійкості ЕМ потрібно розмістити плати РЕА у вертикальній площині та використати захисне екранування. Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,02$.

Перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A_{екр} = K_б - K_{б,розр} = 40 - 5,44 = 34,56 (дБ).$$

Розрахунок екрану:

$$t_i = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{f}}$$

$$t_1 = \frac{34,56}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05621(\text{см});$$

$$t_2' = \frac{36,49}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05935(\text{см});$$

$$t_3 = \frac{33,1}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05384(\text{см});$$

Розрахуймо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та екран для інших елементів радіоелектронної системи. Результати розрахунку заносимо в таблицю 4.3

Таблиця 4.3 - Перехідне затухання енергії електричного поля екраном

№	Елемент схеми	Уж, В	$A_{\text{екр}}$, дБ	t_i , см
1	Система зберігання даних	380	34,56	0,05621
2	Дистанційний пульт керування	220	36,49	0,05935
3	Система зв'язку	110	33,1	0,05384

У мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до впливу ЕМП також необхідно провести наступні заходи:

1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);

2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;

3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключають пристрої розрядники, плавкі запобіжники).

Висновок: в даному розділі було досліджено стійкість роботи електричної мережі в умовах НС. таких як іонізуюче випромінювання та електромагнітний імпульс. Було визначено елементи, які можуть отримати неповоротні пошкодження під час іонізуючого випромінювання та прилади, що є уразливими до електромагнітних впливів.

При оцінці роботи даної електричної мережі в умовах дії ЕМІ ті іонізуючого випромінювання були розглянуті елементи: системи зберігання даних, дистанційний пульт керування, система зв'язу. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі елементи є нестійким до дії електромагнітного імпульсу, але стійкими до іонізуючого випромінювання. Для захисту цього обладнання від ЕМІ слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь. Товщина стінки екрану становить не менше 0,06 см.

Висновки

Дана магістерська кваліфікаційна робота присвячена вирішенню проблеми розвитку існуючих мереж 110/10 кВ «Вінницяобленерго». У даній роботі для визначення оптимального варіанту схеми електричної мережі було використано математичні методи оптимізації. Згідно завдання остаточний варіант реконструкції, має з одного боку, забезпечувати надійне живлення споживачів району, а з іншого – покращити техніко-економічні показники транспортування електроенергії.

Для уточнення параметрів об'єкту проектування досліджено електричні мережі 110/10 кВ «Вінницяобленерго». Проаналізовано умови району, у якому планувався розвиток ЕМ. Наведено характеристику існуючої електричної мережі (класи номінальних напруг, параметри трансформаторів, перерізи проводів, довжини ліній тощо);

Проаналізовано основні режими існуючої мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2022 рік. Внаслідок цього, було зроблено висновок про те, що у деяких вузлах напруга є заниженою, чим підтверджено необхідність розробки заходів з регулювання напруги. Крім того визначено потенційні центри живлення для нових споживачів електромережі.

Сформовано варіанти схеми приєднання нових споживачів за методом динамічного програмування. Ефективність рішення щодо визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі була обґрунтована шляхом визначення рентабельності капіталовкладень та терміну окупності. Термін окупності розвитку становить 3.4 роки, що відповідає типовим значенням для електромереж даного класу напруги.

Було спроектовано розвиток електричної мережі 110/10/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити п'ять додаткових навантажень (№401, 402, 403, 404 та 405). Було задано, що до пунктів 401, 402, 403, 404 та 405 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових

лініям від двох джерел і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою методів транспортної задачі і динамічного програмування.

Для вузлової підстанції Юрівка (вузол 9) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу « одна секціонована система шин з обхідною із суміщеним секційним і обхідним вимикачем ».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 401, 402, 403, 404 та 405 було вибрано схему РП типу “місток з вимикачами у вузлах трансформаторів”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності, обраховано усталений, мінімальний та післяаварійний режими спроектованої електричної мережі.

Спроектowana мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3.76 МВт при сумарній активній потужності генерації 164,2 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 88380 тис. грн..

Одним з головних питань є забезпечення техніки безпеки та нормальних умов праці, тому в розділі охорони праці було розглянуто основні заходи по створенню та забезпеченню безпечних умов праці.

Наближені до реальних вихідні дані дають змогу отримати результати, що дозволяють оцінити ефективність основних напрямків проектування розвитку розподільних мереж 110/10 кВ.

Література

1. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи [Навчальний посібник]/ Мін. освіти України; Держ. ун-т “Львівська політехніка” – Львів: НМК ВО, Каменяр, 2010. – 296 с.
2. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. Веникова В. А. – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
5. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: ЭНАС, 2010.
7. Экономия энергии в электрических сетях / И.И. Магда, С.Я. Меженный, В.Н. Сулейманов и др. – К.: Техніка, 1986.
8. Автоматика електроенергетичних систем / Рубаненко О.Є. – В .: ВНТУ, 2003.
9. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Учебник для вузов/ Андреев В.А. – М.:ВШ, 1991. – 496 с.: ил.
10. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ДОДАТОК А

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 Лежнюк П.Д.

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

_____ (підпис)

« _____ » _____ 20 ____ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110/10 КВ ІЗ
ВСТАНОВЛЕННЯМ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ**

08-13.МКР.012.00. ПЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст.викладач каф.
ЕСС

_____ Вишневський С.Я.
(підпис)

Магістр групи 1ЕСМ-18м

_____ Кушнір С.В.
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 02 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

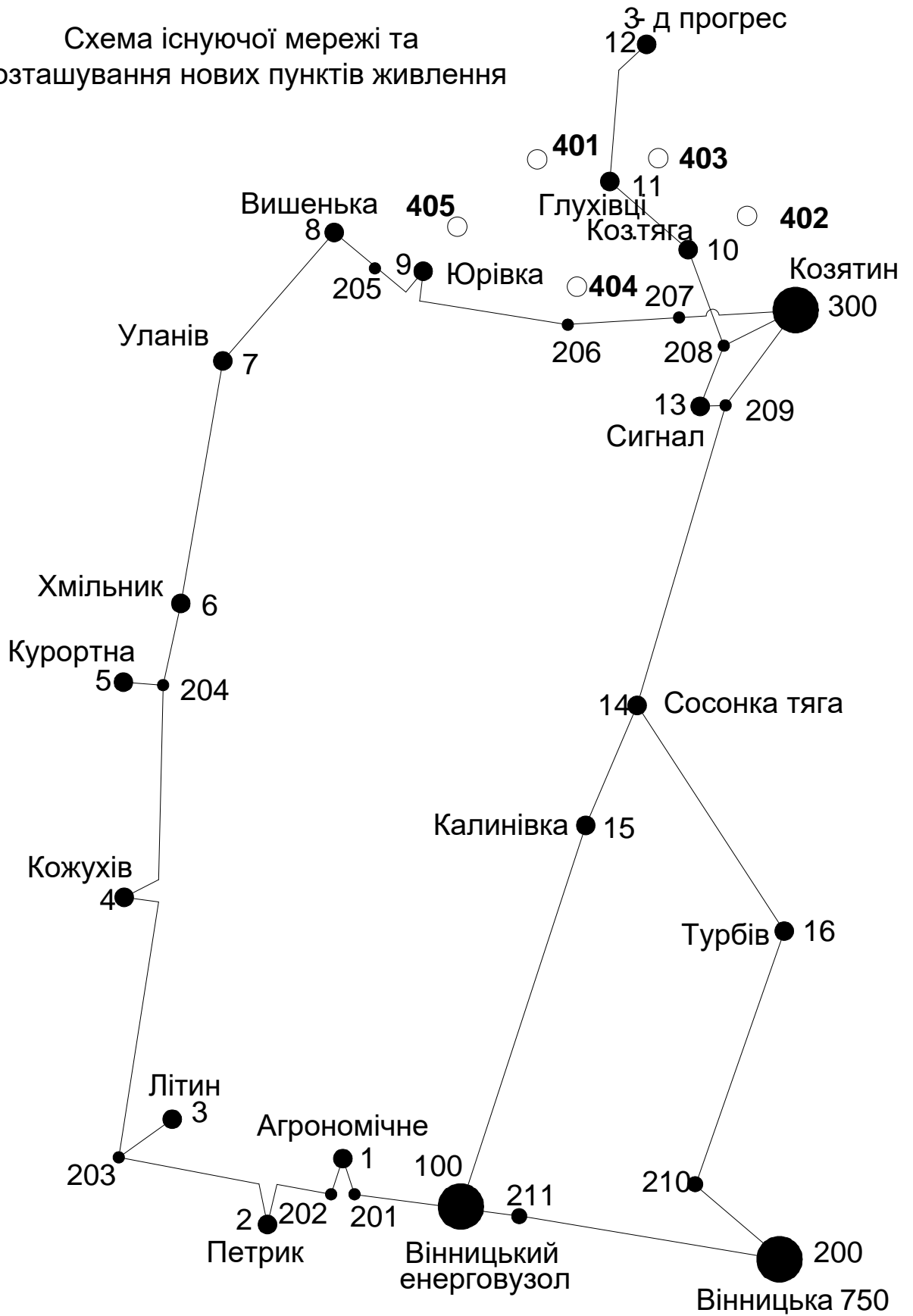
2. Мета і призначення МКР

- а) мета – розвиток електричної мережі 110/10 кВ;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/10 кВ та географічне розташування споживачів подані на рис. 1. Характеристика споживання останніх подані в табл. 1.

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Масштаб : 1 см : 8 км.

Рисунок 1 – Схема існуючої системи

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 5 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл..1 Обмеження на введення ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця 1 – Споживачі електричної мережі

Номер вузла	P вузла, МВт	cos f	Q вузла, Мвар	S вузла, МВА
401	18,1	0,88	9,8	20,6
402	11,2	0,9	5,4	12,4
403	7,3	0,87	4,1	8,4
404	10,7	0,86	6,3	12,4
405	16,7	0,91	7,6	18,4

4. Технічні вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.19	06.09.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування розвитку електричної мережі	07.09.19	16.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень

3	Електротехнічна частина	17.09.19	25.10.19	розділ 1
4	Дослідження застосування елегазових вимикачів	26.10.19	04.11.19	розділ 2
5	Економічна частина	05.11.19	10.11.19	розділ 3
6	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	11.11.19	20.11.19	розділ 4
7	Оформлення пояснювальної записки	21.11.19	30.11.19	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.12.19	05.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК А

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 102.466 МВт / 554.613 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 100.200 МВт / 541.080 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.547 МВт / 9.456 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.547 МВт / 9.456 млн.кВт*г
Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 2.422 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.271 МВт / 1.654 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.719 МВт / 4.077 млн.кВт*г
СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.266 МВт / 13.533 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-34.439	-15.561	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.310	-0.29
1	Агрономічне	0.000	0.000	114.078	-0.36
202		0.000	0.000	113.891	-0.42
2	Петрик	0.000	0.000	112.635	-0.73
203		0.000	0.000	111.741	-0.97
3	Літин	0.000	0.000	111.732	-0.97
4	Кожухів	0.000	0.000	111.000	-1.17
204		0.000	0.000	110.835	-1.22
5	Курортна	0.000	0.000	110.789	-1.23
6	Хмільник	0.000	0.000	110.802	-1.26
7	Уланів	0.000	0.000	111.510	-1.16
8	Вишенька	0.000	0.000	112.354	-0.96
205		0.000	0.000	112.864	-0.83
9	Юрівка	0.000	0.000	113.141	-0.74
206		0.000	0.000	114.446	-0.39
207		0.000	0.000	115.359	-0.06
300	Козятин	-67.974	-35.470	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.867	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.578	-0.74
11	Глухівці	0.000	0.000	113.253	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.829	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	114.868	-0.24
209		0.000	0.000	114.869	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.124	-0.91
15	Калинівка	0.000	0.000	113.227	-0.87
211		0.000	0.000	115.506	-0.00
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.557	-0.02
210		0.000	0.000	115.578	-0.02
16	Тубрів	0.000	0.000	112.797	-0.98
10010		3.700	1.900	10.477	-3.97
20010		3.500	1.900	10.337	-4.24
30010		0.000	0.000	10.461	-3.02
30110		0.000	0.000	111.732	-0.97
30011		4.100	2.000	10.461	-3.02
40010		2.800	1.700	10.232	-4.03
50010		4.900	2.600	10.224	-4.43
60010		7.300	3.500	10.285	-4.23
70010		2.600	1.400	10.348	-3.79
80010		3.100	1.500	10.400	-4.07
90010		3.400	1.900	10.615	-2.38
100010		19.300	9.400	10.222	-2.22
100110		0.000	0.000	113.578	-0.74
100011		0.000	0.000	10.223	-2.22
120010		7.100	3.400	10.495	-3.83
110010		5.000	2.700	10.651	-2.40
110110		0.000	0.000	113.253	-0.87
110011		0.000	0.000	10.651	-2.41
130010		8.900	5.300	10.770	-1.90
130011		0.000	0.000	10.771	-1.90
130110		0.000	0.000	114.868	-0.24
140010		12.400	7.000	10.153	-2.43
140011		0.000	0.000	10.153	-2.44
140110		0.000	0.000	113.124	-0.91

150110		0.000	0.000	113.227	-0.87
160110		0.000	0.000	112.797	-0.98
160011		0.000	0.000	10.646	-2.14
160010		4.900	2.800	10.646	-2.14
150010		7.200	3.900	10.398	-1.94
150011		0.000	0.000	10.398	-1.94
90011		0.000	0.000	10.615	-2.38

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	30010	2.055	1.095	2.049	0.999	0.006	0.095	0.012	2.497
30010	30011	2.049	0.999	2.049	0.999	0.000	0.000	0.126	0.000
30110	30011	2.055	1.096	2.049	1.000	0.006	0.095	0.012	2.499
30110	3	-2.065	-1.161	-2.065	-1.161	0.000	0.000	-0.012	-0.000
100	201	21.273	9.600	21.102	9.394	0.171	0.205	0.116	1.192
201	1	21.102	9.663	21.071	9.618	0.031	0.045	0.117	0.233
1	202	17.341	7.432	17.320	7.402	0.021	0.030	0.095	0.187
202	2	17.320	7.730	17.171	7.551	0.149	0.179	0.096	1.263
203	4	9.427	3.938	9.378	3.880	0.049	0.059	0.053	0.747
4	204	6.556	2.296	6.548	2.287	0.008	0.009	0.036	0.167
204	6	1.615	-0.454	1.614	-0.455	0.001	0.001	0.009	0.035
6	7	-5.724	-4.023	-5.754	-4.058	0.030	0.035	-0.036	-0.712
7	8	-8.373	-4.941	-8.420	-5.008	0.046	0.066	-0.050	-0.851
8	205	-11.543	-6.239	-11.581	-6.294	0.038	0.055	-0.067	-0.514
205	9	-11.581	-6.002	-11.599	-6.036	0.018	0.034	-0.067	-0.280
9	206	-15.027	-7.730	-15.153	-7.912	0.125	0.181	-0.086	-1.311
206	207	-15.153	-7.232	-15.232	-7.377	0.079	0.144	-0.085	-0.916
207	300	-15.232	-7.000	-15.243	-7.024	0.011	0.025	-0.084	-0.141
9	90011	1.704	1.017	1.699	0.949	0.004	0.068	0.010	2.244
90011	90010	1.699	0.949	1.699	0.949	0.000	0.000	0.106	0.000
9	90010	1.703	1.018	1.699	0.950	0.004	0.068	0.010	2.245
16	160010	1.888	1.125	1.885	1.072	0.003	0.053	0.011	1.553
160010	160011	-3.011	-1.726	-3.012	-1.726	0.000	0.000	-0.188	-0.000
160110	160011	3.016	1.810	3.012	1.726	0.004	0.084	0.018	1.550
160110	16	-3.035	-1.928	-3.035	-1.928	0.000	0.000	-0.018	-0.000
100	15	13.165	7.242	13.013	6.903	0.152	0.338	0.075	2.286
15	14	5.749	3.357	5.746	3.350	0.003	0.007	0.034	0.105
14	209	-11.677	-6.265	-11.783	-6.499	0.105	0.233	-0.068	-1.758
209	300	-26.143	-13.962	-26.227	-14.149	0.084	0.186	-0.149	-0.632
10	100010	9.650	5.033	9.636	4.714	0.013	0.318	0.055	1.700
100010	100011	-9.651	-4.680	-9.652	-4.680	0.000	0.000	-0.605	-0.001
100110	100011	9.666	4.999	9.652	4.680	0.013	0.318	0.055	1.689
100110	10	-9.711	-5.297	-9.711	-5.297	0.000	0.000	-0.056	-0.000
11	110010	2.503	1.441	2.498	1.350	0.005	0.090	0.015	1.982
110010	110011	-2.499	-1.348	-2.499	-1.348	0.000	0.000	-0.154	-0.000
110110	110011	2.504	1.438	2.499	1.348	0.005	0.090	0.015	1.980
110110	11	-2.519	-1.534	-2.519	-1.534	0.000	0.000	-0.015	-0.000
209	13	14.360	8.441	14.360	8.441	0.000	0.000	0.084	0.000
13	208	5.408	2.535	5.408	2.535	0.000	0.000	0.030	0.001
208	300	-26.418	-14.107	-26.504	-14.296	0.085	0.189	-0.150	-0.634
13	130110	4.478	2.951	4.478	2.951	0.000	0.000	0.027	0.000
130110	130011	4.458	2.829	4.449	2.645	0.009	0.183	0.026	2.323
130011	130010	4.449	2.645	4.449	2.645	0.000	0.000	0.277	0.000
13	130010	4.455	2.835	4.446	2.651	0.009	0.183	0.026	2.327
14	140110	6.241	3.930	6.241	3.930	0.000	0.000	0.038	0.000
140110	140011	6.210	3.718	6.200	3.491	0.010	0.227	0.037	2.013
140011	140010	6.200	3.491	6.200	3.491	0.000	0.000	0.404	0.001
14	140010	6.203	3.732	6.193	3.505	0.010	0.227	0.037	2.020
15	150110	4.301	-1.281	4.301	-1.281	0.000	0.000	0.023	0.000
150110	150011	4.270	-1.493	4.266	-1.582	0.004	0.088	0.023	-0.605
150011	150010	4.266	-1.582	4.266	-1.582	0.000	0.000	0.252	0.000
15	150010	2.944	5.763	2.930	5.479	0.014	0.283	0.033	4.565
11	12	7.153	3.665	7.137	3.630	0.016	0.035	0.041	0.430
12	120010	7.118	3.844	7.096	3.398	0.022	0.445	0.041	3.333
4	40010	2.812	1.905	2.798	1.699	0.014	0.206	0.018	4.266
7	70010	2.609	1.563	2.598	1.399	0.011	0.163	0.016	3.535
5	50010	4.918	2.972	4.897	2.598	0.021	0.372	0.030	4.195
208	10	31.826	17.014	31.615	16.546	0.210	0.466	0.181	1.298
2	20010	3.518	2.198	3.498	1.899	0.020	0.298	0.021	4.846
1	10010	3.719	2.216	3.698	1.899	0.021	0.316	0.022	4.807
6	60010	7.320	3.989	7.295	3.498	0.025	0.490	0.043	3.539
204	5	4.933	3.036	4.932	3.034	0.002	0.002	0.030	0.046
10	11	12.210	6.296	12.189	6.251	0.021	0.046	0.070	0.329
14	16	4.948	2.907	4.938	2.892	0.010	0.015	0.029	0.329
203	3	4.131	2.313	4.131	2.313	0.000	0.000	0.024	0.009
2	203	13.643	5.809	13.558	5.707	0.084	0.101	0.076	0.901
8	80010	3.113	1.720	3.098	1.499	0.015	0.220	0.018	3.881
100	211	0.000	-1.282	0.000	-1.282	0.000	0.000	0.006	-0.006

211	200	0.000	-0.970	0.000	-0.970	0.000	0.000	0.005	-0.051
200	210	0.000	-0.341	-0.000	-0.341	0.000	0.000	0.002	-0.022

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 167.964 МВт / 909.259 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.200 МВт / 886.680 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.618 МВт / 16.004 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.618 МВт / 16.004 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.603 МВт / 3.258 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.543 МВт / 3.317 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.146 МВт / 6.575 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.764 МВт / 22.579 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.007	-15.667	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.217	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.969	-0.43
202		0.000	0.000	113.766	-0.50
2	Петрик	0.000	0.000	112.394	-0.88
203		0.000	0.000	111.396	-1.18
3	Літин	0.000	0.000	111.387	-1.19
4	Кожухів	0.000	0.000	110.535	-1.46
204		0.000	0.000	110.330	-1.54
5	Курортна	0.000	0.000	110.283	-1.55
6	Хмільник	0.000	0.000	110.228	-1.63
7	Уланів	0.000	0.000	110.794	-1.63
8	Вишенька	0.000	0.000	111.525	-1.53
205		0.000	0.000	111.985	-1.44
9	Юрівка	0.000	0.000	112.237	-1.37
206		0.000	0.000	113.432	-0.87
207		0.000	0.000	115.222	-0.13
300	Козятин	-130.871	-64.483	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.843	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.468	-0.81
11	Глужківці	0.000	0.000	113.088	-0.98
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.663	-1.15
13	Сигнал	0.000	0.000	114.844	-0.26
209		0.000	0.000	114.844	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.110	-0.91
15	Калинівка	0.000	0.000	113.214	-0.88
211		0.000	0.000	115.506	-0.00
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.557	-0.02
210		0.000	0.000	115.578	-0.02
16	Тубрів	0.000	0.000	112.783	-0.99
10010		3.700	1.900	10.466	-4.05
20010		3.500	1.900	10.313	-4.40
30010		0.000	0.000	10.427	-3.25
30110		0.000	0.000	111.387	-1.19
30011		4.100	2.000	10.427	-3.25
40010		2.800	1.700	10.186	-4.35
50010		4.900	2.600	10.173	-4.78
60010		7.300	3.500	10.228	-4.64
70010		2.600	1.400	10.277	-4.29
80010		3.100	1.500	10.318	-4.68
90010		3.400	1.900	10.527	-3.05
100010		19.300	9.400	10.212	-2.29
100110		0.000	0.000	113.468	-0.81
100011		0.000	0.000	10.213	-2.29
120010		7.100	3.400	10.478	-3.94
110010		5.000	2.700	10.635	-2.51
110110		0.000	0.000	113.088	-0.98

110011	0.000	0.000	10.635	-2.51
130010	8.900	5.300	10.768	-1.91
130011	0.000	0.000	10.768	-1.92
130110	0.000	0.000	114.844	-0.26
140010	12.400	7.000	10.151	-2.44
140011	0.000	0.000	10.152	-2.44
140110	0.000	0.000	113.110	-0.91
150110	0.000	0.000	113.214	-0.88
160110	0.000	0.000	112.783	-0.99
160011	0.000	0.000	10.645	-2.15
160010	4.900	2.800	10.645	-2.15
150010	7.200	3.900	10.397	-1.95
150011	0.000	0.000	10.397	-1.95
405	0.000	0.000	112.238	-1.42
401	0.000	0.000	112.538	-1.24
403	0.000	0.000	113.441	-0.84
402	0.000	0.000	114.304	-0.48
404	0.000	0.000	113.208	-0.93
4010010	18.100	9.800	10.331	-4.84
4010011	0.000	0.000	10.331	-4.84
4020011	11.200	5.400	10.551	-3.92
4020010	0.000	0.000	10.551	-3.92
4030010	7.300	4.100	10.384	-4.44
4030011	0.000	0.000	10.384	-4.44
4040010	10.700	6.300	10.388	-4.28
4040011	0.000	0.000	10.388	-4.28
4050010	16.700	-2.900	10.793	-4.73
4050011	0.000	0.000	10.793	-4.73
90011	0.000	0.000	10.527	-3.05

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	30010	2.055	1.095	2.049	0.999	0.006	0.096	0.012	2.520
30010	30011	2.049	0.999	2.049	0.999	0.000	0.000	0.126	0.000
30110	30011	2.055	1.096	2.049	1.000	0.006	0.096	0.012	2.522
30110	3	-2.065	-1.161	-2.065	-1.161	0.000	0.000	-0.012	-0.000
100	201	23.744	9.675	23.537	9.426	0.206	0.248	0.128	1.285
201	1	23.537	9.695	23.500	9.640	0.037	0.054	0.128	0.250
1	202	19.770	7.453	19.744	7.416	0.026	0.037	0.107	0.204
202	2	19.744	7.744	19.557	7.519	0.186	0.224	0.107	1.381
203	4	11.785	3.866	11.713	3.779	0.072	0.087	0.064	0.873
4	204	8.891	2.191	8.877	2.175	0.013	0.016	0.048	0.209
204	6	3.944	-0.572	3.939	-0.577	0.004	0.005	0.021	0.106
6	7	-3.399	-4.155	-3.417	-4.176	0.018	0.021	-0.028	-0.566
7	8	-6.037	-5.070	-6.067	-5.115	0.031	0.044	-0.041	-0.736
8	205	-9.191	-6.356	-9.218	-6.397	0.028	0.040	-0.058	-0.463
205	9	-9.218	-6.110	-9.232	-6.135	0.013	0.025	-0.057	-0.256
9	206	-16.950	-4.722	-17.088	-4.922	0.138	0.199	-0.090	-1.214
206	207	-31.900	-12.583	-32.236	-13.197	0.335	0.612	-0.174	-1.802
207	300	-32.236	-12.821	-32.283	-12.927	0.048	0.106	-0.174	-0.278
2	203	16.029	5.774	15.916	5.639	0.112	0.135	0.087	1.008
206	404	14.812	8.390	14.790	8.359	0.021	0.031	0.086	0.226
404	11	4.017	1.177	4.014	1.172	0.003	0.005	0.021	0.122
11	10	-14.958	-6.969	-14.988	-7.036	0.030	0.066	-0.084	-0.385
10	208	-34.393	-17.286	-34.638	-17.831	0.245	0.543	-0.196	-1.385
208	300	-27.788	-14.504	-27.882	-14.712	0.093	0.207	-0.157	-0.659
208	13	-6.850	-2.955	-6.850	-2.955	0.000	0.000	-0.037	-0.001
13	209	-15.803	-8.861	-15.803	-8.861	0.000	0.000	-0.091	-0.001
209	300	-27.488	-14.353	-27.581	-14.557	0.092	0.204	-0.156	-0.657
16	160010	1.888	1.125	1.885	1.072	0.003	0.053	0.011	1.553
160010	160011	-3.011	-1.726	-3.012	-1.726	0.000	0.000	-0.188	-0.000
160110	160011	3.016	1.810	3.012	1.726	0.004	0.084	0.018	1.550
160110	16	-3.035	-1.928	-3.035	-1.928	0.000	0.000	-0.018	-0.000
14	140010	6.203	3.732	6.193	3.505	0.010	0.227	0.037	2.020
140010	140011	-6.200	-3.491	-6.200	-3.491	0.000	0.000	-0.404	-0.001
140110	140011	6.210	3.719	6.200	3.491	0.010	0.227	0.037	2.014
140110	14	-6.241	-3.930	-6.241	-3.930	0.000	0.000	-0.038	-0.000
15	150010	2.944	5.762	2.930	5.478	0.014	0.283	0.033	4.565
150010	150011	-4.266	1.581	-4.266	1.581	0.000	0.000	-0.252	-0.000
150110	150011	4.270	-1.492	4.266	-1.581	0.004	0.088	0.023	-0.604
150110	15	-4.301	1.280	-4.301	1.280	0.000	0.000	-0.023	-0.000
209	14	11.686	6.469	11.582	6.239	0.104	0.230	0.067	1.748
14	15	-5.841	-3.377	-5.845	-3.384	0.003	0.007	-0.034	-0.106
15	100	-13.108	-6.931	-13.263	-7.274	0.154	0.342	-0.075	-2.299
13	130010	4.455	2.835	4.446	2.651	0.009	0.183	0.027	2.329
130010	130011	-4.449	-2.645	-4.449	-2.645	0.000	0.000	-0.277	-0.000

130110	130011	4.458	2.829	4.449	2.645	0.009	0.183	0.026	2.324
130110	13	-4.478	-2.951	-4.478	-2.951	0.000	0.000	-0.027	-0.000
10	100110	9.710	5.297	9.710	5.297	0.000	0.000	0.056	0.000
100110	100011	9.666	4.999	9.652	4.680	0.013	0.318	0.055	1.695
100011	100010	9.652	4.680	9.651	4.680	0.000	0.000	0.605	0.001
10	100010	9.650	5.034	9.636	4.714	0.013	0.318	0.055	1.705
11	110010	2.503	1.441	2.498	1.350	0.005	0.090	0.015	1.991
110010	110011	-2.499	-1.348	-2.499	-1.348	0.000	0.000	-0.154	-0.000
110110	110011	2.504	1.439	2.499	1.348	0.005	0.090	0.015	1.988
110110	11	-2.519	-1.534	-2.519	-1.534	0.000	0.000	-0.015	-0.000
11	401	30.818	12.723	30.726	12.520	0.091	0.202	0.170	0.559
401	405	12.519	1.177	12.490	1.134	0.030	0.043	0.064	0.308
405	9	-4.287	3.044	-4.290	3.040	0.003	0.004	-0.027	-0.001
405	4050010	8.371	-0.955	8.346	-1.444	0.025	0.487	0.043	-0.249
4050010	4050011	-8.344	1.454	-8.344	1.454	0.000	0.000	-0.452	-0.001
405	4050011	8.369	-0.965	8.344	-1.454	0.025	0.487	0.043	-0.257
401	4010010	9.081	5.690	9.042	4.903	0.040	0.784	0.055	4.891
4010010	4010011	-9.047	-4.891	-9.048	-4.891	0.000	0.000	-0.574	-0.001
401	4010011	9.088	5.679	9.048	4.891	0.040	0.784	0.055	4.883
11	403	-24.036	-10.496	-24.086	-10.587	0.050	0.091	-0.134	-0.358
403	402	-31.446	-15.236	-31.588	-15.551	0.141	0.314	-0.178	-0.871
402	300	-42.861	-21.700	-43.125	-22.286	0.263	0.584	-0.242	-1.199
402	4020010	5.622	3.137	5.598	2.696	0.024	0.439	0.032	4.246
4020010	4020011	5.598	2.696	5.597	2.696	0.000	0.000	0.339	0.001
402	4020011	5.620	3.141	5.596	2.701	0.024	0.439	0.032	4.251
403	4030010	3.669	2.377	3.647	2.050	0.022	0.326	0.022	5.195
4030010	4030011	-3.648	-2.048	-3.648	-2.048	0.000	0.000	-0.232	-0.000
403	4030011	3.670	2.375	3.648	2.048	0.022	0.326	0.022	5.192
404	4040010	5.371	3.604	5.346	3.150	0.025	0.452	0.033	4.889
4040010	4040011	-5.348	-3.146	-5.348	-3.146	0.000	0.000	-0.344	-0.000
404	4040011	5.373	3.599	5.348	3.146	0.025	0.452	0.033	4.884
9	90010	1.703	1.019	1.699	0.950	0.005	0.069	0.010	2.301
90010	90011	-1.699	-0.949	-1.699	-0.949	0.000	0.000	-0.107	-0.000
9	90011	1.704	1.018	1.699	0.949	0.005	0.069	0.010	2.299
12	120010	7.118	3.846	7.096	3.398	0.023	0.446	0.041	3.348
14	16	4.948	2.907	4.938	2.892	0.010	0.015	0.029	0.329
203	3	4.131	2.314	4.131	2.314	0.000	0.000	0.024	0.009
11	12	7.153	3.668	7.137	3.632	0.016	0.035	0.041	0.431
8	80010	3.113	1.724	3.098	1.499	0.015	0.224	0.018	3.975
7	70010	2.609	1.565	2.598	1.399	0.011	0.166	0.016	3.603
6	60010	7.321	3.995	7.295	3.498	0.025	0.495	0.044	3.597
204	5	4.933	3.039	4.932	3.037	0.002	0.002	0.030	0.047
5	50010	4.918	2.976	4.897	2.598	0.021	0.376	0.030	4.252
4	40010	2.812	1.907	2.798	1.699	0.014	0.208	0.018	4.315
2	20010	3.518	2.199	3.498	1.899	0.020	0.299	0.021	4.876
1	10010	3.719	2.217	3.698	1.899	0.021	0.317	0.022	4.820
100	211	0.000	-1.282	0.000	-1.282	0.000	0.000	0.006	-0.006
211	200	0.000	-0.970	0.000	-0.970	0.000	0.000	0.005	-0.051
200	210	0.000	-0.341	-0.000	-0.341	0.000	0.000	0.002	-0.022

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 58.155 МВт / 314.315 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 57.200 МВт / 308.880 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.304 МВт / 1.858 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.304 МВт / 1.858 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.566 МВт / 3.055 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.085 МВт / 0.522 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.651 МВт / 3.576 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.955 МВт / 5.435 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-12.594	-1.820	110.000	0.00
201		0.000	0.000	109.649	-0.17
1	Агрономічне	0.000	0.000	109.581	-0.21
202		0.000	0.000	109.530	-0.24
2	Петрик	0.000	0.000	109.155	-0.42
203		0.000	0.000	108.885	-0.57
3	Літин	0.000	0.000	108.882	-0.57
4	Кожухів	0.000	0.000	108.661	-0.70
204		0.000	0.000	108.611	-0.73
5	Курортна	0.000	0.000	108.595	-0.74
6	Хмільник	0.000	0.000	108.605	-0.77
7	Уланів	0.000	0.000	108.835	-0.78
8	Вишенька	0.000	0.000	109.087	-0.73
205		0.000	0.000	109.233	-0.69
9	Юрівка	0.000	0.000	109.308	-0.66
206		0.000	0.000	109.514	-0.40
207		0.000	0.000	109.940	-0.06
300	Козятин	-45.527	-10.566	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.812	-0.11
10	Козятин тяга	0.000	0.000	109.440	-0.35
11	Глухківці	0.000	0.000	109.387	-0.44
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	109.247	-0.50
13	Сигнал	0.000	0.000	109.812	-0.11
209		0.000	0.000	109.812	-0.11
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	109.235	-0.37
15	Калинівка	0.000	0.000	109.269	-0.36
211		0.000	0.000	110.005	-0.00
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	110.054	-0.02
210		0.000	0.000	110.075	-0.02
16	Тубрів	0.000	0.000	109.119	-0.40
10010		1.300	0.700	10.325	-1.55
20010		1.200	0.700	10.285	-1.67
30010		0.000	0.000	10.336	-1.29
30110		0.000	0.000	108.882	-0.57
30011		1.400	0.700	10.336	-1.29
40010		1.000	0.600	10.261	-1.74
50010		1.700	0.900	10.262	-1.86
60010		2.500	1.200	10.284	-1.81
70010		0.900	0.500	10.299	-1.71
80010		1.100	0.500	10.320	-1.88
90010		1.200	0.700	10.379	-1.27
100010		6.800	3.300	9.940	-0.91
100110		0.000	0.000	109.440	-0.35
100011		0.000	0.000	9.940	-0.91
120010		2.500	1.200	10.346	-1.53
110010		1.700	0.900	10.401	-0.99
110110		0.000	0.000	109.387	-0.44

110011	0.000	0.000	10.402	-0.99
130010	3.100	1.900	10.424	-0.73
130011	0.000	0.000	10.424	-0.74
130110	0.000	0.000	109.812	-0.11
140010	4.300	2.500	9.910	-0.93
140011	0.000	0.000	9.911	-0.93
140110	0.000	0.000	109.235	-0.37
150110	0.000	0.000	109.269	-0.36
160110	0.000	0.000	109.119	-0.40
160011	0.000	0.000	10.385	-0.83
160010	1.700	1.000	10.385	-0.83
150010	2.500	1.400	10.108	-0.75
150011	0.000	0.000	10.108	-0.75
405	0.000	0.000	109.341	-0.69
401	0.000	0.000	109.300	-0.56
403	0.000	0.000	109.467	-0.37
402	0.000	0.000	109.677	-0.21
404	0.000	0.000	109.434	-0.42
4010010	6.300	3.400	10.308	-1.86
4010011	0.000	0.000	10.309	-1.86
4020011	3.900	1.900	10.358	-1.48
4020010	0.000	0.000	10.358	-1.48
4030010	2.600	1.400	10.314	-1.71
4030011	0.000	0.000	10.314	-1.71
4040010	3.700	2.200	10.317	-1.62
4040011	0.000	0.000	10.317	-1.63
4050010	5.800	-7.800	10.733	-1.94
4050011	0.000	0.000	10.734	-1.94
90011	0.000	0.000	10.379	-1.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	30010	0.700	0.361	0.700	0.350	0.001	0.012	0.004	0.839
30010	30011	0.700	0.350	0.700	0.350	0.000	0.000	0.044	0.000
30110	30011	0.700	0.362	0.699	0.350	0.001	0.012	0.004	0.840
30110	3	-0.710	-0.423	-0.710	-0.423	0.000	0.000	-0.004	-0.000
100	201	7.980	1.038	7.958	1.011	0.022	0.027	0.042	0.352
201	1	7.958	1.258	7.954	1.252	0.004	0.006	0.042	0.068
1	202	6.642	0.540	6.639	0.536	0.003	0.004	0.035	0.051
202	2	6.639	0.840	6.619	0.815	0.020	0.024	0.035	0.377
203	4	3.975	0.171	3.967	0.161	0.008	0.009	0.021	0.227
4	204	2.957	-0.156	2.955	-0.157	0.001	0.002	0.016	0.051
204	6	1.240	-0.877	1.239	-0.878	0.001	0.001	0.008	0.007
6	7	-1.280	-1.730	-1.283	-1.734	0.003	0.003	-0.011	-0.230
7	8	-2.193	-1.606	-2.197	-1.611	0.004	0.005	-0.014	-0.252
8	205	-3.308	-1.677	-3.311	-1.682	0.003	0.005	-0.020	-0.147
205	9	-3.311	-1.409	-3.313	-1.412	0.001	0.003	-0.019	-0.075
9	206	-5.851	1.282	-5.868	1.258	0.017	0.024	-0.032	-0.211
206	207	-11.036	-0.875	-11.074	-0.944	0.037	0.068	-0.058	-0.429
207	300	-11.074	-0.602	-11.079	-0.613	0.005	0.012	-0.058	-0.060
2	203	5.408	0.508	5.396	0.493	0.012	0.014	0.029	0.271
206	404	5.168	2.812	5.166	2.808	0.003	0.004	0.031	0.080
404	11	1.434	0.519	1.434	0.518	0.000	0.001	0.008	0.048
11	10	-5.269	0.510	-5.272	0.503	0.003	0.007	-0.028	-0.055
10	208	-12.154	-3.081	-12.182	-3.143	0.028	0.062	-0.066	-0.374
208	300	-9.744	-2.999	-9.755	-3.023	0.011	0.024	-0.054	-0.188
208	13	-2.438	0.196	-2.438	0.196	0.000	0.000	-0.013	-0.000
13	209	-5.575	-1.973	-5.575	-1.973	0.000	0.000	-0.031	-0.000
209	300	-9.638	-2.974	-9.649	-2.998	0.011	0.024	-0.053	-0.188
16	160010	0.655	0.390	0.654	0.383	0.000	0.007	0.004	0.548
160010	160011	-1.045	-0.616	-1.045	-0.616	0.000	0.000	-0.067	-0.000
160110	160011	1.045	0.627	1.045	0.616	0.001	0.011	0.006	0.547
160110	16	-1.063	-0.737	-1.063	-0.737	0.000	0.000	-0.007	-0.000
14	140010	2.149	1.281	2.147	1.252	0.001	0.029	0.013	0.709
140010	140011	-2.150	-1.247	-2.150	-1.247	0.000	0.000	-0.145	-0.000
140110	140011	2.151	1.276	2.150	1.247	0.001	0.029	0.013	0.706
140110	14	-2.180	-1.473	-2.180	-1.473	0.000	0.000	-0.014	-0.000
15	150010	1.144	4.469	1.136	4.314	0.008	0.154	0.024	3.602
150010	150011	-1.362	2.915	-1.363	2.915	0.000	0.000	-0.183	-0.000
150110	150011	1.365	-2.868	1.363	-2.915	0.002	0.047	0.017	-1.422
150110	15	-1.393	2.671	-1.393	2.671	0.000	0.000	-0.016	-0.000
209	14	4.064	1.896	4.051	1.867	0.013	0.028	0.024	0.580
14	15	-2.039	-0.975	-2.039	-0.976	0.000	0.001	-0.012	-0.034
15	100	-4.594	-1.904	-4.613	-1.945	0.019	0.041	-0.026	-0.733
13	130010	1.550	0.975	1.548	0.950	0.001	0.024	0.010	0.835
130010	130011	-1.550	-0.948	-1.550	-0.948	0.000	0.000	-0.100	-0.000

130110	130011	1.551	0.973	1.550	0.948	0.001	0.024	0.010	0.833
130110	13	-1.569	-1.084	-1.569	-1.084	0.000	0.000	-0.010	-0.000
	10	100110	3.444	1.962	3.444	1.962	0.000	0.000	0.021
100110	100011	3.402	1.685	3.401	1.643	0.002	0.042	0.020	0.586
100011	100010	3.401	1.643	3.400	1.643	0.000	0.000	0.219	0.000
	10	100010	3.397	1.697	3.395	1.655	0.002	0.042	0.020
	11	110010	0.850	0.461	0.849	0.450	0.001	0.011	0.005
110010	110011	-0.850	-0.449	-0.850	-0.449	0.000	0.000	-0.053	-0.000
110110	110011	0.850	0.460	0.850	0.449	0.001	0.011	0.005	0.652
110110	11	-0.864	-0.549	-0.864	-0.549	0.000	0.000	-0.005	-0.000
	11	401	10.891	-0.836	10.881	-0.860	0.010	0.023	0.058
	401	405	4.539	-4.424	4.531	-4.436	0.008	0.012	0.033
	405	9	-1.317	3.025	-1.318	3.023	0.001	0.002	-0.017
405	4050010	2.909	-3.733	2.901	-3.896	0.008	0.162	0.025	-2.818
4050010	4050011	-2.896	3.899	-2.896	3.899	0.000	0.000	-0.261	-0.000
	405	4050011	2.904	-3.737	2.896	-3.899	0.008	0.162	0.025
	401	4010010	3.152	1.797	3.147	1.701	0.005	0.095	0.019
4010010	4010011	-3.149	-1.697	-3.149	-1.697	0.000	0.000	-0.200	-0.000
	401	4010011	3.154	1.793	3.149	1.697	0.005	0.095	0.019
	11	403	-8.438	-0.544	-8.443	-0.554	0.006	0.010	-0.045
	403	402	-11.067	-1.940	-11.083	-1.975	0.016	0.035	-0.059
	402	300	-15.014	-3.866	-15.044	-3.932	0.030	0.066	-0.081
	402	4020010	1.952	1.004	1.949	0.949	0.003	0.055	0.012
4020010	4020011	1.949	0.949	1.949	0.949	0.000	0.000	0.121	0.000
	402	4020011	1.952	1.006	1.948	0.950	0.003	0.055	0.012
403	4030010	1.302	0.741	1.299	0.700	0.003	0.041	0.008	1.684
4030010	4030011	-1.299	-0.699	-1.299	-0.699	0.000	0.000	-0.082	-0.000
	403	4030011	1.302	0.741	1.299	0.699	0.003	0.041	0.008
	404	4040010	1.851	1.155	1.848	1.100	0.003	0.055	0.011
4040010	4040011	-1.849	-1.099	-1.849	-1.099	0.000	0.000	-0.120	-0.000
	404	4040011	1.852	1.154	1.849	1.099	0.003	0.055	0.011
	9	90010	0.600	0.359	0.600	0.350	0.001	0.009	0.004
90010	90011	-0.600	-0.350	-0.600	-0.350	0.000	0.000	-0.039	-0.000
	9	90011	0.600	0.359	0.600	0.350	0.001	0.009	0.004
	12	120010	2.501	1.256	2.498	1.199	0.003	0.057	0.015
	14	16	1.733	0.979	1.731	0.977	0.001	0.002	0.010
203	3	1.420	0.839	1.420	0.839	0.000	0.000	0.009	0.003
	11	12	2.521	1.060	2.519	1.056	0.002	0.004	0.014
	8	80010	1.101	0.527	1.099	0.500	0.002	0.028	0.006
	7	70010	0.901	0.520	0.899	0.500	0.001	0.020	0.006
	6	60010	2.501	1.257	2.498	1.199	0.003	0.057	0.015
204	5	1.715	1.004	1.715	1.004	0.000	0.000	0.011	0.016
	5	50010	1.701	0.944	1.699	0.899	0.002	0.044	0.010
	4	40010	1.001	0.626	0.999	0.600	0.002	0.026	0.006
	2	20010	1.202	0.736	1.199	0.700	0.002	0.037	0.007
	1	10010	1.302	0.741	1.299	0.700	0.003	0.041	0.008
100	211	0.000	-1.163	0.000	-1.163	0.000	0.000	0.006	-0.005
211	200	0.000	-0.879	0.000	-0.880	0.000	0.000	0.005	-0.048
200	210	0.000	-0.309	0.000	-0.309	0.000	0.000	0.002	-0.021

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 169.859 МВт / 920.810 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.200 МВт / 886.680 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.500 МВт / 27.506 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.500 МВт / 27.506 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.646 МВт / 3.486 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.514 МВт / 3.139 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.159 МВт / 6.624 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.659 МВт / 34.130 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-43.331	-17.742	121.000	0.00
201		0.000	0.000	119.522	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.236	-0.49
202		0.000	0.000	118.994	-0.57
2	Петрик	0.000	0.000	117.358	-1.03
203		0.000	0.000	116.108	-1.40
3	Літин	0.000	0.000	116.100	-1.40
4	Кожухів	0.000	0.000	114.932	-1.78
204		0.000	0.000	114.616	-1.89
5	Курортна	0.000	0.000	114.572	-1.90
6	Хмільник	0.000	0.000	114.313	-2.04
7	Уланів	0.000	0.000	114.408	-2.18
8	Вишенька	0.000	0.000	114.722	-2.23
205		0.000	0.000	114.985	-2.22
9	Юрівка	0.000	0.000	115.130	-2.20
206		0.000	0.000	118.348	-1.11
207		0.000	0.000	120.643	-0.17
300	Козятин	-126.450	-64.667	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.020	-0.34
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.481	-1.21
11	Глухівці	0.000	0.000	116.322	-1.62
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	115.911	-1.78
13	Сигнал	0.000	0.000	120.024	-0.33
209		0.000	0.000	120.025	-0.33
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.539	-0.89
15	Калинівка	0.000	0.000	118.656	-0.85
211		0.000	0.000	121.006	-0.00
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	121.059	-0.02
210		0.000	0.000	121.082	-0.02
16	Тубрів	0.000	0.000	118.228	-0.97
10010		3.700	1.900	10.992	-3.78
20010		3.500	1.900	10.809	-4.24
30010		0.000	0.000	10.888	-3.30
30110		0.000	0.000	116.100	-1.40
30011		4.100	2.000	10.888	-3.30
40010		2.800	1.700	10.623	-4.43
50010		4.900	2.600	10.600	-4.88
60010		7.300	3.500	10.632	-4.82
70010		2.600	1.400	10.634	-4.67
80010		3.100	1.500	10.635	-5.21
90010		3.400	1.900	10.809	-3.79
100010		19.300	9.400	10.584	-2.59
100110		0.000	0.000	117.481	-1.21
100011		0.000	0.000	10.585	-2.60
120010		7.100	3.400	10.799	-4.41
110010		5.000	2.700	10.950	-3.07
110110		0.000	0.000	116.322	-1.62
110011		0.000	0.000	10.950	-3.07

130010	8.900	5.300	11.273	-1.85
130011	0.000	0.000	11.274	-1.85
130110	0.000	0.000	120.024	-0.33
140010	12.400	7.000	10.656	-2.28
140011	0.000	0.000	10.656	-2.29
140110	0.000	0.000	118.539	-0.89
150110	0.000	0.000	118.656	-0.85
160110	0.000	0.000	118.228	-0.97
160011	0.000	0.000	11.173	-2.02
160010	4.900	2.800	11.173	-2.02
150010	7.200	3.900	10.908	-1.83
150011	0.000	0.000	10.909	-1.83
405	0.000	0.000	114.622	-2.41
401	0.000	0.000	113.896	-2.57
403	0.000	0.000	116.013	-1.71
402	0.000	0.000	115.687	-1.83
404	0.000	0.000	115.887	-1.70
4010010	18.100	9.800	10.467	-6.08
4010011	0.000	0.000	10.467	-6.08
4020011	11.200	5.400	10.688	-5.18
4020010	0.000	0.000	10.689	-5.19
4030010	7.300	4.100	10.642	-5.15
4030011	0.000	0.000	10.642	-5.15
4040010	10.700	6.300	10.656	-4.89
4040011	0.000	0.000	10.657	-4.89
4050010	16.700	-2.900	11.020	-5.58
4050011	0.000	0.000	11.021	-5.58
90011	0.000	0.000	10.809	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	30010	2.055	1.087	2.049	0.999	0.006	0.088	0.012	2.417
30010	30011	2.049	0.999	2.049	0.999	0.000	0.000	0.121	0.000
30110	30011	2.054	1.088	2.049	1.000	0.006	0.088	0.012	2.419
30110	3	-2.066	-1.158	-2.066	-1.158	0.000	0.000	-0.012	-0.000
100	201	29.111	11.320	28.831	10.984	0.278	0.335	0.149	1.481
201	1	28.831	11.278	28.781	11.204	0.051	0.073	0.149	0.287
1	202	25.052	9.050	25.014	8.995	0.038	0.054	0.129	0.244
202	2	25.014	9.354	24.743	9.028	0.270	0.325	0.129	1.650
203	4	16.905	5.415	16.769	5.251	0.136	0.164	0.088	1.197
4	204	13.947	3.706	13.916	3.668	0.031	0.037	0.072	0.322
204	6	8.983	0.970	8.961	0.945	0.021	0.026	0.045	0.314
6	7	1.623	-2.565	1.618	-2.571	0.005	0.006	0.015	-0.085
7	8	-1.001	-3.410	-1.007	-3.418	0.006	0.008	-0.018	-0.310
8	205	-4.130	-4.619	-4.138	-4.630	0.008	0.012	-0.031	-0.264
205	9	-4.138	-4.328	-4.142	-4.335	0.004	0.007	-0.030	-0.147
9	206	-42.757	-15.694	-43.637	-16.968	0.876	1.268	-0.228	-3.281
206	207	-43.637	-16.241	-44.206	-17.282	0.567	1.037	-0.227	-2.316
207	300	-44.206	-16.869	-44.287	-17.049	0.081	0.179	-0.226	-0.358
9	90011	1.704	1.014	1.699	0.949	0.004	0.065	0.010	2.279
90011	90010	1.699	0.949	1.699	0.949	0.000	0.000	0.104	0.000
9	90010	1.703	1.015	1.699	0.950	0.004	0.065	0.010	2.281
401	4010010	9.080	5.670	9.042	4.903	0.039	0.764	0.054	4.969
4010010	4010011	-9.047	-4.891	-9.048	-4.891	0.000	0.000	-0.566	-0.001
401	4010011	9.087	5.658	9.048	4.891	0.039	0.764	0.054	4.961
405	4050010	8.370	-0.975	8.346	-1.444	0.024	0.467	0.042	-0.149
4050010	4050011	-8.344	1.454	-8.344	1.454	0.000	0.000	-0.443	-0.001
405	4050011	8.368	-0.985	8.344	-1.454	0.024	0.467	0.042	-0.157
11	110010	2.503	1.436	2.498	1.350	0.005	0.085	0.014	1.961
110010	110011	-2.499	-1.348	-2.499	-1.348	0.000	0.000	-0.149	-0.000
110110	110011	2.504	1.434	2.499	1.348	0.005	0.085	0.014	1.959
110110	11	-2.519	-1.534	-2.519	-1.534	0.000	0.000	-0.015	-0.000
404	4040010	5.369	3.581	5.346	3.150	0.024	0.429	0.032	4.832
4040010	4040011	-5.348	-3.146	-5.348	-3.146	0.000	0.000	-0.336	-0.000
404	4040011	5.372	3.577	5.348	3.146	0.024	0.429	0.032	4.827
402	4020010	5.621	3.126	5.598	2.696	0.024	0.428	0.032	4.334
4020010	4020011	5.598	2.696	5.597	2.696	0.000	0.000	0.335	0.000
402	4020011	5.619	3.130	5.596	2.701	0.024	0.428	0.032	4.339
403	4030010	3.668	2.362	3.647	2.050	0.021	0.311	0.022	5.150
4030010	4030011	-3.648	-2.048	-3.648	-2.048	0.000	0.000	-0.227	-0.000
403	4030011	3.669	2.360	3.648	2.048	0.021	0.311	0.022	5.147
10	100010	9.649	5.012	9.636	4.714	0.012	0.296	0.053	1.660
100010	100011	-9.651	-4.680	-9.652	-4.680	0.000	0.000	-0.584	-0.001
100110	100011	9.665	4.977	9.652	4.680	0.012	0.296	0.053	1.650
100110	10	-9.713	-5.297	-9.713	-5.297	0.000	0.000	-0.054	-0.000
13	130010	4.454	2.819	4.446	2.651	0.008	0.167	0.025	2.221

130010	130011	-4.449	-2.645	-4.449	-2.645	0.000	0.000	-0.265	-0.000
130110	130011	4.457	2.813	4.449	2.645	0.008	0.167	0.025	2.217
130110	13	-4.479	-2.946	-4.479	-2.946	0.000	0.000	-0.026	-0.000
300	208	41.353	23.970	41.156	23.535	0.195	0.433	0.228	0.982
208	13	-20.940	-12.716	-20.940	-12.717	0.000	0.001	-0.118	-0.004
13	209	-29.895	-18.614	-29.895	-18.614	0.000	0.000	-0.169	-0.001
209	300	-40.617	-23.221	-40.810	-23.648	0.192	0.425	-0.225	-0.977
14	140110	6.243	3.930	6.243	3.930	0.000	0.000	0.036	0.000
140110	140011	6.209	3.697	6.200	3.491	0.009	0.206	0.035	1.911
140011	140010	6.200	3.491	6.200	3.491	0.000	0.000	0.385	0.001
14	140010	6.202	3.711	6.193	3.505	0.009	0.206	0.035	1.917
209	14	10.723	5.675	10.644	5.501	0.078	0.173	0.058	1.499
14	15	-6.785	-3.982	-6.789	-3.990	0.004	0.009	-0.038	-0.118
15	100	-14.057	-7.468	-14.220	-7.829	0.162	0.359	-0.077	-2.358
15	150110	4.284	-1.666	4.284	-1.666	0.000	0.000	0.022	0.000
150110	150011	4.250	-1.899	4.246	-1.985	0.004	0.085	0.023	-0.768
150011	150010	4.246	-1.985	4.246	-1.985	0.000	0.000	0.248	0.000
15	150010	2.964	6.171	2.950	5.882	0.015	0.288	0.033	4.655
16	160010	1.888	1.120	1.885	1.072	0.003	0.048	0.011	1.475
160010	160011	-3.011	-1.726	-3.012	-1.726	0.000	0.000	-0.179	-0.000
160110	160011	3.015	1.803	3.012	1.726	0.004	0.076	0.017	1.472
160110	16	-3.036	-1.932	-3.036	-1.932	0.000	0.000	-0.018	-0.000
203	3	4.132	2.308	4.131	2.308	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	21.216	7.351	21.037	7.136	0.178	0.214	0.110	1.265
7	70010	2.609	1.555	2.598	1.399	0.010	0.155	0.015	3.513
6	60010	7.319	3.958	7.295	3.498	0.023	0.458	0.042	3.478
4	40010	2.811	1.891	2.798	1.699	0.013	0.191	0.017	4.145
11	403	18.682	11.002	18.650	10.943	0.032	0.058	0.107	0.313
403	402	11.290	6.330	11.272	6.289	0.019	0.041	0.064	0.334
204	5	4.933	3.014	4.931	3.012	0.002	0.002	0.029	0.045
5	50010	4.916	2.946	4.897	2.598	0.019	0.346	0.029	4.091
2	20010	3.516	2.172	3.498	1.899	0.018	0.272	0.020	4.635
1	10010	3.717	2.187	3.698	1.899	0.019	0.287	0.021	4.559
11	404	10.802	7.242	10.772	7.199	0.030	0.043	0.064	0.440
208	10	62.096	36.658	61.325	34.947	0.768	1.703	0.346	2.563
10	11	41.915	24.726	41.673	24.188	0.241	0.535	0.239	1.180
11	12	7.152	3.627	7.137	3.594	0.015	0.033	0.040	0.420
14	16	4.950	2.889	4.940	2.876	0.009	0.014	0.028	0.313
12	120010	7.117	3.820	7.096	3.398	0.021	0.420	0.040	3.291
8	80010	3.112	1.710	3.098	1.499	0.014	0.210	0.018	3.908
9	405	35.187	9.761	35.067	9.588	0.119	0.172	0.183	0.525
405	401	18.290	11.537	18.206	11.415	0.084	0.122	0.109	0.738
100	211	0.000	-1.407	0.000	-1.407	0.000	0.000	0.007	-0.006
211	200	0.000	-1.064	0.000	-1.065	0.000	0.000	0.005	-0.053
200	210	0.000	-0.374	-0.000	-0.374	0.000	0.000	0.002	-0.023

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 167.964 МВт / 909.259 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.200 МВт / 886.680 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.618 МВт / 16.004 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.618 МВт / 16.004 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.603 МВт / 3.258 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.543 МВт / 3.317 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.146 МВт / 6.575 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.764 МВт / 22.579 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.007	-15.667	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.217	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.969	-0.43
202		0.000	0.000	113.766	-0.50
2	Петрик	0.000	0.000	112.394	-0.88
203		0.000	0.000	111.396	-1.18
3	Літин	0.000	0.000	111.387	-1.19
4	Кожухів	0.000	0.000	110.535	-1.46
204		0.000	0.000	110.330	-1.54
5	Курортна	0.000	0.000	110.283	-1.55
6	Хмільник	0.000	0.000	110.228	-1.63
7	Уланів	0.000	0.000	110.794	-1.63
8	Вишенька	0.000	0.000	111.525	-1.53
205		0.000	0.000	111.985	-1.44
9	Юрівка	0.000	0.000	112.237	-1.37
206		0.000	0.000	113.432	-0.87
207		0.000	0.000	115.222	-0.13
300	Козятин	-130.871	-64.483	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.843	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.468	-0.81
11	Глухівці	0.000	0.000	113.088	-0.98
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.663	-1.15
13	Сигнал	0.000	0.000	114.844	-0.26
209		0.000	0.000	114.844	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.110	-0.91
15	Калинівка	0.000	0.000	113.214	-0.88
211		0.000	0.000	115.506	-0.00
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.557	-0.02
210		0.000	0.000	115.578	-0.02
16	Тубрів	0.000	0.000	112.783	-0.99
10010		3.700	1.900	10.466	-4.05
20010		3.500	1.900	10.313	-4.40
30010		0.000	0.000	10.427	-3.25
30110		0.000	0.000	111.387	-1.19
30011		4.100	2.000	10.427	-3.25
40010		2.800	1.700	10.186	-4.35
50010		4.900	2.600	10.173	-4.78
60010		7.300	3.500	10.228	-4.64
70010		2.600	1.400	10.277	-4.29
80010		3.100	1.500	10.318	-4.68
90010		3.400	1.900	10.527	-3.05
100010		19.300	9.400	10.212	-2.29
100110		0.000	0.000	113.468	-0.81
100011		0.000	0.000	10.213	-2.29
120010		7.100	3.400	10.478	-3.94
110010		5.000	2.700	10.635	-2.51
110110		0.000	0.000	113.088	-0.98
110011		0.000	0.000	10.635	-2.51

130010	8.900	5.300	10.768	-1.91
130011	0.000	0.000	10.768	-1.92
130110	0.000	0.000	114.844	-0.26
140010	12.400	7.000	10.151	-2.44
140011	0.000	0.000	10.152	-2.44
140110	0.000	0.000	113.110	-0.91
150110	0.000	0.000	113.214	-0.88
160110	0.000	0.000	112.783	-0.99
160011	0.000	0.000	10.645	-2.15
160010	4.900	2.800	10.645	-2.15
150010	7.200	3.900	10.397	-1.95
150011	0.000	0.000	10.397	-1.95
405	0.000	0.000	112.238	-1.42
401	0.000	0.000	112.538	-1.24
403	0.000	0.000	113.441	-0.84
402	0.000	0.000	114.304	-0.48
404	0.000	0.000	113.208	-0.93
4010010	18.100	9.800	10.488	-4.84
4010011	0.000	0.000	10.489	-4.84
4020011	11.200	5.400	10.396	-3.92
4020010	0.000	0.000	10.396	-3.92
4030010	7.300	4.100	10.384	-4.44
4030011	0.000	0.000	10.384	-4.44
4040010	10.700	6.300	10.388	-4.28
4040011	0.000	0.000	10.388	-4.28
4050010	16.700	-2.900	10.479	-4.73
4050011	0.000	0.000	10.480	-4.73
90011	0.000	0.000	10.527	-3.05

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	30010	2.055	1.095	2.049	0.999	0.006	0.096	0.012	2.520
30010	30011	2.049	0.999	2.049	0.999	0.000	0.000	0.126	0.000
30110	30011	2.055	1.096	2.049	1.000	0.006	0.096	0.012	2.522
30110	3	-2.065	-1.161	-2.065	-1.161	0.000	0.000	-0.012	-0.000
100	201	23.744	9.675	23.537	9.426	0.206	0.248	0.128	1.285
201	1	23.537	9.695	23.500	9.640	0.037	0.054	0.128	0.250
1	202	19.770	7.453	19.744	7.416	0.026	0.037	0.107	0.204
202	2	19.744	7.744	19.557	7.519	0.186	0.224	0.107	1.381
203	4	11.785	3.866	11.713	3.779	0.072	0.087	0.064	0.873
4	204	8.891	2.191	8.877	2.175	0.013	0.016	0.048	0.209
204	6	3.944	-0.572	3.939	-0.577	0.004	0.005	0.021	0.106
6	7	-3.399	-4.155	-3.417	-4.176	0.018	0.021	-0.028	-0.566
7	8	-6.037	-5.070	-6.067	-5.115	0.031	0.044	-0.041	-0.736
8	205	-9.191	-6.356	-9.218	-6.397	0.028	0.040	-0.058	-0.463
205	9	-9.218	-6.110	-9.232	-6.135	0.013	0.025	-0.057	-0.256
9	206	-16.950	-4.722	-17.088	-4.922	0.138	0.199	-0.090	-1.214
206	207	-31.900	-12.583	-32.236	-13.197	0.335	0.612	-0.174	-1.802
207	300	-32.236	-12.821	-32.283	-12.927	0.048	0.106	-0.174	-0.278
2	203	16.029	5.774	15.916	5.639	0.112	0.135	0.087	1.008
206	404	14.812	8.390	14.790	8.359	0.021	0.031	0.086	0.226
404	11	4.017	1.177	4.014	1.172	0.003	0.005	0.021	0.122
11	10	-14.958	-6.969	-14.988	-7.036	0.030	0.066	-0.084	-0.385
10	208	-34.393	-17.286	-34.638	-17.831	0.245	0.543	-0.196	-1.385
208	300	-27.788	-14.504	-27.882	-14.712	0.093	0.207	-0.157	-0.659
208	13	-6.850	-2.955	-6.850	-2.955	0.000	0.000	-0.037	-0.001
13	209	-15.803	-8.861	-15.803	-8.861	0.000	0.000	-0.091	-0.001
209	300	-27.488	-14.353	-27.581	-14.557	0.092	0.204	-0.156	-0.657
16	160010	1.888	1.125	1.885	1.072	0.003	0.053	0.011	1.553
160010	160011	-3.011	-1.726	-3.012	-1.726	0.000	0.000	-0.188	-0.000
160110	160011	3.016	1.810	3.012	1.726	0.004	0.084	0.018	1.550
160110	16	-3.035	-1.928	-3.035	-1.928	0.000	0.000	-0.018	-0.000
14	140010	6.203	3.732	6.193	3.505	0.010	0.227	0.037	2.020
140010	140011	-6.200	-3.491	-6.200	-3.491	0.000	0.000	-0.404	-0.001
140110	140011	6.210	3.719	6.200	3.491	0.010	0.227	0.037	2.014
140110	14	-6.241	-3.930	-6.241	-3.930	0.000	0.000	-0.038	-0.000
15	150010	2.944	5.762	2.930	5.478	0.014	0.283	0.033	4.565
150010	150011	-4.266	1.581	-4.266	1.581	0.000	0.000	-0.252	-0.000
150110	150011	4.270	-1.492	4.266	-1.581	0.004	0.088	0.023	-0.604
150110	15	-4.301	1.280	-4.301	1.280	0.000	0.000	-0.023	-0.000
209	14	11.686	6.469	11.582	6.239	0.104	0.230	0.067	1.748
14	15	-5.841	-3.377	-5.845	-3.384	0.003	0.007	-0.034	-0.106
15	100	-13.108	-6.931	-13.263	-7.274	0.154	0.342	-0.075	-2.299
13	130010	4.455	2.835	4.446	2.651	0.009	0.183	0.027	2.329
130010	130011	-4.449	-2.645	-4.449	-2.645	0.000	0.000	-0.277	-0.000
130110	130011	4.458	2.829	4.449	2.645	0.009	0.183	0.026	2.324

130110	13	-4.478	-2.951	-4.478	-2.951	0.000	0.000	-0.027	-0.000
10	100110	9.710	5.297	9.710	5.297	0.000	0.000	0.056	0.000
100110	100011	9.666	4.999	9.652	4.680	0.013	0.318	0.055	1.695
100011	100010	9.652	4.680	9.651	4.680	0.000	0.000	0.605	0.001
10	100010	9.650	5.034	9.636	4.714	0.013	0.318	0.055	1.705
11	110010	2.503	1.441	2.498	1.350	0.005	0.090	0.015	1.991
110010	110011	-2.499	-1.348	-2.499	-1.348	0.000	0.000	-0.154	-0.000
110110	110011	2.504	1.439	2.499	1.348	0.005	0.090	0.015	1.988
110110	11	-2.519	-1.534	-2.519	-1.534	0.000	0.000	-0.015	-0.000
11	401	30.818	12.723	30.726	12.520	0.091	0.202	0.170	0.559
401	405	12.519	1.177	12.490	1.134	0.030	0.043	0.064	0.308
405	9	-4.287	3.044	-4.290	3.040	0.003	0.004	-0.027	-0.001
405	4050010	8.371	-0.954	8.346	-1.444	0.025	0.487	0.043	-0.249
4050010	4050011	-8.344	1.455	-8.344	1.455	0.000	0.000	-0.466	-0.001
405	4050011	8.369	-0.965	8.344	-1.455	0.025	0.487	0.043	-0.258
401	4010010	9.081	5.690	9.042	4.903	0.040	0.784	0.055	4.891
4010010	4010011	-9.047	-4.891	-9.048	-4.891	0.000	0.000	-0.565	-0.001
401	4010011	9.088	5.679	9.048	4.891	0.040	0.784	0.055	4.883
11	403	-24.036	-10.496	-24.086	-10.587	0.050	0.091	-0.134	-0.358
403	402	-31.446	-15.236	-31.588	-15.551	0.141	0.314	-0.178	-0.871
402	300	-42.861	-21.700	-43.125	-22.286	0.263	0.584	-0.242	-1.199
402	4020010	5.622	3.137	5.598	2.696	0.024	0.439	0.032	4.246
4020010	4020011	5.598	2.696	5.597	2.696	0.000	0.000	0.344	0.001
402	4020011	5.620	3.141	5.596	2.701	0.024	0.439	0.032	4.251
403	4030010	3.669	2.377	3.647	2.050	0.022	0.326	0.022	5.195
4030010	4030011	-3.648	-2.048	-3.648	-2.048	0.000	0.000	-0.232	-0.000
403	4030011	3.670	2.375	3.648	2.048	0.022	0.326	0.022	5.192
404	4040010	5.371	3.604	5.346	3.150	0.025	0.452	0.033	4.889
4040010	4040011	-5.348	-3.146	-5.348	-3.146	0.000	0.000	-0.344	-0.000
404	4040011	5.373	3.599	5.348	3.146	0.025	0.452	0.033	4.884
9	90010	1.703	1.019	1.699	0.950	0.005	0.069	0.010	2.301
90010	90011	-1.699	-0.949	-1.699	-0.949	0.000	0.000	-0.107	-0.000
9	90011	1.704	1.018	1.699	0.949	0.005	0.069	0.010	2.299
12	120010	7.118	3.846	7.096	3.398	0.023	0.446	0.041	3.348
14	16	4.948	2.907	4.938	2.892	0.010	0.015	0.029	0.329
203	3	4.131	2.314	4.131	2.314	0.000	0.000	0.024	0.009
11	12	7.153	3.668	7.137	3.632	0.016	0.035	0.041	0.431
8	80010	3.113	1.724	3.098	1.499	0.015	0.224	0.018	3.975
7	70010	2.609	1.565	2.598	1.399	0.011	0.166	0.016	3.603
6	60010	7.321	3.995	7.295	3.498	0.025	0.495	0.044	3.597
204	5	4.933	3.039	4.932	3.037	0.002	0.002	0.030	0.047
5	50010	4.918	2.976	4.897	2.598	0.021	0.376	0.030	4.252
4	40010	2.812	1.907	2.798	1.699	0.014	0.208	0.018	4.315
2	20010	3.518	2.199	3.498	1.899	0.020	0.299	0.021	4.876
1	10010	3.719	2.217	3.698	1.899	0.021	0.317	0.022	4.820
100	211	0.000	-1.282	0.000	-1.282	0.000	0.000	0.006	-0.006
211	200	0.000	-0.970	0.000	-0.970	0.000	0.000	0.005	-0.051
200	210	0.000	-0.341	-0.000	-0.341	0.000	0.000	0.002	-0.022

ДОДАТОК Е

Міністерство освіти та науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Магістерська кваліфікаційна робота
**Розвиток фрагменту електричних
мереж 110/10 кВ із встановленням
елегазового комутаційного обладнання**

галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні системи і мережі»

Виконав ст.гр. ЕСМ-18 м

Кушнір Станіслав Валерійович

1

1

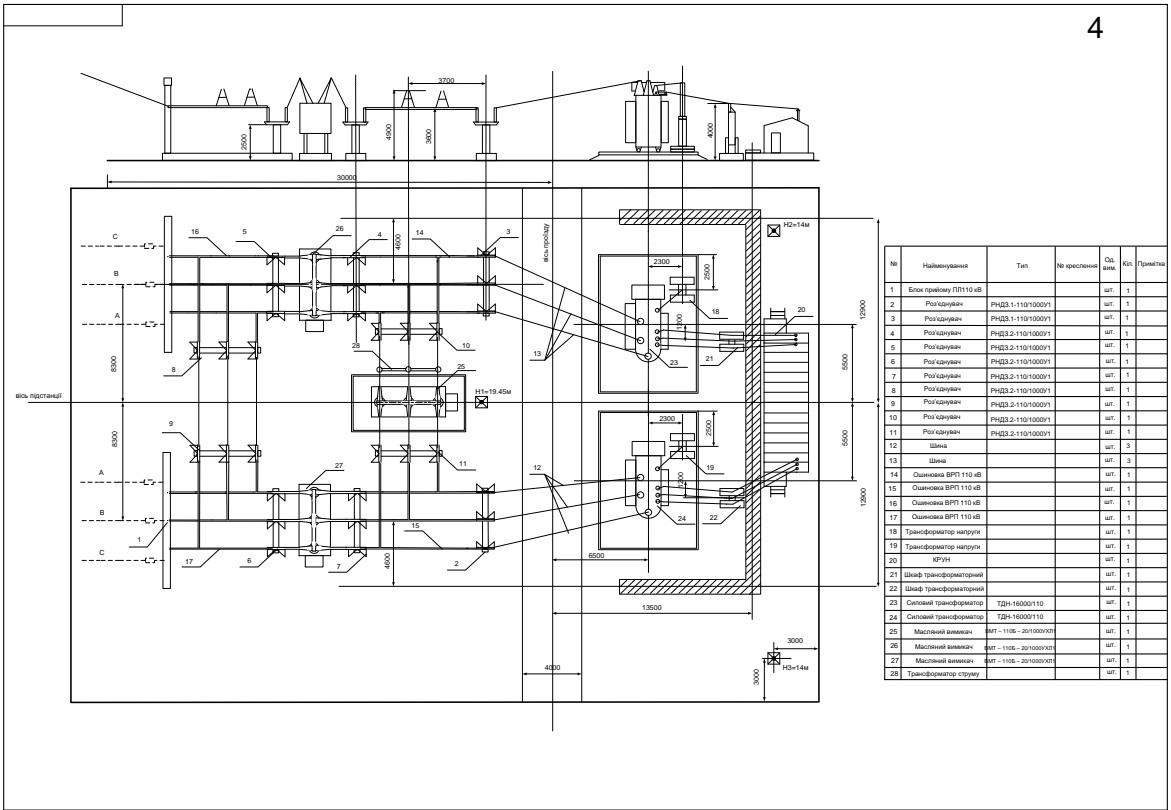
актуальною є задача підвищення ефективності проектування. Проектування та реконструкція електричних мереж повинні виконуватись особливо ретельно, з використанням технічно грамотних підходів до проектування.

завданням даної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі

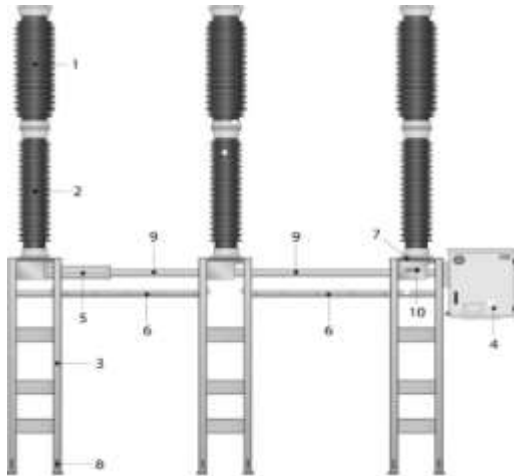
Задачею проектування розвитку ЕМ є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які супроводжують розвиток електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів і необхідну якість електроенергії з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Об'єктом дослідження МКР є: електричні мережі «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є розвиток електричної мережі згідно технічного завдання.



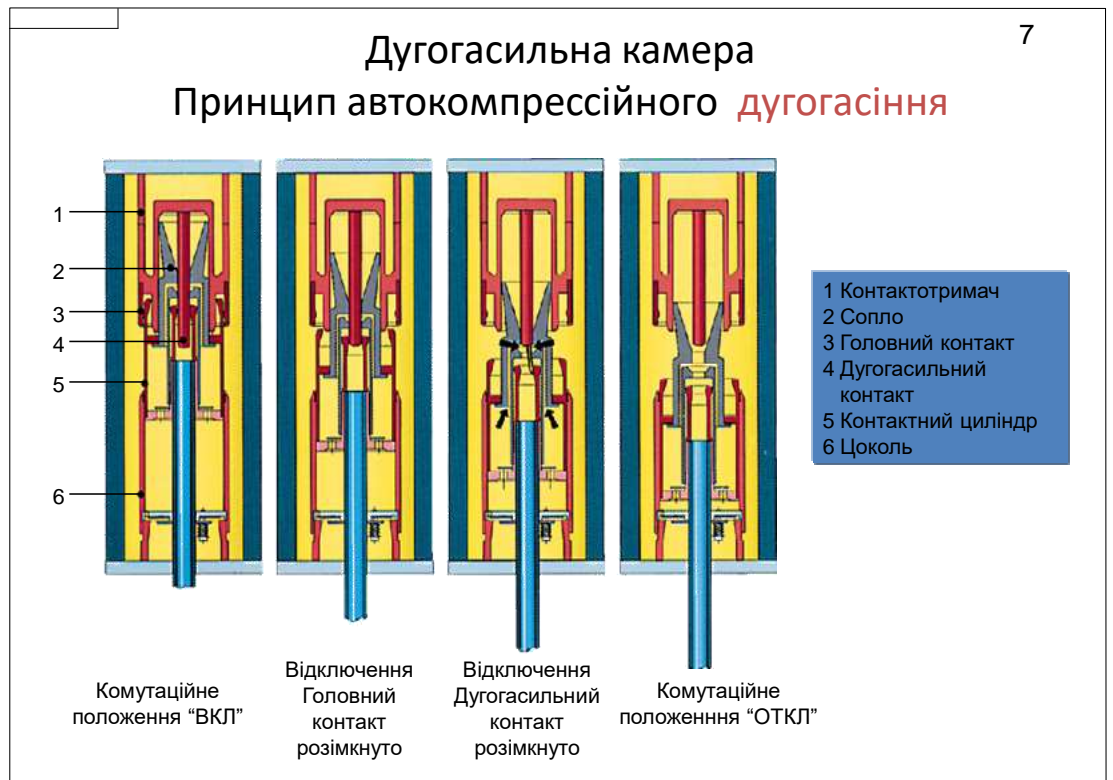
Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	64
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	345600
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	88380
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,39
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,76
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	9057
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	22579



1 - дугогасильна камера, 2 - опорний ізолятор, 3 - опорна стійка, 4 - шафа управління з приводом ВЛК, 5 - вимикаюча пружина, 6 - газові трубки в захисному коробі, 7 - монітор щільності газу (з протилежного боку), 8 - отвори для приєднання заземлення, 9 - сполучна тяга в захисній трубі, 10 - показник положення вимикача.



Вимикач типу LTB з електроприводом Motor Drive™ компанії ABB



Дякую за увагу